

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)

СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2021

**XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ
МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

(17–19 марта 2021 года)

Материалы конференции

Ухта
УГТУ
2021

Научное издание

СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2021

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

(17-19 марта 2021 г.)

УДК [5+6](061.3)

ББК 94

К 65

Конференция XXII Международная молодёжная научная (17-19 марта 2021 г.; Ухта).

К 65 Севергеоэкотех – 2021 : материалы конференции. – Ухта : УГТУ, 2021. – 802 с. – Текст: электронный.

ISBN 978-5-6045345-5-7

Представлены доклады XXII Международной молодежной научной конференции «Севергеоэко-тех-2021», проведённой Ухтинским государственным техническим университетом 17-19 марта 2021 года.

Рассмотрены актуальные проблемы, отражающие широкий спектр научных направлений. В сборнике представлены доклады по следующим темам: автоматика и электротехника, бурение, геология и геофизика, инжиниринг технологических машин и оборудования, компьютерные технологии, математическое моделирование, механика и современные информационные технологии, морское нефтегазовое дело в условиях арктического шельфа, проектирование, сооружение и эксплуатация магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз, региональная минерагения и геохимия, строительство, технология лесозаготовительных и деревоперерабатывающих производств, техносферная безопасность, устойчивое развитие социально-экономические и финансовые аспекты, физические и химические методы исследования вещества, экология, землеустройство и природопользование, экономика и управление социально-экономическими системами.

Для научных работников, профессорско-преподавательского состава, аспирантов, студентов, инженерно-технического персонала.

УДК [5+6](061.3)

ББК 94

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Агинея Р.В. (гл. редактор); канд. экон. наук. Лепке Г.Н. (зам. гл. редактора); Полетаев С.В.; канд. техн. наук Неежмаков С.В.; канд. техн. наук Коптяев Д.Л.; канд. техн. наук Каменских С.В.; канд. геол.-минерал. наук Ростовщиков В.Б.; канд. геол.-мин. наук Маракова И.А.; канд. техн. наук Тимохова О.М.; канд. физ.-мат. наук Смирнов Ю.Г.; канд. техн. наук Мотрюк Е.Н.; д-р техн. наук, профессор Быков И.Ю.; канд. техн. наук Борейко Д.А.; канд. экон. наук Мучкинова Л.И.; канд. техн. наук Савич В.Л.; канд. техн. наук Чурюмов В.Ю.; канд. техн. наук Семиткина Е.В.; канд. техн. наук Терентьева М. В.; канд. техн. наук Дуркин В.В.; канд. геол.-минерал. наук Бакулина Л.П.; канд. техн. наук Дорогобед А.Н.; канд. техн. наук Киборт И.Д.; канд. техн. наук Михайленко Е.В.; канд. техн. наук Нор Е.В.; д-р экон. наук Назарова И.Г.; канд. физ.-мат. наук Богданов Н.П.; Григорьева Т.А.; д-р геогр. наук Осадчая Г.Г.; профессор, канд. экон. наук Павловская А.В. (члены прогр. комитета); Мавлютов Р.Т.(секретарь).

Материалы, помещённые в настоящий сборник, даны в авторской редакции с минимальными правками.

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: А. М. Набиева

© Ухтинский государственный технический университет, 2021

ISBN 978-5-6045345-5-7

План 2021 г., позиция 002(н).

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman. Формат 60×84 1/16.

Уч.-изд. л. 42,4. Заказ № 361.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. АВТОМАТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА	16
Индукционное одеяло для обогрева сложных поверхностей <i>Аминев Р.М., Мирсяяпов А.Р.</i>	16
Анализ способов управления яркостью светодиодов <i>Белоконь А.В.</i>	18
Регулируемый электропривод нагнетательной машины Н-300-1.23 <i>Бурин В.Г.</i>	21
Система диагностики воздушных линий электропередач <i>Ведешкин Д.А., Аминев Р.М.</i>	25
Мифы и реалии «Зеленой энергетики» <i>Григорьев А.Ю.</i>	27
Анализ развития энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии для зарядки электромобилей <i>Губенский А.А.</i>	29
Обзор существующих методов контроля изоляции электрических машин <i>Долгополов И.В.</i>	31
Моделирование процесса удаления водорода и падения температуры жидкого металла при продувке аргоном в установке печь-ковш <i>Захаров В.А.</i>	36
Система автоматического управления давлением в колонне дистилляции карбамида <i>Кавелин А.С.</i>	39
Сравнение экологического баланса автомобилей с двигателем внутреннего сгорания и электромобилей <i>Кочкин Н.В.</i>	43
Изучение воздействия высших гармоник на потери электроэнергии в системах и линиях электроснабжения <i>Манов А.А.</i>	45
Концепция построения системы автоматического управления кислородной фурмой дуговой сталеплавильной печи <i>Мионов Д.Н.</i>	48
Камерная сушильная установка древесинны как объект автоматического управления <i>Музалевский Д.О.</i>	53
Особенности привлечения синхронных электродвигателей предприятия к генерации реактивной мощности <i>Отев К.С.</i>	57
Исследование, связанное с анализом основных методов контроля качества, а также технического состояния кабелей сетей электроснабжения, обеспечивающих работу предприятий топливно-энергетического комплекса России <i>Пронина Д.Э.</i>	60
Анализ метода электропараметрического контроля центробежных насосных агрегатов при эксплуатации в шахтах <i>Пузырев Н.М.</i>	64

Исследование гармонического состава обратной электродвижущей силы шагового двигателя <i>Уляшев А.Е.</i>	66
Тепловая модель сухого трансформатора на основе электротепловой аналогии <i>Ширков А.Е.</i>	70
Особенности защиты сухих трансформаторов на основании нечеткой логики <i>Ширков А.Е.</i>	73
СЕКЦИЯ 2. АРХИТЕКТУРНОЕ ТВОРЧЕСТВО	76
Метаморфоз жилого дворового пространства в архитектуре <i>Граат Л.А.</i>	76
Реконструкция жилья как процесс современного развития города <i>Вольф Ю.В.</i>	80
Социальное жильё. Проблемы и решения <i>Гаврилова М.Е.</i>	84
Освещение городского пространства Ухты <i>Кикория Т.А.</i>	88
Концепция формирования открытых общественных пространств в городе Сосногорск <i>Костюкевич М.С.</i>	93
Концепция формирования рекреационных коммуникаций в поселках Ветлосян и Подгорный <i>Крамарев А.Ю.</i>	97
Детские игровые площадки в жилой среде: проблемы зимнего благоустройства и пути решения <i>Граат К.А.</i>	100
СЕКЦИЯ 3. БУРЕНИЕ	104
Влияние состава и свойств бурового раствора на качество вскрытия продуктивного пласта, сложенного карбонатными породами. <i>Берг А.П.</i>	104
Применение колтюбинга при бурении боковых стволов скважин <i>Ворона А.А.</i>	107
Модифицированный асбестовый наполнитель как материал для предотвращения поглощений бурового раствора	110
<i>Горячевский А.С.</i>	110
Повышение точности искривления скважин отклонителями фрезерующего типа в твердых горных породах <i>Лысаков Д.В.</i>	114
Особенности строительства скважин в осложненных условиях. <i>Мальцев Д.Д.</i>	118
К вопросу об особенностях разработки морских месторождений углеводородов <i>Набиева Е.М.</i>	123
Обзор последних достижений: новые материалы и технологии для долговечной цементной оболочки <i>Политов Н.М., Копылов И.А.</i>	126
Современные методы предупреждения и способы ликвидации прихватов в процессе строительства нефтяных и газовых скважин <i>Пухальский В.Е.</i>	132

Практические подходы по реализации гидромониторной промывки шарошечных долот. <i>Хорошилов Р.А.</i>	136
СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА	140
Оптимизация комплексов LWD, применяемых при бурении горизонтальных скважин на месторождениях Пермского края <i>Еремеев Н.С.</i>	140
Перспективы нефтегазоносности силурийских отложений Лайского вала Денисовской впадины <i>Кенф В.А.</i>	150
Особенности геологического строения и пересчет запасов на Северо-Израильском месторождении <i>Климошенко О.В.</i>	153
Бассейновое моделирование в обосновании перспектив нефтегазоносности Коротаихинской впадины <i>Красилова К.А.</i>	155
Формирование соляных отложений и перспективы их изучения <i>Жижина В.Р., Сабельников М.Ю.</i>	158
Анализ современных дистанционных геофизических технологий. <i>Уторов Д.А.</i>	163
Применение метода переходных процессов для изучения криолитозоны Земли <i>Вавилов С.А., Минова Е.Н.</i>	166
Исследование шлифов в лабораторных условиях для характеристики породы и месторождения <i>Мусинская Е.С.</i>	170
Оценка перспектив алмазоносности Обдырского поднятия <i>Парадовский А.А.</i>	172
СЕКЦИЯ 5. ИНЖИНИРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ	175
Моделирование узлов гидропривода лесной машины <i>Иванов А.П., Каракчиев В.Ю., Молчанова А.А.</i>	175
Особенности общей компоновки лесотранспортного автомобиля с колесной формулой 8x8 <i>Картошкин К.В., Росторгуев Г.А.</i>	180
Отказы компрессорного оборудования, основные причины и методы их предупреждения <i>Свинцов В.С.</i>	183
Динамика износа двигателей дорожно-строительных машин в эксплуатации Республики Коми <i>Сиков С.М., Рочев С.Л.</i>	186
К вопросу о повышении долговечности двигателей внутреннего сгорания <i>Филимонов Р.В.</i>	193
Влияние неустановившихся режимов работы на износ двигателей лесозаготовительных машин <i>Черевань В.С.</i>	196
СЕКЦИЯ 6. КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	199
Оптимизация математических расчетов в программировании <i>Базарова А.М., Рочев К.В.</i>	199
Чат-боты в современной системе управления <i>Чупрова В.Н.</i>	203

Информационные технологии в горном деле. <i>Терентьев А.</i>	205
Виртуализация общественной жизни как современная мировая тенденция <i>Сазанова Н.В.</i>	208
VR- технологии и их вклад в обучение по специальности «Горное дело» <i>Обердиенко С.А.</i>	210
Технология блокчейн и принципы её работы <i>Латыпова Д.М.</i>	213
СЕКЦИЯ 7. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ	215
Расчёт теплоотдачи через многослойную цилиндрическую стенку нефтепровода <i>Автамонов В.А., Хламов В.А.</i>	215
Изучение распределения температуры по блокам футеровки для стенки агрегата ковш-печь <i>Беззуб А.А.</i>	219
Математические методы для оценки фракционного состава нефти и получаемых на её основе нефтепродуктов <i>Белинов М.С., Червочкин М.А., Соловьев В.В.</i>	223
Математическое моделирование в горном деле <i>Боярченко Е.Е.</i>	227
Планирование эксперимента в научных исследованиях <i>Бурмистрова Д.Д.</i>	230
Кривая Лоренца <i>Головешкина М.С.</i>	235
Использование некоторых методов кластерного анализа <i>Гришаев Н.С., Дукс Д.В.</i>	238
Математическое моделирование трехфазных потоков в газожидкостных подъемниках. <i>Дубовец А. В.</i>	242
Моделирование процесса бурения по методу наименьших квадратов <i>Коваленко М.В., Мяндин И.В.</i>	247
Анализ регрессионных моделей на примере исследования общей реализации газа в России компанией «Газпром» <i>Компанец А.Ю.</i>	250
Стабилизация перевернутого двухзвенного маятника приведением методом орбитальной линеаризации <i>Лапин А.Е.</i>	254
Математические программные пакеты, применяемые в обучении <i>Малафеевский А.О.</i>	259
Моделирование динамических систем в среде Matlab <i>Мотрюк И.Н.</i>	264
Метод оценки критических параметров индивидуальных веществ на основе атомарных вкладов и параметров потенциала Леннарда-Джонса <i>Сабитов М.А.</i>	269
Метод построения дерева решений как инструмент выбора стратегии <i>Хомутникова У.И.</i>	273

Применение приближенных вычислений с помощью рядов в профессии РЭНГМ <i>Черноусов С.Г.</i>	277
Актуальность применения теории нечетких множеств при планировании разработки месторождений природного газа с учетом неопределенности исходных данных <i>Чувашов А.А.</i>	281
Многовариантное моделирование разработки залежи высоковязкой нефти с применением технологии HASD <i>Чувашов Н.А., Меньшикова И.Н.</i>	285
СЕКЦИЯ 8. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	289
Анализ работы газоперекачивающего оборудования при транспортировке метано-водородной смеси <i>Автамонов В.А.</i>	289
Анализ эксплуатационной надёжности существующих захватных устройств для нкт <i>Блохин П.А.</i>	292
Конструкция пружинного компенсатора колебаний давления, установленного на нагнетательном трубопроводе поршневого насоса <i>Горбунов Д.Д.</i>	295
Повышение надежности газоперекачивающих агрегатов и эффективности компримирования газа на компрессорных станциях за счет применения компрессорных поршней специальной конструкции <i>Игнатченко О.А., Проценко А.А.</i>	298
Критерии оценивания эффективности работы погружных сепараторов механических примесей при работе в осложненных условиях <i>Казьмин А.Д.</i>	300
Комплексное решение по техническому обслуживанию и ремонту камеры сгорания газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1 <i>Калинин И.С.</i>	302
Перспективы применения безъякорного пакерного устройства для нефтяных скважин, расположенных на месторождениях Республики Башкортостан <i>Копейкин И.С.</i>	307
Анализ научно-технической и патентной информации о дисковых поворотных задвижках с различными видами уплотнительных элементов <i>Ласынов В.И.</i>	310
Гидравлическая пакерно-якорная техническая система для обсаженных скважин <i>Набиуллин Д.У., Копейкин И.С.</i>	312
Анализ работоспособности опор трехшарошечных долот <i>Наумышев Е.Ю.</i>	315
СЕКЦИЯ 9. МЕТРОЛОГИЯ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ И СЕРТИФИКАЦИЯ	320
Исследование свойств термистора <i>Отев К.С.</i>	320
Развитие системы обеспечения метрологической надежности средств измерительной техники <i>Базарова А.М.</i>	324

СЕКЦИЯ 10. МЕХАНИКА И ГРАФИКА	327
Установление закономерностей изменения коэрцитивной силы по длине образца <i>Рылько Н.М., Попова Л.В.</i>	327
Некоторые особенности изучения инженерной графики в профессии будущего инженера-буровика <i>Мальцев Д.Д.</i>	330
Методика контроля и анализа режимов технологического оборудования на современном предприятии <i>Ковалев С.А., Конечный К.А.</i>	334
СЕКЦИЯ 11. МОРСКОЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА	337
Особенности применения системы Supervisory Control and Data Acquisition для дистанционного управления подводным оборудованием газовых и газоконденсатных месторождений Баренцева моря <i>Григорьев Л.Ю.</i>	337
Расчет длины сепараторов для Штокмановского месторождения <i>Григорьев Л.Ю.</i>	340
СЕКЦИЯ 12. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ	345
Учёт изменений водного и ледового режима арктических рек при проектировании магистральных газопроводов на примере р. пур в створе г. уренгой <i>Азарян В.С.</i>	345
Исследование нестационарных процессов в нефтепроводе при возникновении утечки или криминальной врезки <i>Барakov В.В.</i>	348
Анализ факторов, оказывающих негативное влияние на параметры токораспределения в системе катодной защиты технологических трубопроводов <i>Беляева В.А.</i>	351
Геотехнический мониторинг в районе распространения многолетнемерзлых пород <i>Бобкова В.Н.</i>	355
Повышение надежности сварных соединений магистральных газопроводов <i>Вафин Т.И.</i>	360
Технология гибридной лазерной сварки с ультразвуковым воздействием на сварочную ванну <i>Ежов Е.В.</i>	363
Контроль состояния нефтепровода, оборудованного СКИН-системой <i>Заринова Н.А., Николаев А.К., Пшенин В.В.</i>	366
Анализ эффективности методов стабилизации многолетнемерзлых пород вследствие их деградации под воздействием глобального потепления <i>Красикова М.Ю., Ямалиева Ю.Р.</i>	370
Проблема эффективности охлаждения газа на компрессорных станциях, эксплуатируемых в южных регионах <i>Кувакина А.О.</i>	372
Расчетно-экспериментальный анализ напряженно-деформированных и предельных состояний нефтегазопровода в процессе эксплуатации <i>Курасов О.А.</i>	377

Методы хранения водородного топлива	
<i>Лаврова С.В.</i>	379
Анализ систем зачистки теплоизоляционного покрытия магистральных трубопроводов на этапе строительно-монтажных работ	
<i>Логинов В.А.</i>	383
Анализ современных технологий очистки линейной части магистрального трубопровода при проведении работ по переизоляции	
<i>Мальцева Д.П.</i>	386
Определение оптимальной температуры подогрева невязутоновской нефти при транспортировке по «горячему» нефтепроводу	
<i>Плотникова К.И., Деменин Е.С.</i>	390
Распределение потоков нефти в трубопроводе с лупингом	
<i>Резанов К.С.</i>	393
Применение «Метода кривых» при строительстве и ремонте нефтегазопроводов через естественные и искусственные препятствия	
<i>Шкутов И.В., Полищук А.С.</i>	395
Анализ современных методов диагностики линейной части МТ	
<i>Шкутов И.В.</i>	399
Стратегия уменьшения эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет использования противотурбулентной присадки	
<i>Штанько Е.О.</i>	404
СЕКЦИЯ 13. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	408
Анализ текущего состояния разработки самитинского нефтяного месторождения	
<i>Шиян С.И., Слепцов А.А., Шаблий И.И.</i>	408
Анализ геолого-промысловой информации Красновского газонефтяного месторождения с целью строительства боковых стволов	
<i>Шиян С.И., Шутов Д.В., Слепцов А.А., Галджев Д.В.</i>	415
Анализ показателей экономической эффективности разработки Тихомировского месторождения	
<i>Шиян С.И., Медведева Е.В., Кусов Г.В.</i>	420
Анализ текущего состояния разработки пласта К _{2m} Тихомировского месторождения	
<i>Шиян С.И., Медведева Е.В., Кусов Г.В.</i>	426
Геолого-промысловое и технико-экономическое обоснование вариантов разработки Анисимовского месторождения	
<i>Шиян С.И., Слепцов А.А., Владимиров А.В., Нелин А.К.</i>	431
Совершенствование технологии освоения скважин	
<i>Ткаченко П.Е.</i>	436
Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов на Юбилейном газоконденсатном месторождении	
<i>Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Капишиников А.М.</i>	438
Техника и технология добычи углеводородов на Юбилейном газоконденсатном месторождении	
<i>Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Суховорова П.А.</i>	441
Построение цифровых моделей Юбилейного газоконденсатного месторождения	
<i>Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Пеливанов Л.В.</i>	446

Методы интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения пластов на Роговском газовом месторождении <i>Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Галджев Д.В.</i>	451
Проектирование разработки Мектебского нефтяного месторождения <i>Савенок О.В., Курбанов З.С., Аламлех Мохаммед</i>	456
Анализ современных подходов к интерпретации результатов геофизических и гидродинамических исследований горизонтальных скважин <i>Савельев Д.Ю.</i>	463
Техника и технология добычи углеводородного сырья на Роговском газовом месторождении <i>Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Пеливанов Л.В.</i>	468
Программный комплекс для эксплуатации газовых скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами <i>Сабурова Е.А., Ан В.М., Нику Д.А.</i>	473
Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи <i>Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Кусова Л.Г.</i>	476
Подбор насосного глубинного оборудования для скважин месторождения Белый Тигр <i>Павлюк Р.А.</i>	481
Закачка CO ₂ в нефтегазоносные пласты. Применение технологии на примере крупного месторождения Западной Сибири <i>Михайлов Н.В., Жданов И.И., Перепелица Д.О.</i>	485
Обобщение опыта подбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ <i>Милич Йована, Раупов И.Р.</i>	489
Анализ снижения фактических затрат на проведение геофизических исследований скважин <i>Лешкович Н.М.</i>	492
Расчёт экономической эффективности внедрения многозадачной системы контроля и управления автоматизации SERIES-4 на газоперекачивающий агрегат на Уренгойском газоконденсатном месторождении <i>Кусов Г.В., Шаблий И.И., Шутов Д.В.</i>	498
Прогнозирование показателей газоконденсатной характеристики при снижении пластового давления <i>Климанов В.М.</i>	505
Анализ рецептур буровых растворов по интервалам бурения скважины на Ильбокичском месторождении <i>Демихов В.И., Батыров М.И., Меринов И.А.</i>	508
Проектирование конструкции скважины на Ильбокичском месторождении <i>Демихов В.И., Батыров М.И., Меринов И.А.</i>	513
Оценка мероприятий по обеспечению охраны окружающей среды и недр при применении биополимерного бурового раствора «BIOPRO» в процессе строительства скважины на Аганском месторождении <i>Демихов В.И., Батыров М.И., Меринов И.А., Капшиников А.М.</i>	518
Концепция интеллектуального месторождения <i>Гладкова Е.А.</i>	525
Применение сухокислот в технологических составах для кислотной обработки <i>Галкина А.Н., Власова В.Д., Потешкина К.А.</i>	529

Анализ экономической эффективности проведения зарезки боковых стволов по скважинам объекта АВ _{4.5} Самотлорского месторождения <i>Антонов Е.Н., Шиян С.И., Суховерова П.А., Пеливанов Л.В.</i>	531
СЕКЦИЯ 14. РЕГИОНАЛЬНАЯ МИНЕРАГЕНИЯ И ГЕОХИМИЯ	536
Базальты фундамента Малоземельского – Колгуевского мегаблока <i>Осколкова М.Д.</i>	536
Состав и строение доманиковой свиты верхнего девона (Южный Тиман) <i>Поздняков И.А.</i>	539
Ископаемая флора средних юрских отложений Сосногорского района <i>Шулепов И.Н.</i>	542
СЕКЦИЯ 15. СОВРЕМЕННЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	545
Разработка информационной системы «WEB-портал школы физики «Ампер» <i>Денисова А.А.</i>	545
Каразработка системы учета и мониторинга сетевого оборудования для «Ростелеком» с применением Гис технологий <i>Шорохов И.А.</i>	549
Информационная система автоматического поиска и анализа научных публикаций <i>Юдин М.О., Куделин А.Г.</i>	552
СЕКЦИЯ 16. СТРОИТЕЛЬСТВО	555
Стационарный метод и устройство для определения коэффициента теплопроводности инновационных жидкокерамических теплоизоляционных материалов <i>Карпов Д.Ф., Павлов М.В., Березина В.П.</i>	555
Процесс проектирования корпуса Л «УГТУ» под защитное сооружение Расчет на действие обычных средств поражения <i>Лапин Н.С.</i>	558
Перспективы развития регионального агрохолдинга ЗАО «Сернурский сырзавод» <i>Грибченко М.С.</i>	562
Задолженность организации: анализ и методы управления <i>Корб Е.А.</i>	565
Высокочастотный озонатор - рециркулятор <i>Мирсаяпов А.Р., Ведешкин Д.А.</i>	568
СЕКЦИЯ 17. ТЕХНОЛОГИЯ ЛЕСОЗАГОТОВИТЕЛЬНЫХ И ДЕРЕВОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ	571
Преобразование отходов лесного производства в топливные гранулы <i>Ребров В.С.</i>	571
Развитие и использования лесных шин <i>Сметанин В.В.</i>	574
Подбор оборудования для производства ДВП (MDF) плит <i>Поляков И.В.</i>	577
Анализ производственных и технологических параметров многооперационных лесозаготовительных машин <i>Шило А.В.</i>	581

Безтрелёвочная вывозка в условиях лесных массивов Красноярского края <i>Шаронова Д.З., Демакова Т.С.</i>	585
СЕКЦИЯ 18. ТЕХНОСФЕРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	588
Оценка вероятности ошибок персонала опасного производственного объекта нефтегазовой отрасли <i>Белякова Е.А.</i>	588
Организация исследований результатов периодических медицинских осмотров работников, задействованных в условиях термошахтной добычи нефти <i>Блинова А.Ю.</i>	592
Организация обучения работников, занятых в подземных условиях <i>Пельмегов Р.В., Белов Д.А., Валишин Р.Д.</i>	594
Управление профессиональными рисками при работе порядных организаций на объектах Сосногорского ГПЗ <i>Внуков Д.И.</i>	598
Проявление синергизма в условиях труда нефтешахт <i>Грунковой Т.В.</i>	601
Обзор актуальных проблем в области охраны труда и промышленной безопасности <i>Огородников Д.А.</i>	604
Разработка рекомендаций по снижению химической нагрузки на организм работников цеха очистных сооружений нефтеперерабатывающих заводов <i>Полетаева И.А., Терехина Н.М.</i>	607
Показатели качества спецодежды <i>Поликарпова М.В.</i>	610
Комплектование смен вахтовой бригады, эксплуатирующей объекты нефтегазодобычи, на основе социометрических исследований работников <i>Пронина Д.Э.</i>	612
Понижение риска возникновения аварии при эксплуатации печного оборудования на технологических установках <i>Фатхуллин К.Д., Грунковой Т.В.</i>	615
СЕКЦИЯ 19. УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ФИНАНСОВЫЕ АСПЕКТЫ	619
Самые перспективные направления бизнеса на сегодняшний день? <i>Абдуллаева С.Г., Рябчикова А.А.</i>	619
Развитие систем дистанционного банковского обслуживания <i>Власова А.Р.</i>	622
Обеспечение экономической устойчивости сектора науки на законодательном уровне <i>Гудяева Л.А.</i>	626
Проблемы и пути повышения финансовой устойчивости организации <i>Еремина Д.В.</i>	628
Конфликтные ситуации при оплате труда и способы их разрешения <i>Камышан Д.В.</i>	630
Приюты для беспризорных животных: о проблемах учреждений и источниках финансирования <i>Камышан Д.В.</i>	633

Социально-экономическое положение Ижемского района в историческом аспекте <i>Канева М.К.</i>	636
Комплексная сравнительная характеристика населения МОГО «Ухта» и МОГО «Вуктыл» <i>Мезенцев П.А., Федак А.Н.</i>	639
Санкции: миф или реальность? <i>Никитина М.С., Дегтярь Е.П.</i>	643
Модели оценки и анализа финансового состояния предприятия <i>Рассадииков С.В.</i>	647
Совершенствование логистическо-функционального менеджмента в управлении запасами промышленного предприятия <i>Рассадиикова А.А.</i>	650
Влияние различных факторов на темпы роста общественного продукта <i>Рябчикова А.А.</i>	654
Повышение эффективности управления финансовой деятельностью Сосногорского отдела Северной дирекции снабжения. <i>Сарсенгалиев Н.Р.</i>	657
Эколого-экономический индекс регионов как показатель устойчивого развития <i>Стеганцова Т.С.</i>	660
Можно ли прожить на пенсию не работая? <i>Стеганцова Т.С.</i>	664
Социальное предпринимательство как возможность объединения социальной и экономической составляющих устойчивого развития <i>Терентьева Ю.М.</i>	668
Задолженность потребителей жилищно-коммунальных услуг в структуре имущества организации <i>Феоктистова Н.В.</i>	671
СЕКЦИЯ 20. ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕЩЕСТВА	675
Методика определения интенсивности синхротронного излучения методом полного электронного выхода для проведения исследования вещества методами NEXAFS-спектроскопии <i>Бакина К.А., Петрова О.В.</i>	675
Хроматографический метод исследования многокомпонентных смесей <i>Гималетдинова Ю.Т.</i>	678
Математическое моделирование деформирования материалов с атермическим и мартенситным механизмами неупругости <i>Кожемякин Н.В., Богданов С.Д.</i>	682
Расчет минимального давления сдвига застывшей нефти в трубопроводе при неоднородном распределении температуры по радиусу <i>Тарсин А.В., Некучаев В.О., Люосев В.В.</i>	684
Анализ результатов измерения реологических параметров нефтей, перекачиваемых по МН «Уса-Ухта-Ярославль» <i>Семенов К.С., Ковтун М.А., Михеев М.М.</i>	687
Изучение температурной зависимости вязкости и энергии активации нефтей ПСП «Чикшино» и ГНПС «Уса» <i>Басов А.А., Циммерман С.А.</i>	691

СЕКЦИЯ 21. ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕЩЕСТВА	694
Обоснование способа регенерации магнетита в цикле физико-химической очистки воды от нефтяного загрязнения	
<i>Кохан Д.А.</i>	694
Химизм процессов нефтепереработки	
<i>Митрошин А.С.</i>	698
Исследование стабильного тетраэдра $\text{NaBr} - \text{BaBr}_2 - \text{BaMoO}_4 - \text{BaWO}_4$ четырехкомпонентной взаимной системы $\text{Na}^+, \text{Ba}^{2+} \text{Br}^-, \text{MoO}_4^{2-}, \text{WO}_4^{2-}$	
<i>Осипов В.Т., Радченко А.В.</i>	702
Комплексные соединения рения с органическими лигандами	
<i>Фидан Гудратова</i>	705
СЕКЦИЯ 22. ЭКОЛОГИЯ, ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО И ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ	708
Перспективы использования концепции ВІМ в рамках земельно-имущественных отношений	
<i>Асеева А.О.</i>	708
Возможность применения ВІМ-технологий при проектировании магистральных объектов	
<i>Березина В.Д.</i>	710
Восстановление нарушенных земель после капитального ремонта участка магистрального газопровода	
<i>Видзон Е.В.</i>	713
Геоэкологические последствия глобального потепления климата в XXI веке (на примере Западной Сибири)	
<i>Дроздова А.Р., Сажин А.А.</i>	717
Комплексные кадастровые работы на территории МОГО Ухта	
<i>Жуков И.А.</i>	720
О проблемах деградации земель в Нахчыванской Автономной Республике	
<i>Искендеров У.Н.</i>	724
Анализ информации о рынке земельных участков на территории Республики Коми на примере сегмента «Садоводство и огородничество» по данным предложений продаж	
<i>Коновалова О.С.</i>	727
Мониторинг состояния компонентов окружающей среды Кумжинского газоконденсатного месторождения	
<i>Первак А.С., Хозяинова М.В.</i>	732
Переработки отходов радиоэлектронной промышленности в России	
<i>Пестрякова К.А., Чердакова А.С.</i>	735
Влияние социально-экономических факторов на рынок недвижимости	
<i>Протасова А.С.</i>	738
Экспериментальная оценка фитотоксичности почв, загрязненных различными нефтепродуктами	
<i>Сарайкина Н.В., Чердакова А.С.</i>	740
Анализ методов очистки сточных вод цехов металлопокрытий реагентным методом	
<i>Сатараев Д.А., Березин Н.Б., Межевич Ж.В.</i>	743
Основные проблемы качества воды в Республике Коми	
<i>Скробенков Е.А.</i>	746

Оценка углеродного следа Ухтинского государственного технического университета <i>Федорова А.А.</i>	750
О временной изменчивости поверхностной составляющей стока $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ (на примере рек севера Восточно-Европейской равнины) <i>Хайруллина Д.Н.</i>	753
СЕКЦИЯ 23. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ	756
Сотрудничество между Российской Федерацией и Республикой Камерун в разработке нефтегазовых месторождений на шельфе <i>Диффо Д.Х.</i>	756
Особенности анализа конкурентоспособности нефтеперерабатывающих предприятий, входящих в состав ВИНК <i>Ерохин А.В.</i>	760
Экономическая оценка развития машиностроения в России <i>Кожевин А.И.</i>	763
Диагностика эффективности использования производственных и трудовых ресурсов в ООО «СНЭМА-СЕРВИС» <i>Куликов А.К.</i>	765
Формирование себестоимости, прибыли от продаж, анализ функциональной связи между затратами <i>Летов А.С.</i>	769
Технико-экономическая оценка метрологического обеспечения газотранспортной организации <i>Леухина Ю.С.</i>	772
Возможности использования геймификации в цифровых продуктах в сфере здравоохранения <i>Лукьянченко Е.Л.</i>	777
Эффективность бизнес-процессов по снижению затрат на транспортировку газа в ООО «Газпром трансгаз Ухта» <i>Маегов А.Е., Васнёва Е.Ф.</i>	779
Технологии управления фирмами в условиях современной социально-экономической нестабильности <i>Сорокин К.С.</i>	785
Проблемы и пути повышения конкурентоспособности России в современном мире <i>Ставничук А.Р.</i>	788
Анализ эффективности технического перевооружения и реконструкции газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Ухта» <i>Тетерин Д.В.</i>	791
Управление электроприводами на основании теории нечеткой логики <i>Бурин В.Г.</i>	794
Геологическое обоснование перспектив нефтегазоносности и программа поисковых работ на поварницкой площади <i>Богданова А.А.</i>	797
Перспективные технологии укрепления оснований при устройстве фундаментов в криолитозоне <i>Горбовая Н.И., Дубовец А.В.</i>	800
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ АВТОРОВ	804

СЕКЦИЯ 1. АВТОМАТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

УДК 621.365

Индукционное одеяло для обогрева сложных поверхностей

Аминев Р.М., Мирсаяпов А.Р.

Научный руководитель – Охотников М.В.

ФГБОУ ВО Уфимский государственный авиационный технический университет г. Уфа

Аннотация. В работе рассматривается система индукционного обогрева в виде «гибкого одеяла» выполненная с возможностью обогрева сложных поверхностей, анализируются известные конструкции систем индукционного обогрева их характеристики, выделены достоинства и недостатки. Приведена методика расчета системы индукционного нагрева подходящая для «гибкого одеяла».

Системы индукционного нагрева широко распространены в различных отраслях от машиностроительной и химической промышленности до нефтяной и пищевой отрасли. С помощью индукционных систем разогревают металлические поверхности до температур, требуемых соответствующим технологическим процессом. В металлургии металл греют для бесконтактной плавки, пайки, сварки металла, а также гибки и термообработки деталей машин, главным образом греют плоские либо цилиндрические поверхности, листы и т.д. (рис.1) [1, 2]. В химической и нефтяной промышленности индукционный нагрев применяют для обогрева трубопроводов и емкостей [3]. В бытовой и пищевой сфере магнитная индукция работает в индукционных кухонных печах и в электрических индукционных котлах.

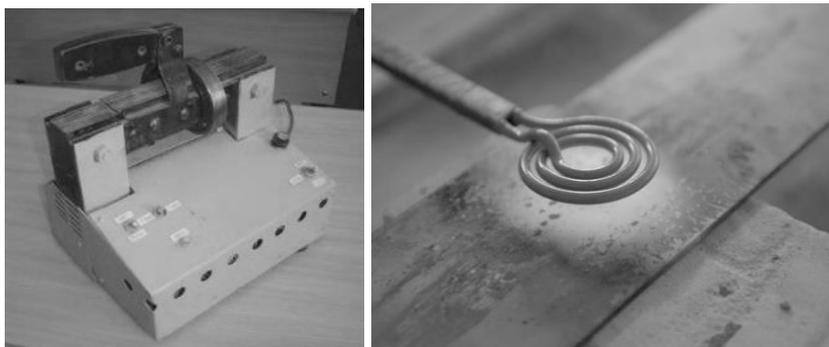


Рисунок 1 - Внешний вид индукционного нагревателя

Помимо металлических деталей в промышленности используются индукционные нагреватели жидких сред [4] (рис.2) применяемые в основном для химической и пищевой отрасли. Как и большинство систем, данные комплексы работают от напряжения в 220 В при токах $I=1...20$ А с частотой $f=50$ Гц, при этом на нагревательный элемент подается напряжение порядка 220...380 В с частотой 50...10000 Гц.



Рисунок 2 - Внешний вид индукционного нагрева жидких сред

В применении вышеперечисленных системах индукционного обогрева есть определенные затруднения, выраженные главным образом в ограниченности их применения по формам обогрева и универсальности их применения. Классический индукционный обогреватель имеет конструкцию с жесткой не изменяемой формой, предназначенной для определенных поверхностей, например цилиндрических или плоских деталей, что не дает обеспечить универсальность применения одной и той же системы обогрева для различных поверхностей. Зачастую возможность применения индукционного обогрева вообще невозможна, поскольку размещение индукционных нагревателей затруднительно и нецелесообразно. К таковым случаям можно отнести разогрев электродвигателей, двигателей внутреннего сгорания автомобилей либо его ходовой части, мостов, трансмиссии. Данный вопрос может быть актуальным при их ремонте и долгом простое в зимнее время, в условиях крайнего севера. Так же к областям, требующим индукционного нагрева, можно отнести локальный обогрев запорной арматуры трубопроводов, временных технологических конструкций и т.д. Именно для решения данных проблем авторами и разрабатывается универсальная система индукционного нагрева в виде «гибкого одеяла».

Основными уравнениями для его расчета являются [5]:

Частота для нагрева деталей равна:

$$\frac{300}{x_k^2} \leq f \leq \frac{2500}{x_k^2};$$

где x_k – глубина закаленного слоя, см;

Ток индуктора рассчитывается из отношения:

$$I_n = \frac{U_n}{z_n};$$

где z_n – полное сопротивление индуктора, Ом;

U_n – напряжение индуктора, В;

Напряжение индукционного нагревателя равен:

$$U_n = \frac{\omega z_n}{\sqrt{\frac{r_n}{P_{a.n}} 10^3}};$$

где ω – число витков катушки;

r_n – активное сопротивление индуктора, Ом;

$P_{a.n}$ – активная мощность индуктора, кВт;

Температура нагрева рассчитывается по формуле:

$$T_2 = \frac{P_n t_n}{4,18CG} + T_1;$$

где P_n – полезная мощность, кВт;

C – теплоемкость материала, ккал/кг $^{\circ}$ С;

t_n – продолжительность нагрева, с;

T_1 – начальная температура нагрева, $^{\circ}$ С;

G – вес нагреваемого объема проводника, кг.

Предлагаемая авторами конструкция, способна решить недостатки применения существующих конструкций индукционного нагрева за счет выполнения устройства из отдельных сегментов, состоящих из нескольких катушек, соединённых параллельно. Данное исполнение позволяет, полученному нагревательному элементу повторять форму обогреваемого объекта. При этом каждая катушка системы покрывает небольшую поверхность обогреваемого объекта, повторяя его форму, не зависимо от формы поверхности. На рис. 3 представлены отдельные элементы разрабатываемой системы.

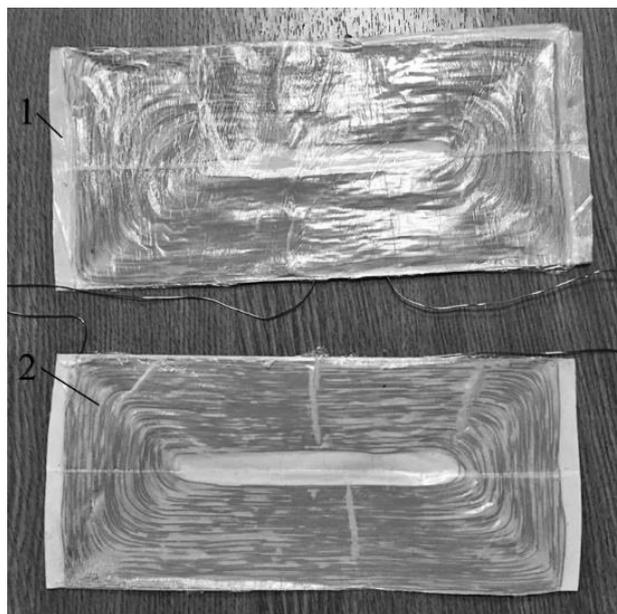


Рисунок 3 - Элементы индукционного «одеяла», где 1 – изолирующий экран, 2 – медная обмотка

Таким образом, область применения предлагаемой конструкции индукционного нагрева позволяет расширить область использования подобных систем. Предлагаемая система будет интересна специалистам соответствующих направлений для решения технологических задач и может быть использована для разработки либо усовершенствования аналогичных систем.

Библиографический список:

1. Троценко В.В. Подолянчик, П.И. Индукционный нагреватель, Электронный научно-методический журнал Омского ГАУ. – 2018;
2. Д-р техн. наук, проф. П.Л. Лекомцев, асп. А.С. Корепанов, Асп. А.С. Соловьев Расчет и моделирование плоского индукционного нагревателя, ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА г. Ижевск, Россия;
3. С.Г Конесев, М.И. Хакимьянов, П.А. Хлюпин, Э.Ю. Кондратьев Современные технологии добычи высоковязких нефтей, Электротехнические системы и комплексы, УГНТУ, 2013;
4. Патент на полезную модель № 124470 РФ. Устройство индукционного нагрева жидких сред / Н. В. Оболенский, Е. Б. Миронов, (РФ). 4 с: ил.1. Опубл. 20. 01. 2013.;
5. А.Н. Шамов, В.А. Бодажков Проектирование и эксплуатация высокочастотных установок, Изд. 2-е, доп. и переработ. Л., Машиностроение, (Ленингр. отд-ние), 1974. 280 с.

УДК 628.931

Анализ способов управления яркостью светодиодов

Белоконь А.В.

Научный руководитель – Шичев П.С.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Светодиодные светильники, число и разнообразие которых растет из года в год имеют один большой недостаток – сложность управления и изменения их яркости. Регулировка яркости светильников используется для создания комфортной обстановки на рабочем месте, для создания световых конструкций, в светодиодных табло и т.д. Помимо этого, экраны современных устройств представляют собой набор пикселей (которые так же состоят из светодиодов). Эти экраны тоже требуют точного управления и изменения яркости для точного отображения картинки.

Яркость видимого света, излучаемого светодиодом, объясняется достаточно просто: численное значение воспринимаемой яркости светодиода можно легко измерить в единицах плотности светового потока, которые называют канделами (кд). Суммарная выходная мощность светодиода измеряется в люменах (лм). Важно также понять, что средний прямой ток светодиода определяет яркость светодиода. На рисунке 1 показана зависимость прямого тока светодиода от светового выхода. Из рисунка видно, что эта зависимость является линейной в широком диапазоне применяемых значений прямого тока I_F . Заметим, что при увеличении I_F нелинейность возрастает. Когда ток начинает выходить за линейную область, происходит уменьшение эффективности (лм/Вт). Работа светодиода в режиме, превышающем диапазон линейного изменения светового выхода, приводит к преобразованию выходной мощности светодиода в тепло. Оно, в свою очередь, создает нагрузку на драйвер светодиода и усложняет систему отвода тепла. С помощью грамотного отведения тепла можно увеличить ток, подаваемый на светодиод. И светодиод не выйдет из строя. [1]

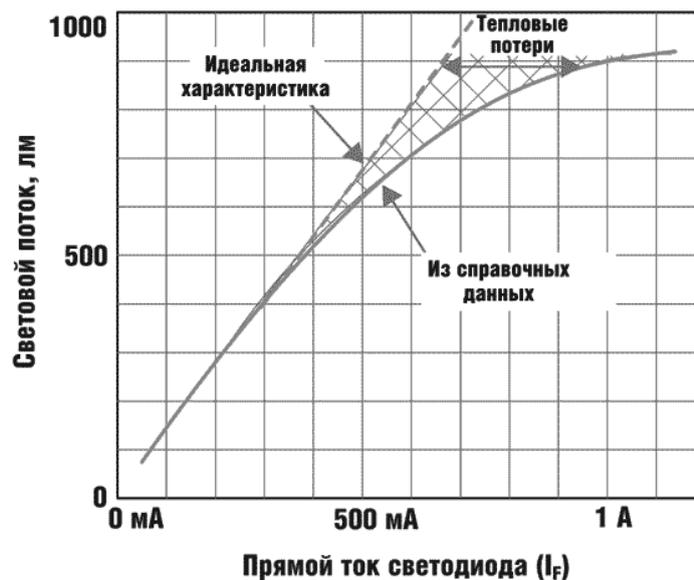


Рисунок 1 – Зависимость светового потока от тока

Первый способ управления яркостью светодиода – это изменение подаваемого напряжения. Данный аналоговый метод, казалось бы, очень прост – меняем напряжение, а вместе с ним меняется и ток. Однако светодиод – это полупроводниковый прибор и протекание тока не имеет линейной зависимости от напряжения. Зависимость тут скорее похожа на ветвь параболы (Рисунок 2).

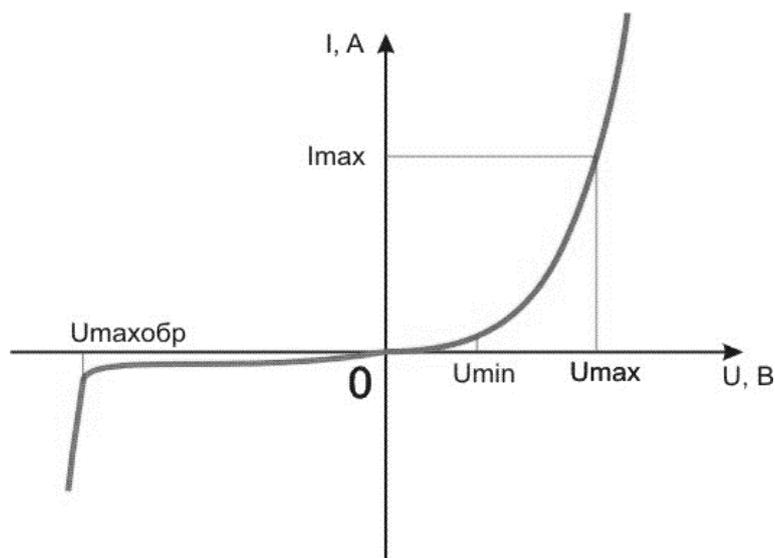


Рисунок 2 – Вольт-амперная характеристика светодиода

Из рисунка 2 видно, что даже незначительное изменение напряжения несет за собой несоизмеримый рост тока. Поэтому регулирование яркости с помощью простого реостата, включенного в цепь последовательно – занятие бесполезное. В таком варианте, при уменьшении сопротивления реостата светодиод внезапно загорится, а после его яркость незначительно возрастет, далее, при чрезмерном приложенном напряжении, он начнет сильно греться и выйдет из строя. [2]

Второй способ управления яркостью светодиода — это ШИМ регулировка. Метод широтно-импульсной модуляции заключается в очень быстром (до нескольких сотен раз в секунду) включении и отключении питания. Светодиод, соответственно, загорается на полную яркость и гаснет с той же частотой (Рисунок 3). Таким образом, мы получаем изменение тока, проходящего через светодиод, при неизменном напряжении. В данном способе регулирования источник света может выдавать пульсации. Работа под пульсирующим светом вызывает повышенную утомляемость, головные боли, а также может вызвать стробоскопический эффект, когда вращающиеся детали кажутся неподвижными. Это недопустимо при работе на токарных станках, с дрелями и прочим. Подробные значения для каждого вида помещений описаны в СНИП-23-05-95. При данном способе регулировки характеристика работы светодиода близка к идеальной и тепловые потери минимальны. [2]

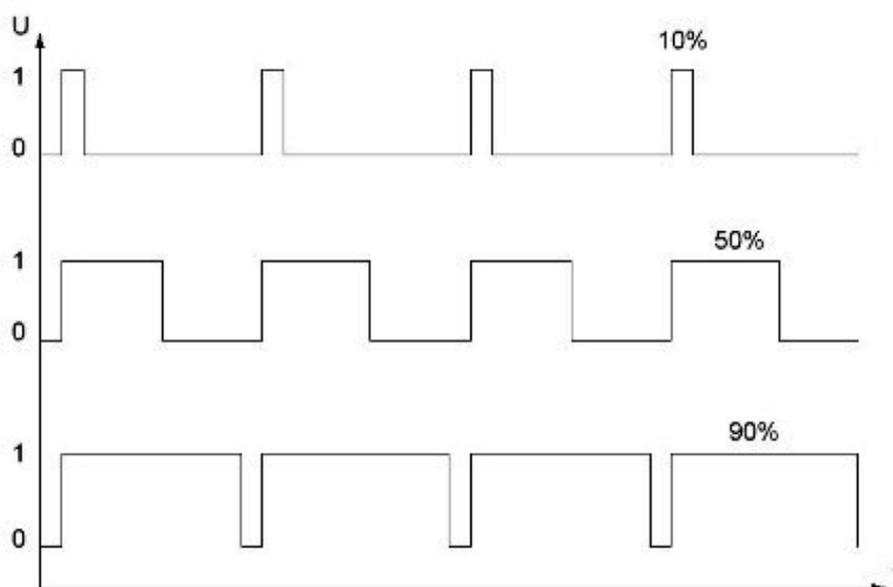


Рисунок 3 – ШИМ-регулирование яркостью светодиода на 10%, на 50% и на 90%

Третий способ – комбинированный. Данный способ заключается в объединении двух предыдущих способов по следующему принципу: пока зависимость светового потока от тока близка к идеальной характеристике – яркость регулируют с помощью изменения напряжения. Данный диапазон токов из рисунка 1 соответствует области свечения на Рисунке 2. При дальнейшем увеличении тока по этому способу, светодиод будет нагреваться и дальше уходить от идеальной характеристики. В этот момент происходит переключение на регулировку яркости с помощью ШИМ. Так как в ШИМ-регуляции не меняется напряжение, а меняется только сила тока, то мы можем регулировать яркость свечения с большим значением тока без опасения вывести светодиод из строя.

Данный способ применяется в регулировании яркости экранов различных устройств (телефонов, планшетов, мониторов, телевизоров и т.д.). Благодаря ему, производитель снижает потребление электрической энергии у экранов, а так же снижает нагрев устройств. [3]

Библиографический список:

1. Методы регулировки яркости для импульсных драйверов светодиодов. Режим доступа: <https://russianelectronics.ru/metody-regulirovki-yarkosti-dlya-impulsnyh-drajverov-svetodiodov-2/>
Дата обращения: 20.01.2021;

2. Все о регулировке яркости светодиодных ламп. Режим доступа: https://elektrovesti.net/electricity/378_vse-o-regulirovke-yarkosti-svetodiodnykh-lamp

Дата обращения: 02.02.2021;

3. Проблемы нагрева светодиодов и их решения. Режим доступа: https://www.terraelectronica.ru/pdf/show?pdf_file=%252Ffiles%252Fnews%252FRECOM_LED_2.pdf

Дата обращения 19.02.2021.

УДК 621.3.07

Регулируемый электропривод нагнетательной машины Н-300-1.23

Бурин В.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Благодаря большим достижениям в области силовой электроники и развитию микропроцессорной техники, в настоящее время, управление скоростью электродвигателей переменного тока с применением преобразователей частоты нашли широкое практическое применение в большом количестве различных отраслях промышленности. Также унификация производства преобразователей частоты производителями, их большое разнообразие, а также улучшение технологического и производственного процесса привело к снижению стоимости данной продукции, и в достаточно короткие промежутки времени сделала их окупаемыми. По результатам исследований применения преобразователей частоты в системах, где требуется управлять асинхронными двигателями, ведет к снижению затрат энергоресурсов до 40% и более.

В практическом применении применяются системы регулирования скорости трехфазных двигателей переменного тока на основе двух разных принципов управления:

1. U/f- регулирование (вольт-частотное или скалярное управление);
 - 1.1 Скалярное управление U/f без энкодера;
 - 1.2 Скалярное управление U/f с энкодером;
2. Векторное управление;
 - 1.1 Векторное управление с разомкнутым контуром;
 - 1.2 Векторное управление с замкнутым контуром.

При создании системы асинхронного привода с векторным управлением возникают проблемы, которые стандартными способами решить не получается в связи с особенностями данных систем. Основные проблемы таких систем [1]:

1. присутствие в системе постоянной ошибки из-за неточности измерения наблюдаемых параметров;
2. ошибки при вычислении ненаблюдаемых параметров;
3. накопление ошибки в процессе работы;
4. необходимость корректирующих операций (рост объема вычислений и накапливание новых ошибок);
5. большой объем вычислений в реальном масштабе времени.

Для решения данных проблем существует возможность применения систем с нечеткой логикой (FUZZY-логики) для управления асинхронными двигателями.

Системы с нечетким управлением рекомендуются:

1. в управлении сложными технологическими процессами без строгой математической модели или описания процессов;
2. для нелинейных систем очень высокого порядка;
3. в системах, требующих обработки экспертных знаний или сформулированных лингвистических терм.

В технологическом процессе будет использоваться нагнетатель Н – 300 – 1.23. По рисунку 1 были выбраны приведенная объемная производительность $Q_{пр}$, политропический КПД η и относительная внутренняя мощность N_i/p_n [2].

Также рассчитаны фактическая производительность нагнетателя, плотность газа на входе нагнетателя, коммерческий объемный расход, внутренняя мощность потребляемая нагнетателем, мощность на муфте привода нагнетателя.

Выбран редуктор по передаточному числу и рассчитана мощность двигателя и сопротивления на валу двигателя.

По линейной зависимости между скоростью вращения и расходом газа в нагнетателе, мощности и сопротивления на валу центробежного нагнетателя была построена механическая характеристика нагнетателя (рисунок 2), приведенная к валу двигателя.

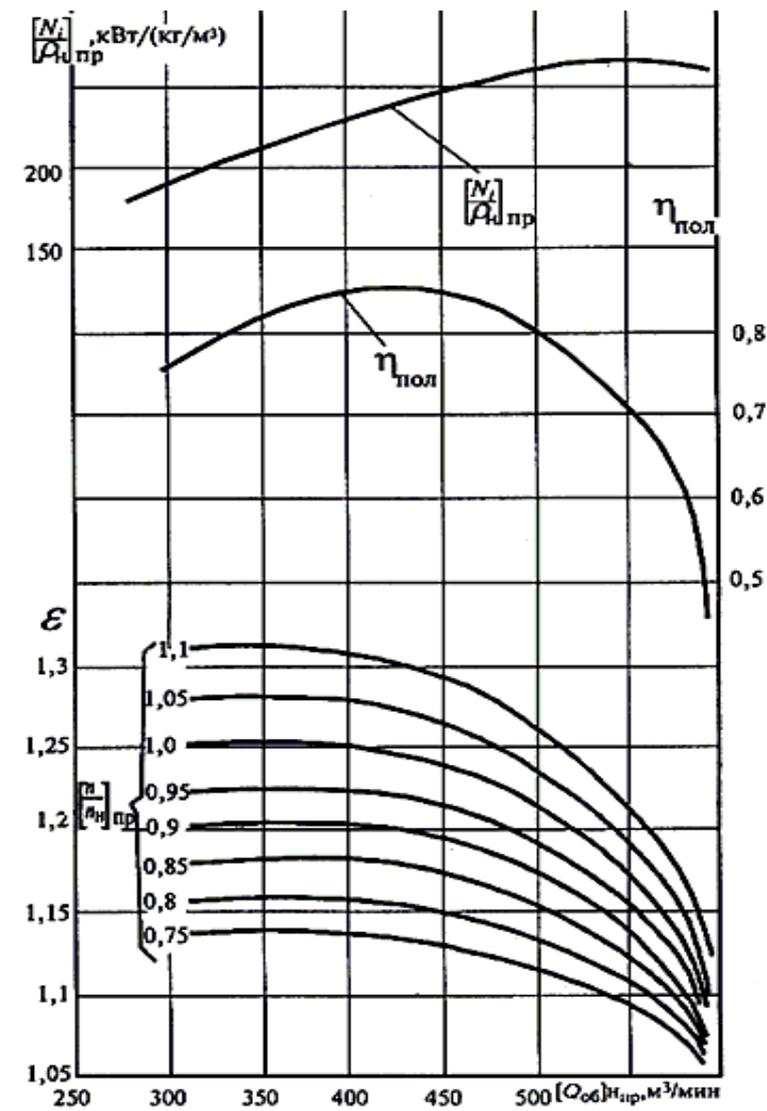


Рисунок 1 - Политропический КПД и приведенная относительная внутренняя мощность нагнетателя $N - 300 - 1,23$

По каталогу выбран и проверен электродвигатель типа АК4-400У-10У3.

Рассчитаны основные характеристики асинхронного двигателя и построена его естественная характеристика (рисунок 2).

Двигатель проверен по установившейся скорости, по допустимой перегрузке, по условиям пуска и на нагрев.

Был выбран преобразователь частоты РИТМ-В 8000/580-10000 для регулирования координат асинхронного двигателя по условиям выбора:

1. по напряжению установки;
2. по длительному току;
3. по максимально допустимому току;
4. по мощности двигателя.

По рисунку 2 видно, что во время привода нагнетателя асинхронным двигателем на пусковой диаграмме момент сопротивления M_c больше момента на валу двигателя. На данном участке двигатель не сможет обеспечить пуск центробежного нагнетателя. Поэтому для обеспечения возможности запуска необходимо использовать специальные методы пуска электродвигателя. Для этого возможно предложить производить пуск электродвигателя от преобразователя частоты с одновременным регулированием частоты и амплитуды питающего напряжения.

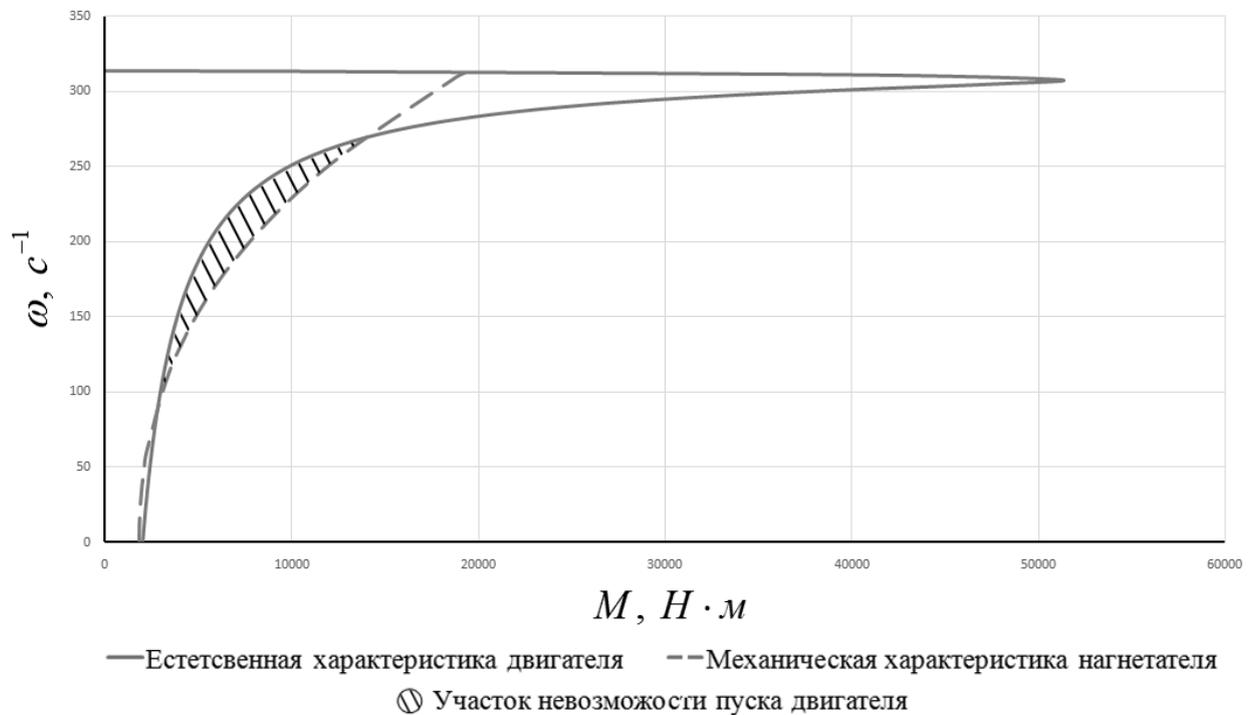


Рисунок 2 – Естественная характеристика асинхронного двигателя и механическая характеристика нагнетателя

В асинхронном электродвигателе регулирование скорости вращения с помощью изменения частоты сетевого напряжения является самым распространенным способом, т.к. по сравнению с другими способами регулирования это наиболее эффективный вариант и экономически целесообразный. При таком способе в любом диапазоне регулирования скольжение асинхронного двигателя остается в небольших пределах, а потери, возникающее в стали, при нагревании и перемагничивании, считаются довольно малыми.

В высоковольтных электроприводах, особенно большой мощности, регулирование в основном происходит по системе преобразователь частоты - двигатель (ПЧ-Д) с автономным инвертором тока (АИТ), но также возможно регулирование с автономным инвертором напряжения (АИН) при вентиляторном характере нагрузки.

Основные достоинства системы ПЧ-Д с АИТ: в сеть возвращается часть энергии; выходное напряжение близко к синусоидальному по форме; при уменьшении частоты растет перегрузочная способность ЭД. Недостатки системы: выходная частота ограничивается значением в 70 Гц; с ростом частоты растут и перенапряжения на тиристорах инвертора при коммутациях в схеме.

Основные достоинства ПЧ-Д с АИН: ток нагрузки имеет синусоидальный характер; регулирование частоты в широком диапазоне; возможность управления группой ЭД. Недостаток системы - присутствие в сети неуправляемого выпрямителя, препятствующего созданию генераторного режима и последующего возвращения энергии в сеть.

Чтобы построить статические характеристик асинхронного двигателя при регулировании частотным способом необходимо вычислить: активное сопротивление обмотки фазы статора и ротора, приведенное к статору; индуктивное сопротивление обмотки фазы статора и ротора, приведенное к статору; индуктивное сопротивление намагничивающей цепи.

Для этого производится расчет параметров Т-образной схемы замещения асинхронного двигателя. Сопротивления элементов схемы замещения при любой частоте считаем постоянными. А также выводится ряд соотношений, которые описываются формулами представленными в [3].

На основании этих соотношений были построены характеристики, представленные на рисунке 3.

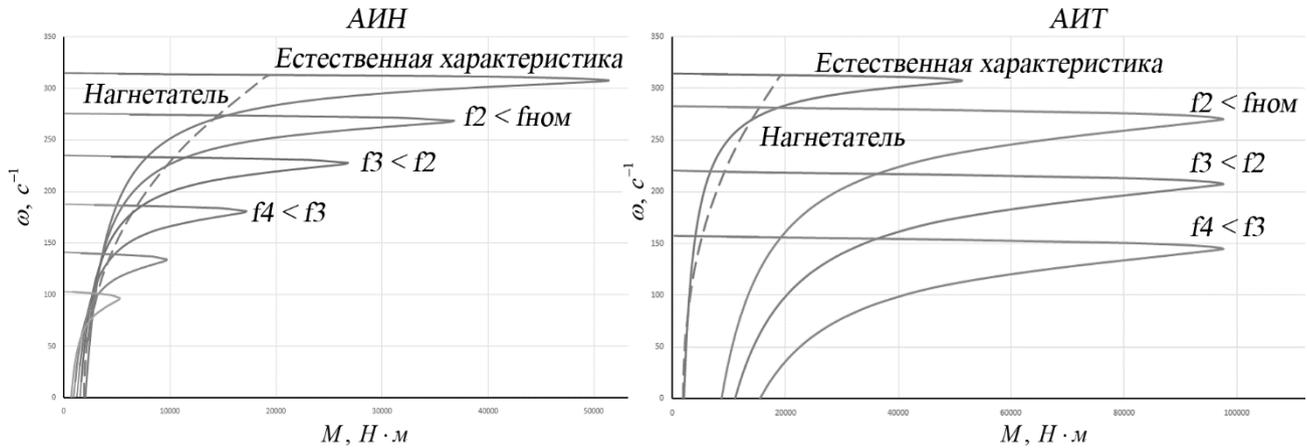


Рисунок 3 – Статические характеристика асинхронного двигателя при частотном регулировании с АИН и АИТ

В подобных случаях специалисты рекомендуют применять управление электроприводами на основании теории нечётких множеств. В специализированной литературе управления при помощи теории нечётких множеств называют управлением с помощью нечёткой логики или FUZZY-логики. К достоинствам FUZZY-логики относят:

1. отсутствие накапливающихся ошибок измерения и вычисления координат;
2. минимальное кол-во вычислений и закономерностей;
3. высокое быстродействие системы;
4. простота настройки;
5. лучшая точность регулирования по сравнению с традиционными методами при управлении сложными технологическими процессами.

К недостаткам FUZZY-логики относят:

1. для каждого процесса нечеткая система конструируется с нуля, т.к. нет стандартных методик построения процесса управления на нечеткой логики;
2. описать нечеткую логику математическими способами и провести её анализ невозможно;
3. точность вычислений не повышается, по сравнению со стандартными методами построения системы управления;
4. экспертные знания специалистов и инженеров-технологов для создания базы знаний могут быть неточными, оказаться неправильными или неполными, привести к противоречивости в системе;
5. описание входных и выходных параметров объекта с помощью нечетких множеств и функции принадлежности происходит на основании знаний экспертов (т.е субъективно).

Библиографический список:

1. Макаров, А. М. Системы управления автоматизированным электроприводом переменного тока [Текст]: учебное пособие / А. М. Макаров, А. С. Сергеев. – Волгоград: ВолгГТУ, 2016. – 192 с.
2. Шабуро, И. С. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Компрессоры и компрессорные станции» [Текст]: учебное пособие. – Самара: СамГТУ, 2013. –27 с.
3. Фашиленко, В. Н. Регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок горных предприятий [Текст]: учебное пособие. – Москва: Издательство «Горная книга», 2011. –260 с.

УДК 621.315

Система диагностики воздушных линий электропередач

Ведешкин Д.А., Аминев Р.М.

Научный руководитель- Охотников М.В.

ФГБОУ ВО Уфимский государственный авиационный технический университет г.Уфа

Аннотация. В данной работе рассматривается система диагностики линий электропередачи ЛЭП на наличие повреждений провода, изоляторов, арматуры и т.д. Рассматривается конструкция данной системы, определены ее основные параметры и характеристики.

Ключевые слова: линия электропередачи, коронирование, перемещение по проводу, робот.

Введение. Диагностика линий электропередачи (ЛЭП) в энергетике производится различными способами, включающими визуальный осмотр, компьютерное моделирование и приборное исследование. В энергетической отрасли нескольких стран имеются автоматизированные устройства для обследования, чистки и поиска повреждений на линиях электропередачи, выполненные в виде роботизированных комплексов. Существуют различные роботизированные устройства, выполняющие дополнительные технические функции, такие как уборка мусора и снега, растительности, а также определение местоположение аварийных участков ЛЭП. К подобным комплексам можно отнести LineScout, разработана Hydro-Québec, изначально предназначавшегося для скалывания скопившегося льда на ЛЭП, но позже доработанного для выполнения других работ. Данный робот имеет массу 100 кг и габариты 1,4 м в длину и 0,75 м в высоту, управляется с наземной полу мобильной станции [1]. В разработках этой же компании имеется так же “LineROVer” главным предназначением которого так же оставалось чистка ЛЭП. В отличие от предыдущего его вес составляет 23 кг [2]. У Японской компании HiBot имеется робот Expliner, который используя те же методы что и LineScout, создан специально для комплектных ЛЭП. Все эти роботы являются успешными в реализации, но главным недостатком остаётся их вес, который является ключевым моментом, негативно влияющим на скорость и мобильность. Учитывая протяженность ЛЭП в России этот фактор является одним из ключевых для качественной инспекции [3]. В России имеются разработки подобных комплексов, к примеру разработка роботизированного летающего комплекса компании «FutureLab LLC», ориентированного для диагностики ЛЭП. Система выполнена с возможностью стыковки и движения по проводам. Также как и импортные аналоги имеет ряд недостатков, из которых можно выделить дороговизну данного аппарата и хрупкость, неаккуратное обращение с которым может полностью вывести из строя систему [1].

Небольшие и компактные роботизированные системы имеют преимущества перед визуальной инспекцией ЛЭП. Использование таких систем поможет ускорить работу обслуживающего персонала, занимающихся инспекцией высоковольтных ЛЭП, а также улучшит их качество.

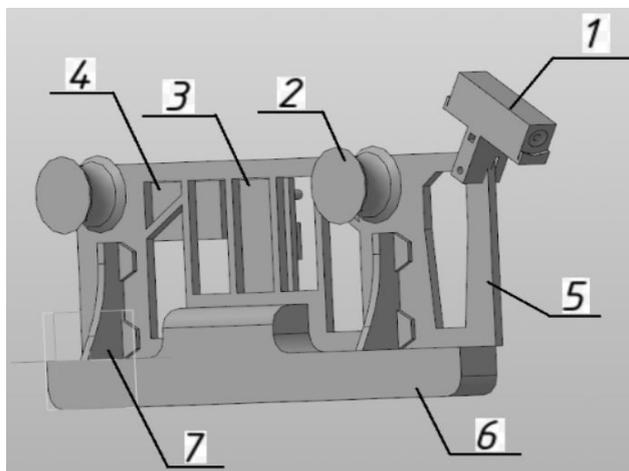


Рисунок 1 - Внешний вид комплекса

Конструкция подвижной части предлагаемой системы (рис. 1) выполнена с возможностью перемещения по проводу ЛЭП, проводя при этом визуальный осмотр провода, арматуры и изоляторов. Стабильность устройства обеспечивается конструкцией колес и сбалансированной массой всего устройства. Питание подвижной части осуществляется от установленных аккумуляторных батарей, подзаряжаемых при сервисном обслуживании и от установленных на корпусе устройства солнечных панелей. Дальнейшее усовершенствование устройства позволит получать питание от магнитного поля наводимого вокруг провода на действующей ЛЭП, что позволит так же производить контроль данного магнитного поля для выявления дефектов линии. Помимо инспекции устройство способно наносить полимерный слой изоляции для защиты ЛЭП от влияния внешней среды и снижения потерь энергии при работе линии (рис. 2).

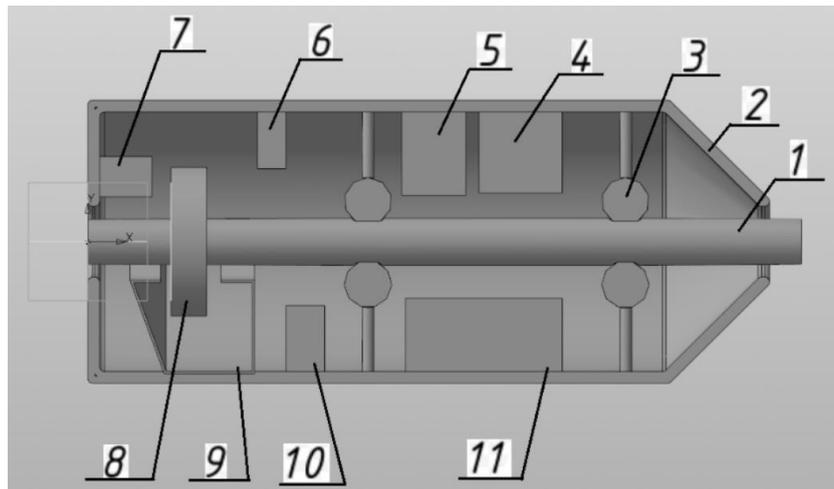


Рисунок 2 - Модификация устройства для нанесения полимерной изоляции

Для реализации вышеописанных проблем авторами предлагается автоматизированная, облегчённая и упрощённая система для обследования ЛЭП, управление и получение сигнала с которого осуществляется дистанционно [4]. Практическое применение данной системы позволит, проводить обследование линий без применения обслуживающего персонала, выявить и устранить дефекты на ЛЭП, тем самым повысив надёжность работы линии.

На чертеже изображено заявленное устройство, которое состоит из: 1- камеры, 2- колес для передвижения по проводу, 3- блока микросхем для управления комплексом, 4- двигателя, 5- каркаса, с вырезами для облегчения конструкции, 6- батарей и системы грузов, 7- рельс для более удобной установки робота на провод.

Устройство нанесения изоляции на провод 1 содержит корпус 2, с прикреплёнными к нему колёсами 3 для передвижения, источник питания и приводной двигатель 4, блок управления 5, двигатель 6, щётка 10 для нанесения изоляции и датчик контроля 7, из контейнера 11 подаётся жидкий полимер с помощью насоса 10 в ёмкость 9, для последующего его нанесения на провод.

Расширение функциональности рассматриваемой конструкции позволит включить в нее систему из электромагнитных катушек и датчиков способных определять места коронирования и пробоев, а так же ряда вспомогательных систем для чистки ЛЭП от пыли и солей, создаваемых промышленными предприятиями.

Роботизированное устройство, описанное в данной статье, представляет собой усовершенствованную конструкцию, максимально облегчённую и упрощённую предназначенную для мобильной инспекции ЛЭП.

Библиографический список:

1. L. D. Gitelman, ASSET MANAGEMENT IN GRID COMPANIES USING INTEGRATED DIAGNOSTIC DEVICES, Int. J. of Energy Prod. & Mgmt., Vol. 4, No. 3 (2019) 230-243.
2. Amin Fakhar, Amir Mostashfi LinBot – Design, Analysis, and Field Test of a Novel Power Transmission Lines Inspection Robot, Proceedings of the 7th RSI International Conference on Robotics and Mechatronics (IcRoM 2019), November 20-21, 2019, Tehran, Iran.

3. Rebecca Miller Farshid Abbasi Javad Mohammadpour , (2017), "Power line robotic device for overhead line inspection and maintenance ", Industrial Robot: An International Journal, Vol. 44 Iss 1 pp. 75 – 84.
4. Пат. 190483 РФ МПК H01B 13/10, H01B 13/10. Устройство нанесения изоляции на провод Исмагилов Ф. Р., Хайруллин И. Х., Охотников М. В.; Патентообладатель(и): федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный авиационный технический университет". -№ 2019111825; заявл. 18.04.2019; опубл. 02.07.2019 Бюл. № 19. – 7 с.

УДК 004.946:130.2

Мифы и реалии «Зеленой энергетики»

Григорьев А.Ю.

Научный руководитель – Полетаев С.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

В последние годы идет бурными темпами развитие возобновляемой энергетики. В СМИ ведется активная пропаганда «зеленой» энергетики. В результате правительством многих стран были приняты политические решения об экономической поддержке «зеленой» энергетики. Например, в Германии показатель доли ВИЭ (возобновляемых источников энергии) в энергобалансе страны уже достиг почти 47%. Чуть отстают Турция, Франция и Нидерланды. Но если за 2018 г. в ЕС появилось на 36% больше солнечных электростанций, чем годом ранее, то в 2019 г. произошло двукратное увеличение (16,7 ГВт против 8,2 ГВт) – показатели растут.

Не избежала модных тенденций и Россия. В России серьезное развитие на рынке альтернативной энергетики происходит последние два года — 2019–2020 гг. Если еще в 2018 г. доля ВИЭ (возобновляемых источников энергии) едва достигала 0,9% (от общего количества в стране), сейчас она превысила почти 2%. Одной из причин «рывка» стал потребительский опыт — успешные примеры электростанций вдохновили остальных. В Международном агентстве по возобновляемой энергии подсчитали, что к 2030 г. доля ВИЭ в российском энергобалансе составит более 11%.

Российский бизнес и частные потребители постепенно переходят на альтернативные источники энергии — собственную генерацию. Ранее речь шла, в основном, о крупных проектах в формате ДПМ (договор о предоставлении мощности), в которых были задействованы крупные компании. Сегодня вектор изменился: появились примеры коммерческих объектов, которые позволяют осознать, что собственная генерация — это уже не чудо, а обыденность.

В России развитие возобновляемых источников энергии поддерживается государством. Для первой программы поддержки, рассчитанной с 2013 г. до 2024 г., капиталовложения составляют 700 млрд рублей, для второй — 400 млрд рублей за счет потребителей ОРЭМ (оптовый рынок электроэнергии и мощности). Дотации действуют на мероприятия по развитию использования альтернативных источников энергообеспечения.

Одним из главных мифом о «зеленой» энергетики является снижение стоимости электроэнергии по мере развития «зеленых ферм». Так, если сетевое электричество дороже 5,5–6 рублей, то установка собственной солнечной электростанции может окупиться через 5–7 лет, однако установка и монтаж солнечных батарей требует больших финансовых затрат. За рубежом, например, именно высокая стоимость электроэнергии и стремление сократить операционные расходы подталкивают спрос на ВИЭ. Например, в Германии киловатт-час обходится в 30 центов (19,8 руб.), в США — 9–30 центов (от 5,9 до 19,8 руб.). В итоге установка солнечных панелей окупается быстрее, чем в России — за 2–3 года. Но факты говорят о другом: в одном из наиболее «зеленых» штатов Америки — Калифорнии, из-за снижения финансовой поддержки государством производителей стоимость электроэнергии увеличилась в 5,5 раз и продолжает расти. Подобная ситуация наблюдается в Австралии, Нидерландах и многих европейских странах. В России же цена за энергию, вырабатываемую традиционными источниками, такими как ТЭС, ГРЭС и т.д. на данный

момент является более экономичной и «мягкой» для потребителей. В связи с этим возникает вопрос необходимости и рентабельности «зеленой» энергии обычному покупателю на данный момент.

Маркетологи, рекламирующие «зеленые» солнечные технологии, как правило, не учитывают в своих рекламных кампаниях следующие факторы: 1) Солнечные панели деградируют с течением времени; 2) Вторичное электрооборудование быстро выходит из строя; 3) Высокий класс экологической опасности редкоземельных элементов, используемых в современных солнечных элементах; 4) Дорогое техническое обслуживание «зеленых ферм»; 5) Прерывистая генерация электроэнергии. Все это обуславливает высокую цену «зеленой» энергии. Особенно высокую стоимость в результирующую цену электроэнергии вносит прерывистая генерация. Она требует либо передачи больших мощностей из других энергосистем, либо строительства электростанций «подскока», т.е. электростанций, способных в течение нескольких минут выдать в сеть десятки и сотни МВт. Отечественная промышленность выпуск подобных генераторов на данный момент не освоила. Подобные газотурбинные электрические установки начали выпускать в Голландии и Германии. Разработаны также проекты газовых электростанций, строительство которых находится под вопросом из-за газовых санкций. По описанным причинам в России, Китае и Индии широкая поддержка «зеленых» видов энергий уменьшается.

Несмотря на негативные моменты, российский рынок альтернативной энергетики имеет хорошие перспективы к росту. Российские компании достигли успехов в производстве одних из самых высокоэффективных солнечных панелей (разработка группы компаний «Хевел» способна при должном уходе работать с КПД 23% на протяжении 25 лет, а технологии с использованием новых материалов могут довести показатель эффективности до 25%). Однако, подобные показатели КПД все еще намного меньше, чем показатели привычных промышленных агрегатов, что говорит о том, что «зеленая» энергетика еще не скоро выйдет на один уровень с традиционным производством. Отсутствие каких-либо прорывных технологий в данной сфере все еще не позволяет «зеленой» энергетике полностью заменить традиционную, в связи с чем на данный момент единственным способом достичь высоких показателей выработки «зеленой» энергии является экстенсивный способ ее развития, т.е. увеличение количества аппаратной базы.

Для увеличения эффективности использования генерируемой энергии в моменты пикового потребления системы энергоснабжения из альтернативных источников можно укомплектовывать аккумуляторами. Они, в свою очередь, могут запасать электроэнергию в дневные часы, когда генерация электроэнергии происходит наиболее активно, а потребление находится на наиболее низком уровне. Однако чтобы удовлетворить нужду в электроэнергии в больших городах, такой способ не является эффективным, т.к. большие требования к потреблению ведут к тому, что аккумуляторные подстанции должны сильно расширяться в площади – это ведет к снижению эффективности их обслуживания и добавляют больше рисков нанесения вреда окружающей среде в случае каких-либо аварий на подстанции.

В результате на данный момент наиболее экологичным источником энергии является следующие источники «зеленой» энергии: газовые ТЭС и АЭС. Однако, применение солнечной энергии допустимо в условиях трудности или невозможности подключения объекта обеспечения к традиционным источникам. Так в России построены пункты выработки в Пуровском районе ЯНАО, и других районах Арктики и Крайнего Севера.

Библиографический список:

1. «Зеленая» энергетика в России: будущее уже наступило [Электронный ресурс] URL: <https://nangs.org/news/renewables/zelenaya-energetika-v-rossii-budushtee-uzhe-nastupilo>
2. Настоящее и будущее «зеленой» энергетике в России [Электронный ресурс] URL: <https://recyclemag.ru/article/nastoyashee-budushee-zelenoi-energetiki-rossii>
3. Преимущества и недостатки солнечной энергии [Электронный ресурс] URL: <https://solarelectro.ru/articles/preimuschestva-i-nedostatki-solnechnoj-energii>
4. На Ямале функционирует гибридная автономная электростанция [Электронный ресурс] URL: <http://www.energy-fresh.ru/solarenergy/solarbattery/?id=14072>
5. Крежевский, Ю.С. Общая энергетика: учебное пособие / Ю.С. Крежевский. – Ульяновск: УлГТУ, 2014. – 124 с.

УДК 621.311.25

Анализ развития энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии для зарядки электромобилей

Губенский А.А.

Научный руководитель – Шичёв П.С.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Год за годом количество автомобилей во всем мире постепенно увеличивается. Следовательно, растут необходимость в горюче - смазочных материалах и выбросы выхлопных газов в атмосферу. Поэтому, необходим ряд мер по экономии топлива и снижению содержания вредных выбросов в атмосферу. В настоящее время эти проблемы решаются по нескольким направлениям, одним из которых является разработка электромобилей, не загрязняющих окружающую среду, их внедрение в повседневную жизнь и плавный переход на них с транспортных средств с двигателями внутреннего сгорания (ДВС). Хотя возникает другая проблема, связанная с эксплуатацией электротранспорта. Для комфортного использования электромобилей требуется соответствующая зарядная инфраструктура.

По всему миру зарядная инфраструктура развита не очень хорошо. Однако, на сегодняшний день она развивается довольно быстро. Из двух типов станций, упомянутых выше, наиболее распространенными стали обычные зарядные станции, количество которых на конец 2019 года во всем мире составило около 7,3 млн точек зарядки (около 6,5 млн зарядных точек являются частными). Касаемо станций замены аккумуляторных батарей их не так много – около 130 во всем мире. В последнее время начали появляться новые зарядные станции. Они работают от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), т.е. энергия ветра и солнца. Их уже больше 100, в основном это солнечные зарядные станции.

В России постепенно налаживают эту инфраструктуру, правда не так быстро, как в, например, Китае, Европе или США. В 2018 году было всего 56 станций зарядки электромобилей по всей стране, а к 1 января 2020 года это число увеличилось до 161 пункта. По количеству “розеток” с большим отрывом лидирует Москва – 100 станций. Далее идут Санкт-Петербург (28 станций) и Челябинск (10 станций). Также по несколько станций функционируют в Екатеринбурге, Краснодаре, Уфе, Казани, Ярославле, Нижнем Новгороде и других городах нашей страны.

Благодаря хорошему расположению РФ на карте мира, в ней есть абсолютно все условия для установки станций, работающих от возобновляемых источников энергии. Так на севере страны довольно ветрено, поэтому здесь логично поставить ветряные электростанции. На юге и в регионах страны с высоким уровнем солнечного излучения – солнечные электростанции. А в морях – приливные электростанции.

Использование электротранспорта способствует снижению ядовитых выбросов от обычного автотранспорта с ДВС в атмосферу. Однако, из-за роста новых потребителей, будут возрастать выбросы тепловых электростанций в связи с увеличением производства электроэнергии. Поэтому, чтобы увеличение числа электротранспорта не спровоцировало, пусть даже и незначительный рост загрязнения окружающей среды, необходимо реализовывать зарядные станции для электромобилей от возобновляемых источников энергии. Даже производители станций альтернативной энергетики и предприятия, производящие станции зарядки, заметили, что применение ВИЭ – это более дешевая энергия, а самое главное эта энергия неисчерпаемая и экологически чистая.

Станции зарядки, которые работают от ВИЭ, начали получать большое распространение. Довольно естественно, что самыми популярными станциями, являются те, которые работают от энергии солнца и ветра.

Солнечные зарядные станции часто представляют собой классические навесы для электромобилей с установленными на крыше солнечными панелями (которые генерируют энергию, необходимую для зарядки автомобиля) или мобильными солнечными панелями, которые адаптируются к положению солнца. Зарядные устройства находятся поблизости. Мощность этих установок варьируется в широких пределах: от нескольких сотен ватт до 100 кВт и более.

Поскольку энергия солнца доступна в течение ограниченного времени, для хранения этой энергии предусмотрены АКБ, а некоторые станции подключены к сети, поэтому подзарядку можно производить в любое время.

В настоящее время по всему миру насчитывается более 100 солнечных зарядных станций, больше всего в США и Германии. Есть также несколько станций в Японии, Италии и Великобритании.



Рисунок 1 – Солнечная зарядная станция

С зарядкой непосредственно от ветряной станции все сложнее, если сравнивать их с солнечными. В странах, где много ветряных электростанций (ВЭС), большинство считают, что зарядка электротранспорта осуществляется за счет энергии ветра, хотя это не верно, поскольку электроснабжение выполняется от электросети, а не сразу же от ВЭС. Поэтому, ветряная зарядная станция “Sanya SkyPump” считается уникальной. Sanya SkyPump оснащен ветровой турбиной UGE 4K, вырабатывающей 4 кВт энергии, и зарядным устройством для электромобилей General Electric (GE) Durastation, либо WattStation. Все необходимые электрические системы расположены в закрытом блоке. Sanya SkyPump является ветряной зарядной станцией для электромобилей, где зарядка осуществляется напрямую от ветряной электрической установки. В августе 2012 года станция была установлена в городе Барселона (Испания), и в том же году дебютировала в США и Австралии.



Рисунок 2 – Ветряная зарядная станция Sanya SkyPump

Сегодня зарядных станций и станций замены АКБ, работающих от ВИЭ, на территории России не существует. В России неохотно переходят на электромобили по нескольким причинам, такие как малый запас хода электромобиля, малое количество станций зарядки, слабо развитая инфраструктура.

Поэтому, такие станции и соответствующая им инфраструктура являются актуальными для нашей страны. В дальнейшем я планирую провести моделирование различных типов энергогенерирующих установок, работающих от ВИЭ, силовых энергопреобразующих устройств и систем хранения электроэнергии.

Библиографический список:

1. SolarChargedDriving. Plugging the World into the Power of the Sun: [Электронный ресурс] / SolarChargedDriving, URL: <http://solarchargeddriving.com>;
2. Sanya SkyPump EV Charging Station: Sanya Skypump [Электронный ресурс] / URL: <https://inhabitat.com/worlds-first-integrated-wind-powered-ev-charging-station-unveiled-in-barcelona/>

УДК 621.317.735

Обзор существующих методов контроля изоляции электрических машин

Долгополов И.В.

Научный руководитель – Дементьев И.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Целью данной статьи является рассмотрение методов контроля изоляции электрических машин с целью прогнозирования их остаточного ресурса, а также обзор патентных разработок в данной области с целью внедрения их в производство для повышения качества обслуживания машин.

1. Устройство для контроля изоляции торцовых зон машин [1]

Конечным результатом изобретения является неразрушающий и надежный контроль дефектов изоляции торцевой зоны машины. Схематически устройство изображено на рисунке 1.

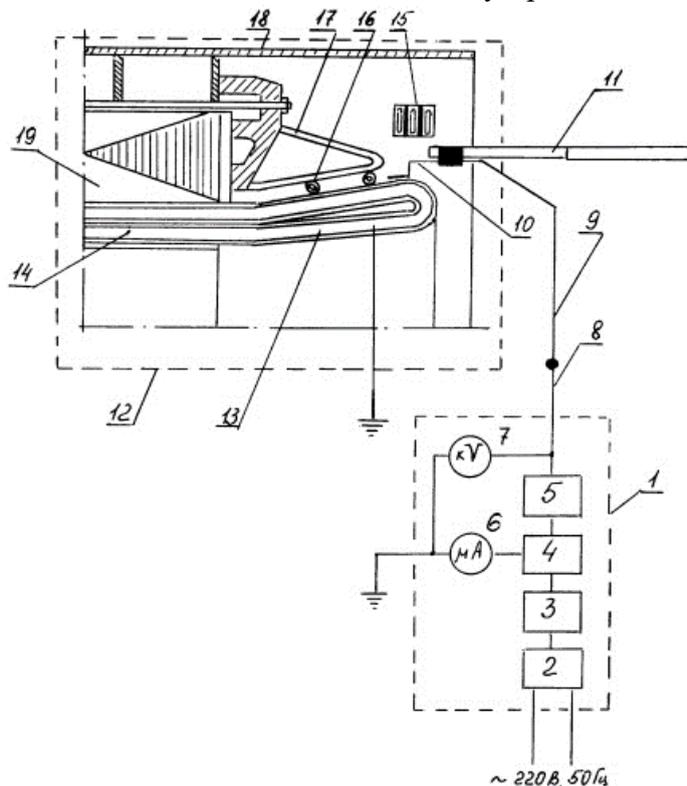


Рисунок 1 – Схема устройства

Статорная часть машины 12, изображенная на рисунке, включает в себя сердечник из листов шихтованной стали 19, закрепленный в корпусе 18 и статорной обмотки, расположенной в пазах 14 и торцовой зоне 13. Обмотку перед испытаниями необходимо заземлить через свои выводы, которые не изображены на рисунке.

В источнике питания на генератор 2 приходит питание, на выходе которого получается высокочастотное регулируемое напряжение в несколько кГц. После генератора, проходя через трансформатор 3 и выпрямитель-умножитель 4 получается выпрямленное напряжение в несколько десятков кВ (до 40 кВ по нормам). Это напряжение поступает на испытательный электрод 10.

Этим электродом 10, фиксированным на штанге 11, оператор проводит по составляющим изоляции торцовой части, а именно: лобовой 14, шинной 15, бандажной 16, а также обмоткодержателям 17. По величине измеренного тока утечки судят о фактическом износе изолирующих частей.

Переноса напряжение на электрод и заземление на обмотку корпус машины и обмотка становятся эквипотенциальными поверхностями (земля), и заряжается конденсатор меньшей емкости «электрод – участок обмотки под ним» нежели «обмотка – заземленный корпус». За счет этого достигнута снижение мощности, уменьшение размеров установки и её веса. Снижением мощности достигли цели проведения неразрушающего контроля. Также растет безопасность за счет заземления обмотки.

2. Способ диагностирования корпусной изоляции электрических машин [2]

Данный способ несет в себе суть измерения корпусной изоляции машины, с анализом её состояния в ходе эксплуатации, а также для ускоренных ресурсных испытаний на макетах изоляции.

Измерение включает в себя 3 стадии. На I стадии в течение определенного промежутка времени происходит подача постоянного напряжения. На II стадии образец или корпусную изоляцию закорачивают на несколько секунд. На III стадии для определения восстановленного напряжения вольтметр включается в схеме как измеритель напряжения. Предпочтительно проведение эксперимента в изотермических условиях для улучшения воспроизводимости эксперимента. По окончании измерений расчетным методом определяют величину коэффициента абсорбции k_a и, проводя сравнение со средним значением для данного типа изоляции выносят вердикт о состоянии изоляции.

Методику отличают от остальных способов 2 стадии (закорotka и фиксация восстановленного напряжения), аналитический способ определения износа изоляции по коэффициенту абсорбции и применение сравнительно небольшого электрометрического универсального вольтметра по сравнению с громоздкими измерительными установками, используемыми до этого. Это позволило уменьшить измерительную установку, что дает проводить не только эксплуатационные испытания корпусной изоляции, но и ресурсные испытания для макетов.

На рисунках 2 и 3 изображены схемы к проведению измерений в ходе эксперимента. На рисунке 4 изображены зависимости, отражающие процесс старения макета изоляции Samicarog H366.58, с компаундовой пропиткой КП-99ИД

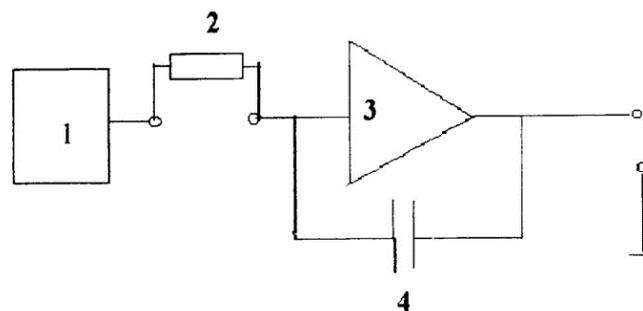


Рисунок 2 - Схема эксперимента при подключении вольтметра в режиме измерителя сопротивления

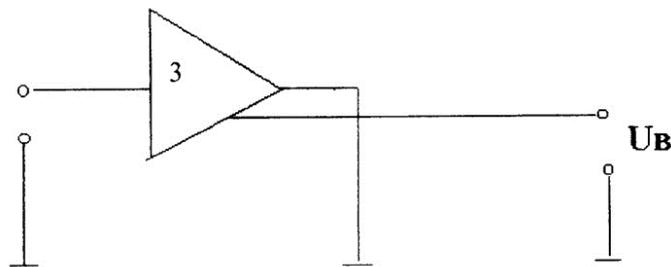


Рисунок 3 - Схема эксперимента при подключении вольтметра в режиме измерителя напряжения

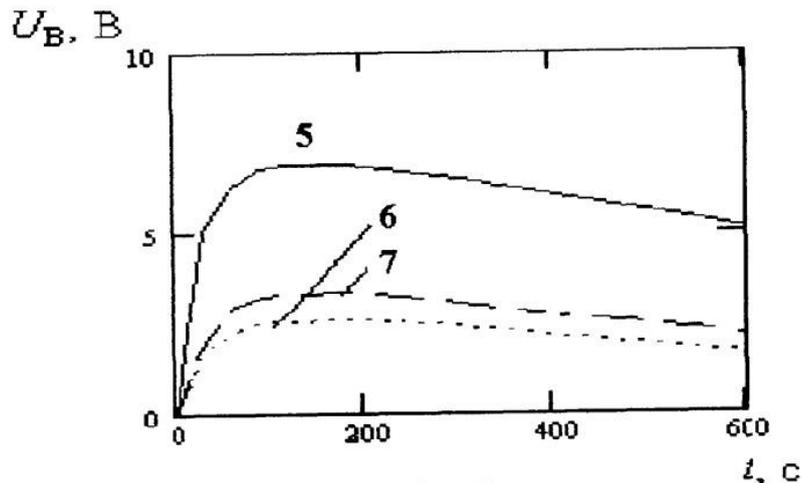


Рисунок 4 - Зависимости восстановленного напряжения от времени в процессе термостарения

На рисунках 2 и 3: 1 - источник опорного напряжения, 2 - объект измерения, 3 - усилитель, 4 - емкость. Временные зависимости восстановленного напряжения даны для макетов изоляции в исходном состоянии (5) и после термостарения при $T=200\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 2000 ч (6) и при $T=220\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 1200 ч (7).

Реализация способа заключается в следующем. На I стадии вольтметр работает как омметр и подает на образец некоторое значение постоянного напряжения U_p (рисунок 2). В процессе этого на изоляции скапливается электрический заряд. Зарядка проходит около 3 минут, чтобы установить замедленные виды поляризации в изоляции (макете), соответствующие достижению установившегося тока зарядки. Напряжение зарядки ($U_p = 10 - 1000\text{ В}$, подается с помощью источника 1) не должно превышать значение, при котором возникают нарушения изоляции, но и слишком низким быть не должно, для сохранения механизма поляризации. Для улучшения воспроизводимости опытов можно проводить зарядку при температурах до 100°C . Закоротку объекта 2 на II стадии реализуют замыканием входов вольтметра 3, 4, включенного как измеритель напряжения, итогом которой является снятие заряда с электродов объекта 2. В случае превышения времени закоротки (5-10 с) начинается процесс стекания объемного заряда, накопленного в изоляции, что нежелательно. После замыкания следует размыкание входа, что обеспечивает условия измерения восстановленного напряжения U_B (рисунок 3). Его значения отражают то, насколько неоднородна, стала изоляция в процессе старения. Для корректных измерений обязательно то, чтобы входное сопротивление вольтметра (обеспечивается характеристиками усилителя 3) было много больше сопротивления изоляции ($\geq 10^{14}\text{ Ом}$).

При сравнительном анализе и вынесении вердикта о состоянии изоляции используют 2 параметра: коэффициент абсорбции k_a и время максимума t_m (время фиксации максимума

восстановленного напряжения на кривой $U_B = f(t)$. Они отражают скорость подъема напряжения до максимума. Коэффициент абсорбции оценивают как отношение U_B , фиксируемого по прохождении 30 с – 3 мин после начала III стадии к напряжению поляризации U_p . Но временное положение максимума U_B может изменяться при колебании температуры от -10 до 50°C. Вследствие сильного влияния температуры окружающей среды на экспериментальные значения, предлагают вычислять коэффициент абсорбции по максимальному значению восстановленного значения U_{Bm} : $k_a = \frac{U_{Bm}}{U_p} \cdot 100\%$.

Состаривание изоляции преследуется уменьшением способности накапливать ей заряд (отображается на кривых 6 и 7 в сравнении с кривой 5 на рисунке 4). Снижение коэффициента абсорбции более чем в половину говорит об износе изоляции.

Достоинствами данного способа являются: сокращение времени проведения испытаний; возможность измерения в процессе эксплуатации; уменьшение размеров и массы измерительной установки.

Недостатком является влияние температуры на положение максимума восстановленного напряжения.

3. Устройство контроля изоляции (УКИ) [3]

Данное устройство позволяет осуществить измерение сопротивления изоляции R_{60} непосредственно в абсолютном его значении или же автоматически контролировать R_{60} по его отклонению от этого значения.

Принцип действия заключается в посыле импульсов измерения в нейтраль ТНКИ, либо непосредственно в нейтраль высоковольтного двигателя. Происходит посыл импульсов постоянного тока высокого напряжения и измерение токов утечки. В случае проведения измерения не имеет значения, находится ли объект исследования под напряжением или нет. Диапазон измерений прибора - до 1 ГОм

Возможны 3 варианта измерений:

- на остановленной машине (реализован для контроля изоляции обмотки статора СТД-1250), мониторинг включает в себя обмотки двигателя, трансформатора и кабельной сборки до выключателя (рисунок 5);

- на машине, работающей в блоке с трансформатором, отслеживается состояние изоляции трансформатора, генератора и сборки кабельной, либо шинной (рисунок 6);

контроль оборудования в секции шин, мониторинг изменения динамики суммарного сопротивления изоляции (рисунок 7). Так как измеренное сопротивление сети носит интегрированный характер, в случае его резкого снижения необходимо определить поврежденный участок и найти поврежденный элемент традиционными методами.

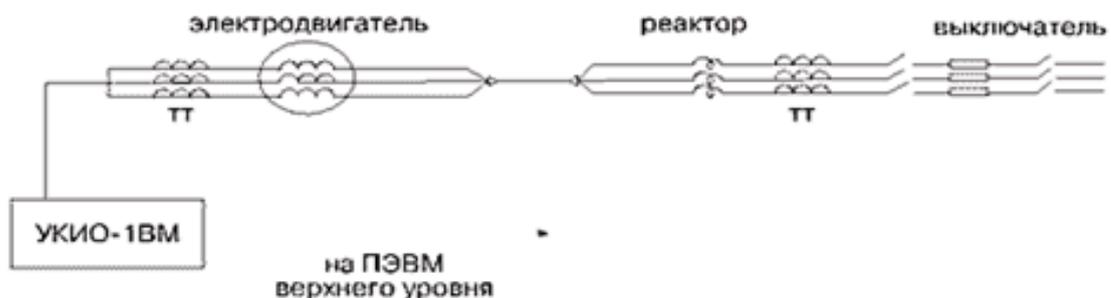


Рисунок 5 - Блок-схема включения устройства контроля изоляции обмотки статора вращающейся машины (УКИО-1ВМ)

Обязательным к применению является выполнение следующих условий:

- Заземление нейтрали ТНКИ через конденсатор.

- Отсутствие в сети резистивного заземления нейтрали, либо дугогасящих реакторов.

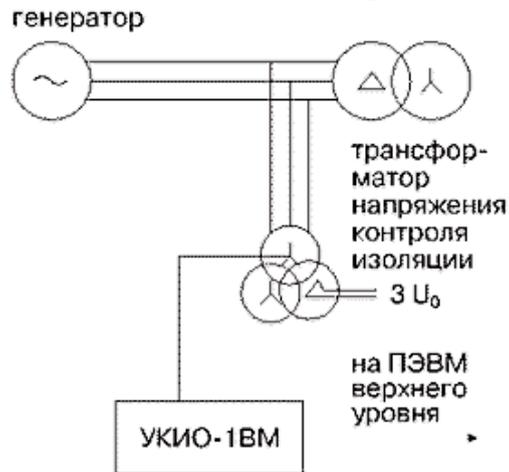


Рисунок 6 - Блок-схема включения УКИО-1ВМ

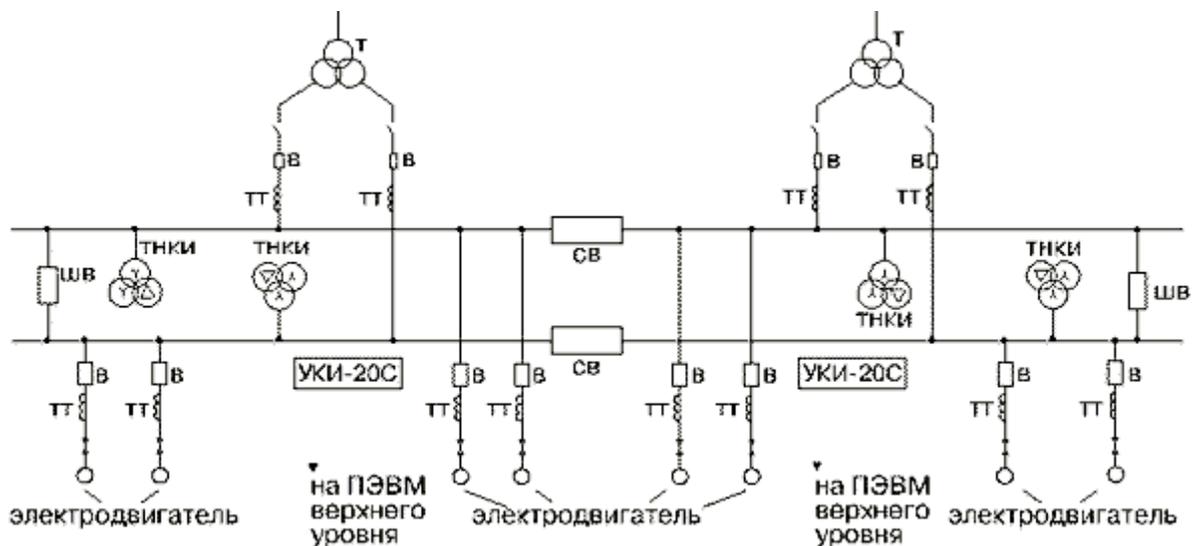


Рисунок 7 - Блок-схема включения устройства контроля изоляции оборудования, включенного в секцию шин (УКИ-20С)

Достоинства: возможность измерения сопротивления установки под напряжением, большой диапазон измерений – до 1 ГОм.

Недостатки: мониторинг кабельных, шинных соединений в совокупности с изоляцией машины, а также последующее уточнение дефектного оборудования с помощью традиционных методов в случае определения участка с повреждением.

Рассмотренные в данной статье устройства и способы, готовые к использованию в реальных условиях, обладают вышеперечисленными достоинствами и недостатками. В моей диссертации они будут более подробно проанализированы и послужат основой для разработки метода или устройства контроля изоляции с устранением имеющихся у предшествующих устройств недостатков.

Библиографический список:

1. Патент РФ № 2244371, Устройство для контроля изоляции электрических машин // Патент России № 2244371. / Городов В.В., Вдовиков А.Г., Самородов Ю.Н..
2. Патент РФ № 2229143, Способ диагностирования корпусной изоляции электрической машины // Патент России № 2229143. / Пантелеев Ю.А., Полонский Ю.А.
3. В. Кучеренко Контроль изоляции статоров вращающихся машин. Устройства. Варианты применения [электронный ресурс] / В.Кучеренко, А. Коротков, Н. Погодин // Новости электротехники. – 2001. - № 6.

УДК 621.783.24:681.5

Моделирование процесса удаления водорода и падения температуры жидкого металла при продувке аргоном в установке печь-ковш

Захаров В.А.

Научный руководитель – Неежмаков С.В.

ГОУ ВПО «Донецкий национальный технический университет», г. Донецк, ДНР

Установка «печь-ковш» – это звено в единой технологической схеме с дуговыми печами, конвертерами и мартенами для доведения металла в ковше, после его выпуска из плавильного агрегата, до заданной температуры и химического состава.

Моделирование процесса удаления водорода и падения температуры жидкого металла при продувке необходимо для определения расхода инертного газа, так как при нерациональном изменении количества подаваемого газа итоговые характеристики металла могут снизиться, что приведет к браку конечного продукта.

Процесс обработки аргоном жидкого металла является одной из важнейших операция, так как способствует удалению кислорода, десульфурации, усреднению химического состава металла [1].

Структура установки печь-ковш (рисунок 1) содержит следующие элементы: 1 – ковш, 2 – устройство для продувки, 3 – жидкий металл, 4 – шлак, 5 – свод, 6 – механизм электрододержателя, 7 – электроды, 8 – возможная подача инертного газа через полые электроды, 9 – зона электрических дуг, 10 – возможная подача инертного газа через погружную фурму, 11 – погружная фурма, 12 – крепёж фурмы, 13 – защитный конус, 14 – отверстие в фурме, 15 – струи инертного газа, 16 – днище ковша. Области (А, Б, В) преимущественного воздействия инертного газа на объем жидкого металла в ковше.

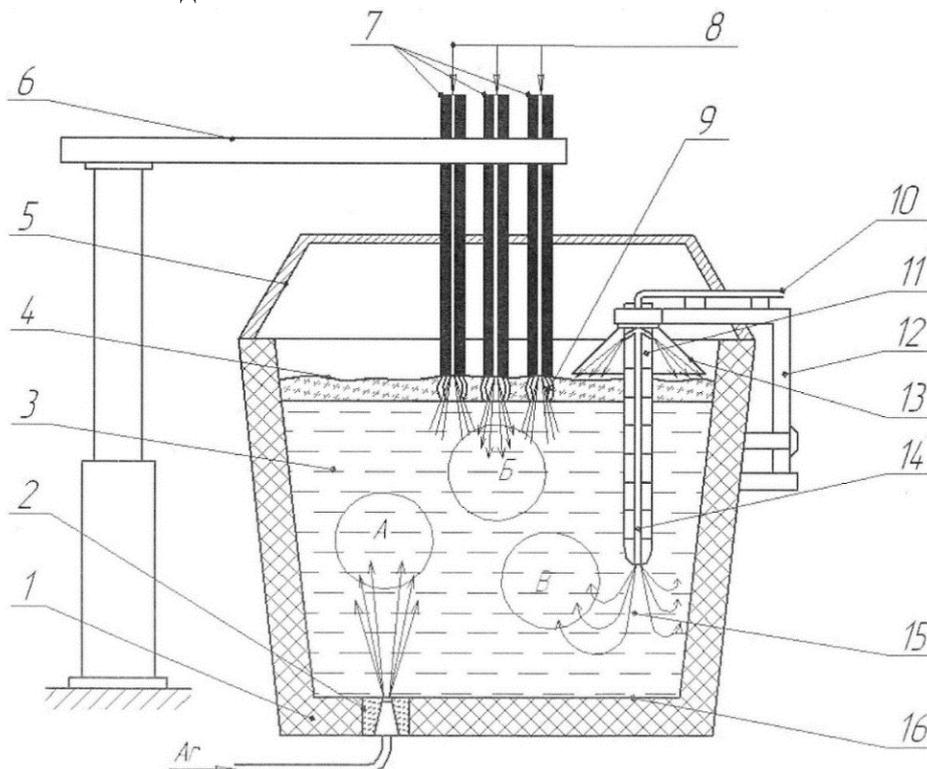


Рисунок 1 – Структурная схема установки печь-ковш

Разработана функциональная схема (рисунок 2), где показано, что объект имеет три входных параметра – масса жидкого металла ($Q_{ст}$), подача аргона (Q_{Ar}), температура жидкого металла (T), а также два выходных – масса обработанного металла ($Q'_{ст}$), температура жидкого металла после обработки инертным газом (T'). Возмущающим воздействием в данном объекте является объем подаваемого аргона ($Q_{пр}$).

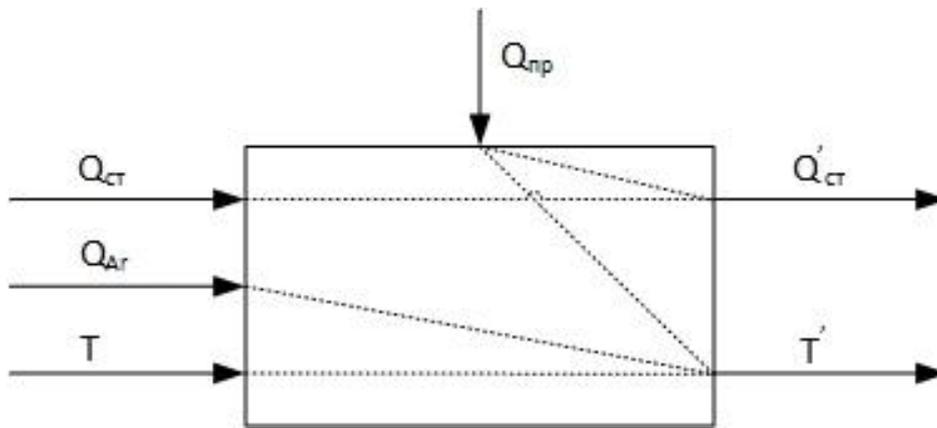


Рисунок 2 – Функциональная схема идентифицируемого объекта

Газы, растворенные в жидком металле, удаляются путем продувки инертным газом, при этом в момент формирования пузырька инертного газа, внутри образуется область с давлением, близким к нулю, вследствие чего внутрь этих пузырьков проникают удаляемые газы и выносятся в атмосферу [2].

Пусть при формировании пузырьков инертного газа достигается термодинамическое равновесие между пузырьками и жидким металлом. Принимая допущение можно определить наименьший необходимый объем газа для продувки металла, при этом используется формула Геллера. Данная зависимость позволяет теоретически определить необходимый объем аргона для дегазации металла. Однако термодинамическое равновесие между пузырьками инертного газа и жидким металлом достигается не всегда, в результате чего, объем инертного газа, необходимого для продувки в этом случае будет только увеличиваться [3].

Ниже приведен вывод формулы Геллера для процесса продувки в случае удаления из жидкого металла водорода. Общее давления удаляемой из металла смеси газов P состоит из суммы парциальных давлений водорода P_H и аргона P_{Ar} :

$$\frac{dV_H}{dV_{Ar}} = \frac{P_H}{P - P_H}, \quad (1)$$

где V_H – объем выделяющегося из металла водорода, m^3/t ;

V_{Ar} – объем продуваемого через металл аргона, m^3/t .

Поэтому объем удаленного из металла водорода V_{H_2} связано с приведенной в массовых процентах концентрацией водорода в стали соотношением

$$dV_H = -\frac{224}{M_H} d[H], \quad (2)$$

где M_H – относительная молекулярная масса удаляемого газа.

Если между жидким металлом и газовой фазой, за время перемещения инертного газа в металле, достигается состояние равновесия, то зависимость концентрации газа в металле и давлением в удаляемых пузырькам в этом случае выражается уравнением Сивертса:

$$[H] = K_H \sqrt{P_H} \quad (3)$$

Подставляя зависимости (2) и (3) в (1), получим:

$$dV_{Ar} = -\frac{224}{M_H} d[H] \left(\frac{P}{P_H} - 1 \right) = -\frac{224}{M_H} \left[PK_H^2 \frac{d[H]}{[H]^2} - d[H] \right] \quad (4)$$

Интегрирование уравнения (4) позволяет получить зависимость для оценки необходимого на обработку количества инертного газа в виде:

$$V_{Ar} = \frac{224}{M_H} \left[PK_H^2 \left(\frac{1}{[H]} - \frac{1}{[H]_0} \right) + ([H] - [H]_0) \right] \quad (5)$$

Формула Геллера для случая, когда продувка проводится с целью удаления из металла водорода:

$$V_{Ar} = \frac{112K_H^2 P}{L} \left(\frac{1}{[H]_{кон}} - \frac{1}{[H]_{нач}} \right), \quad (6)$$

где V_{Ar} – необходимый расход газа для удаления водорода, м³/т;

K_H – константа равновесия;

P – давление, атм;

L – эмпирический коэффициент;

$[H]_{кон}$ – конечное содержание водорода после продувки, %;

$[H]_{нач}$ – начальное содержание водорода перед продувкой, %;

Охлаждение стали при продувке аргоном рассчитывается из выражения:

$$V_{Ar} C_{Ar} \Delta T_{Ar} = M_{ст} C_{ст} \Delta T_{ст}, \quad (7)$$

где C_{Ar} – теплоёмкость аргона;

$C_{ст}$ – теплоёмкость стали.

$$\Delta T_{Ar} = T_{ст} - 20 \quad (8)$$

Конечное содержание водорода после продувки:

$$[\%H]_{кон} = \left(\frac{V_{Ar} L}{112K_H^2 P} + \frac{1}{[\%H]_{нач}} \right)^{-1} \quad (9)$$

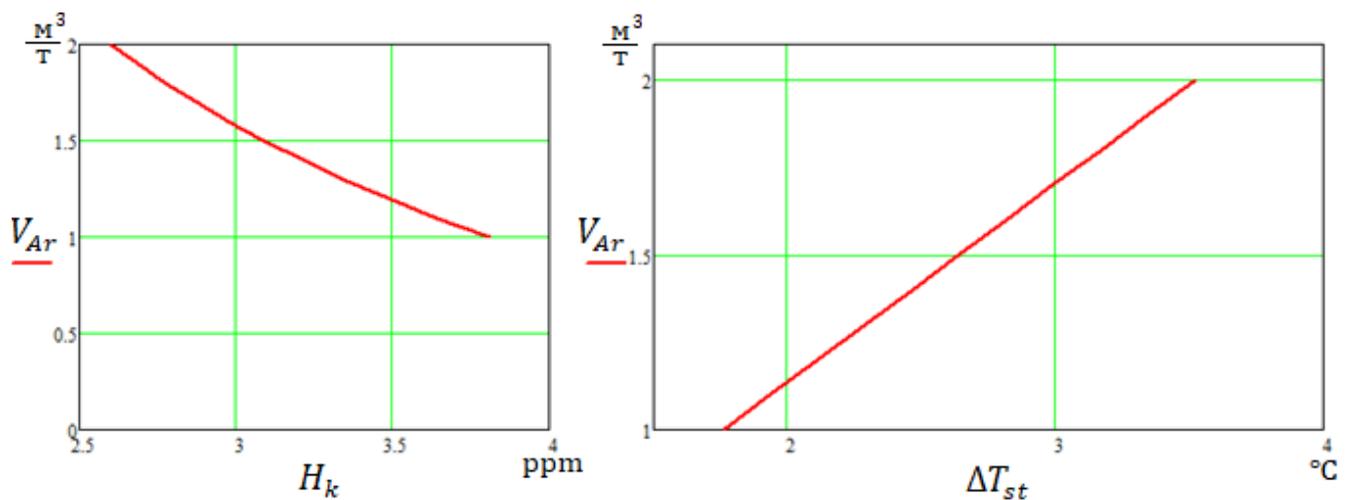


Рисунок 3 – Зависимости расхода аргона от содержания водорода и падения температуры жидкого металла

В результате математического моделирования в среде Mathcad были получены графики зависимости температуры и содержания водорода от подачи аргона. Согласно рисунку 3 для получения концентрации водорода менее 3ppm необходим расход аргона равный 1-2м³/т, а падение температуры на 1 тонну стали при таком расходе составляет 1,7-3,5°С. Полученные зависимости будут использованы для дальнейшего синтеза системы автоматического регулирования подачи инертного газа.

Библиографический список:

1. Производство стали на агрегате ковш-печь / Дюдкин Д.А., Бать С.Ю., Гринберг С.Е., Маринцев С.Н.; под науч.ред.докт.техн.наук, проф. Дюдкина Д.А. – Донецк: ООО «Юго-Восток, Лтд», 2003. – 300с., 36 табл., 81 ил.
2. Глинков Г. М., Косырев А. И., Шевцов Е. К. Контроль и автоматизация металлургических процессов: Учебник для вузов. М : Металлургия, 1969. 352 с.
3. Научные основы современных процессов производства стали / Явойский В.И., Явойский А.В. – М.:Металлургия, 1987, 184 с.

УДК 681.547

Система автоматического управления давлением в колонне дистилляции карбамида

Кавелин А.С.

Научный руководитель – Федюн Р.В.

ГОУ ВПО «Донецкий национальный технический университет», г. Донецк, ДНР

Карбамид, или мочевина, среди азотных удобрений занимает второе место в мире по объему производства после аммиачной селитры. Рост производства карбамида обусловлен достаточно широкой сферой его применения в сельском хозяйстве и химической промышленности. В настоящее время цеха по производству карбамида, использующие технологии с полным жидкостным рециклом, имеют несколько технологических аппаратов и резервную колонну синтеза карбамида. Колонна синтеза в рассматриваемой технологической схеме – это основной и самый дорогостоящий аппарат. Это единственный аппарат высокого давления в рассматриваемой технологической схеме, и его стоимость составляет большую часть стоимости оборудования технологической схемы производства карбамида [1].

Выполненный анализ существующих систем автоматизации колонн дистилляции карбамида кроме прочих, выявил следующие существенные их недостатки: низкая эффективность одноконтурной САУ давлением и одноконтурной САУ температурой в колонне дистилляции карбамида; отсутствие контура управления уровнем. Для устранения этих недостатков предложена концепция построения САУ давлением в колонне дистилляции карбамида, схема реализации которой приведена на рисунке 1.

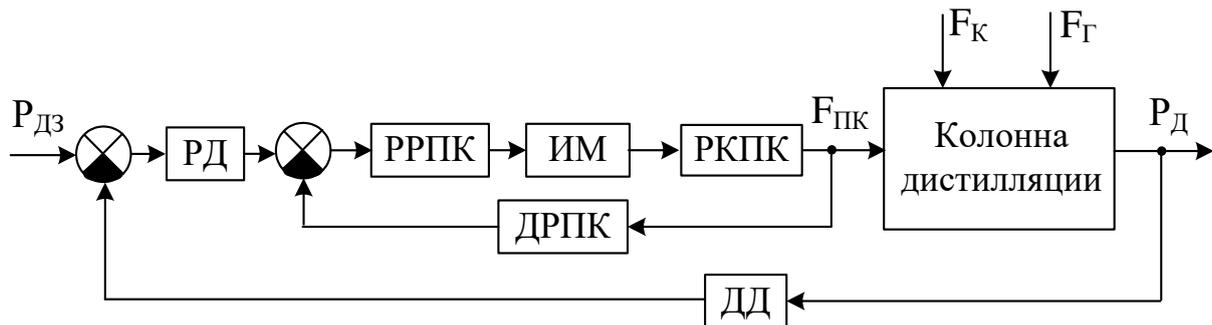


Рисунок 1 – Схема реализации концепции управления давлением в колонне дистилляции

Как следует из анализа колонны дистилляции как объекта управления [2], эффективность процесса дистилляции очень сильно зависит от давления в дистилляционной колонне. Для точного поддержания давления в колонне дистилляции при влиянии возмущающих воздействий предлагается САУ давлением реализовать по двухконтурной схеме, с внутренним контуром управления расходом плава карбамида и внешним контуром управления давлением в колонне дистилляции (рис.1). Внутренний контур управления расходом плава карбамида состоит из следующих элементов: регулирующего клапана плава карбамида РКПК, исполнительного механизма ИМ, внутреннего регулятора расхода плава карбамида РРПК и датчика расхода плава карбамида ДРПК (рис.1). Внешний контур управления давлением в колонне дистилляции карбамида состоит из датчика давления ДД и внешнего регулятора давления РД. Задающим воздействием для внешнего регулятора давления является требуемое значение давления $P_{дз}=2,2$ МПа; задающим воздействием для внутреннего регулятора расхода плава карбамида РРПК является выходной сигнал внешнего регулятора давления РД (рис.1). Перемещение регулирующего клапана РКПК вызывает соответствующее изменение выходной переменной внутреннего контура – расхода плава карбамида, подаваемого в колонну дистилляции $F_{ПК}$, которая является управляющим воздействием, позволяющим требуемым образом влиять на управляемую величину – давление $P_{д}$ (рис.1).

На рисунке 2 приведена структурная схема системы автоматического управления давлением в колонне дистилляции карбамида.

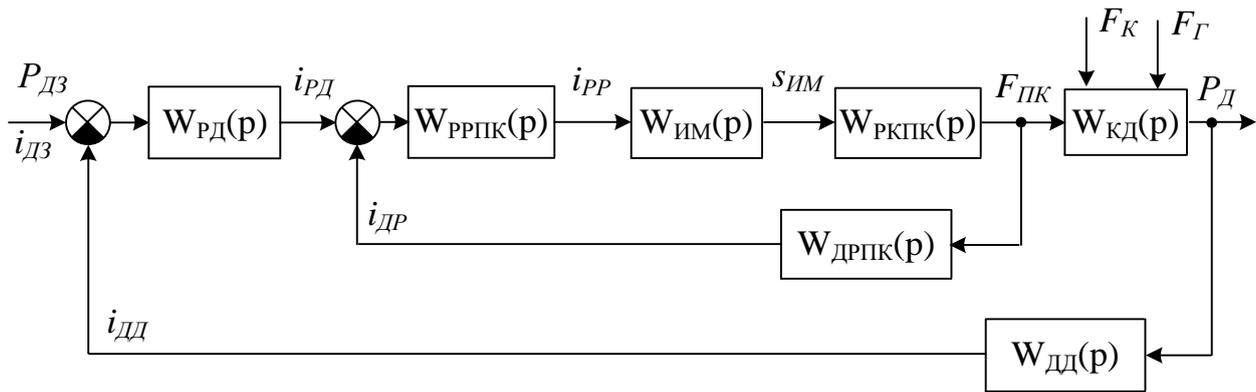


Рисунок 2 – Структурная схема САУ давлением в колонне дистилляции карбамида

На структурной схеме системы автоматического управления давлением в колонне дистилляции карбамида (рис.2) представлены следующие элементы и их передаточные функции: $W_{РД}(p)$ – передаточная функция регулятора давления в колонне дистилляции карбамида; $W_{РРПК}(p)$ – передаточная функция регулятора расхода плава карбамида; $W_{ИМ}(p)$ – передаточная функция исполнительного механизма – электропривода регулирующего клапана; $W_{РКПК}(p)$ – передаточная функция регулирующего органа – регулирующего клапана плава карбамида; $W_{КД}(p)$ – передаточная функция объекта управления – колонны дистилляции карбамида по каналу управления давлением; $W_{ДД}(p)$ – передаточная функция датчика давления; $W_{ДРПК}(p)$ – передаточная функция датчика расхода плава карбамида.

Требуемое изменение управляющего воздействия – расхода плава карбамида, подаваемого в колонну дистилляции $F_{ПК}$ осуществляется за счет соответствующего изменения положения $S_{ИМ}$ регулирующего клапана плава карбамида $W_{РКПК}(p)$, перемещение которого осуществляется исполнительным механизмом $W_{ИМ}(p)$ – электроприводом регулирующего клапана (рис.2). Для непрерывного измерения и контроля текущего значения основной P_D и дополнительной $F_{ПК}$ управляемых переменных применяются соответствующие технологические датчики, которые расположены в соответствующей цепи обратной связи: $W_{ДД}(p)$ – датчик давления и $W_{ДРПК}(p)$ – датчик расхода (рис.2).

Реализация необходимого закона управления давлением в колонне дистилляции осуществляется двумя регуляторами: $W_{РКПК}(p)$ – внутренним регулятором расхода плава карбамида и $W_{РД}(p)$ – внешним регулятором давления в колонне дистилляции.

Как показывает выполненный анализ литературных источников, процессы изменения давления в колонне дистилляции носят инерционный неколебательный характер и могут быть описаны апериодическим звеном первого порядка, причем как по каналу управления, так и по каналам возмущения. Получена структурная схема модели колонны дистилляции карбамида по каналу управления давлением с регулирующим органом и исполнительным механизмом, которая приведена на рис.3.

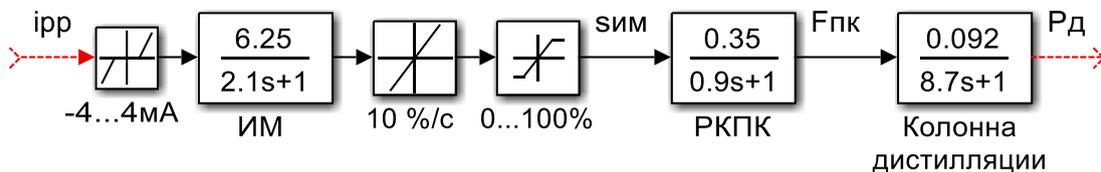


Рисунок 3 – Схема модели колонны дистилляции с регулирующим органом и исполнительным механизмом

Для достижения требуемых показателей качества управления в САУ используются типовые регуляторы, наибольшее применение из которых получил ПИ-регулятор, описываемый передаточной функцией [3]:

$$W_{ПИ}(p) = k_{II} + \frac{k_{II}}{p} . \tag{1}$$

Наличие интегральной составляющей в ПИ-регуляторе дает возможность получить требуемую точность в установившемся режиме. Выбор определенного соотношения коэффициентов k_{II} и k_{II} позволяет обеспечить необходимые показатели качества переходных процессов.

На рисунке 4 приведена модель двухконтурной САУ давлением в колонне дистилляции карбамида при необходимом (заданном) давлении $P_{ДЗ} = 2,2$ МПа и обобщенным возмущающим воздействием – изменением давления в колонне дистилляции, которое может быть вызвано любым, из рассмотренных выше, возмущений.

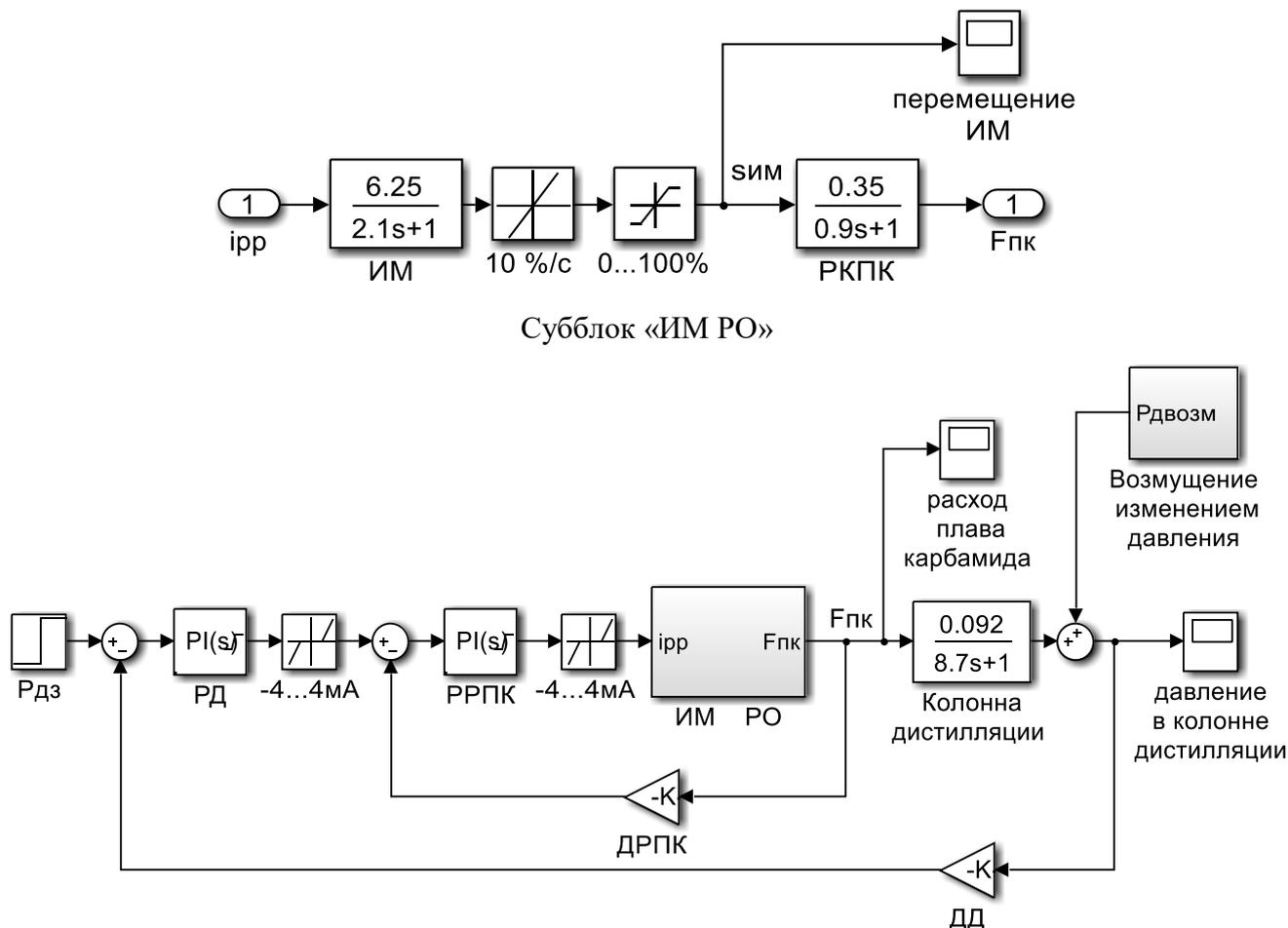


Рисунок 4 – Схема модели двухконтурной САУ давлением колонны дистилляции карбамида

В качестве закона управления для регуляторов расхода $W_{РРПК}(p)$ и регулятора давления $W_{РД}(p)$ (рис.2) предлагается использовать ПИ-регулятор (1).

Настройка параметров ПИ-регулятора расхода плава карбамида (блок РРПК, рис.4) и ПИ-регулятора давления (блок РД, рис.4) выполнена с использованием возможностей пакета Simulink программы Matlab, а именно возможностей автоматической настройки типовых регуляторов в блоке «PID Controller». Для внутреннего контура управления расходом плава карбамида получены следующие настройки ПИ-регулятора РРПК (рис.4): $k_{II} = 0,5213$; $k_{II} = 0,2615$. Для внешнего регулятора давления получены настройки ПИ-регулятора: $k_{II} = 0,7003$; $k_{II} = 0,0690$.

Результаты моделирования динамических процессов при работе разрабатываемой САУ давлением в колонне дистилляции карбамида приведены на рис.5.

Анализ приведенных кривых изменения параметров САУ давлением в колонне дистилляции карбамида (рис.4) позволяет сделать вывод об удовлетворительном качестве управления – монотонный, без выраженных максимумов и колебаний, процесс изменения параметров с технологически допустимым быстродействием и допустимой величиной

установившейся ошибки, как по задающему, так и по возмущающему воздействиям. Величина перемещения вала исполнительного механизма s_{IM} и изменение управляющего воздействия – расхода плава карбамида $F_{ПК}$ – находятся в пределах допустимых интервалов технических параметров и технологических характеристик используемого оборудования: $s_{IM} = 0 \dots 100\%$, $F_{ПК} = 0 \dots 35 \text{ м}^3/\text{ч}$ (рис.4). Как видно из приведенного графика (рис.4), установившаяся ошибка при произвольном изменении возмущающего воздействия не превышает допустимых $\pm 0,2 \text{ МПа}$.

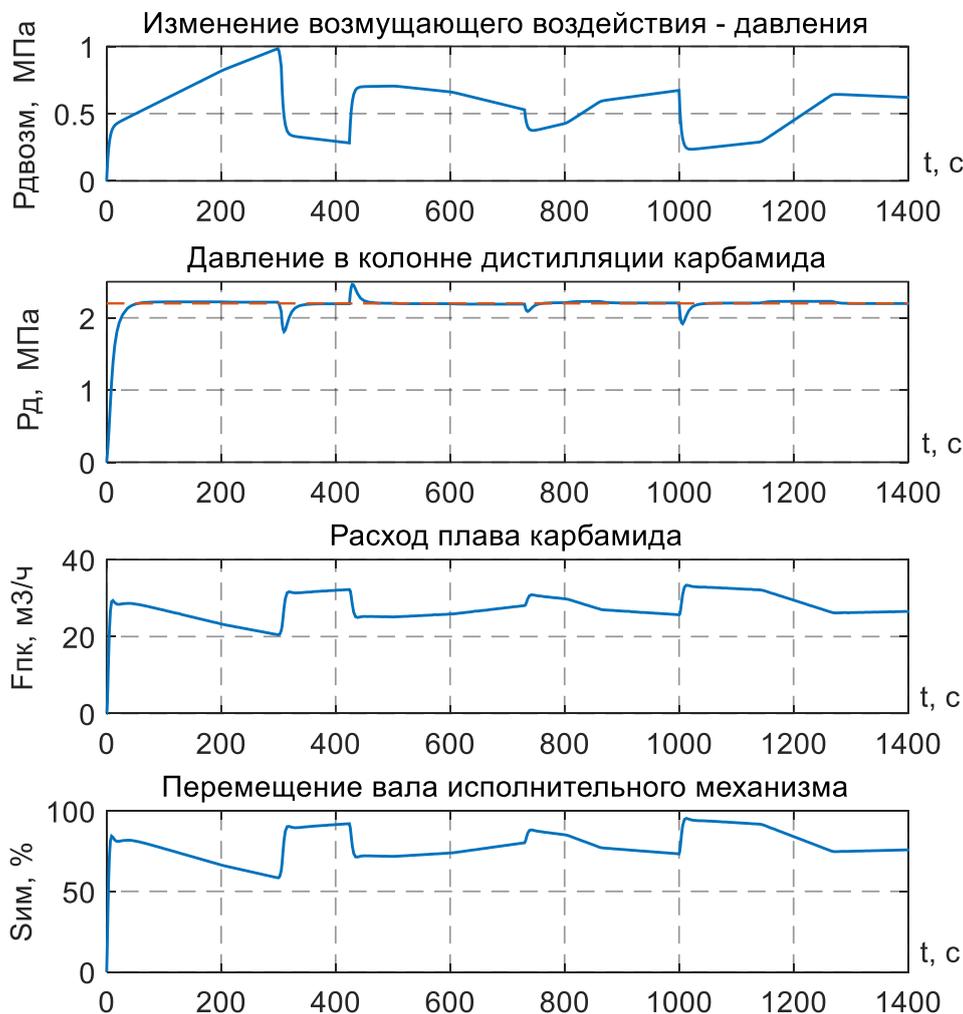


Рисунок 5 – Результаты моделирования САУ давлением в колонне дистилляции

В работе выполнен теоретический синтез необходимых законов управления САУ давлением в колонне дистилляции карбамида. На основании предложенной ранее концепции построения САУ разработана ее структурная схема, с использованием которой получено математическое описание элементов системы автоматического управления давлением в колонне дистилляции карбамида. Требуемая эффективность и работоспособность предложенной двухконтурной структуры САУ давлением в колонне дистилляции карбамида, выбранных законов управления и их параметров подтверждены результатами выполненного моделирования.

Библиографический список:

1. Горловский, Д. М. Технология карбамида / Д.М. Горловский, Л.Н. Альтшулер, В.И. Кучерявый. – Л.: Химия, 1981. – 320 с.
2. Кавелин А.С., Федюн Р.В. Особенности автоматического управления колонной дистилляции карбамида. // Автоматизация технологических объектов и процессов. Поиск молодых: сборник научных трудов XX международной научно-технической конференции аспирантов и студентов в г. Донецке 26-28 мая 2020 г. - Донецк : ДОННТУ, 2020. – С.281 – 284.
3. Лукас В. А. Теория управления техническими системами. Учебный курс для вузов – Третье издание, переработанное и дополненное – Екатеринбург, Изд-во УГГГА, 2002. – 675 с.

УДК 620.98:62-835:62-843

Сравнение экологического баланса автомобилей с двигателем внутреннего сгорания и электромобилей

Кочкин Н.В.

Научный руководитель: Старцев А.Э.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Большое количество развитых стран во всем мире активно поддерживают транспорт на электротяге и развивают подходящую для него инфраструктуру. За 2020 год доля проданных электромобилей составила 2,7% от общего числа продаж автомобилей, однако, по прогнозам BNEF [1], уже к 2040 году она составит не менее 58%. Росту числа электромобилей способствует серьезная поддержка со стороны государства. О скором запрете машин с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) уже объявили 14 стран, в их число входят Великобритания, Норвегия, Сингапур и даже Индия.

Что касается России, темпы продаж электромобилей ускоряются из года в год. К окончанию 2020 года в России было зарегистрировано более 10 тысяч автомобилей, работающих на электрической тяге. К сожалению, наше государство не оказывает должной поддержки обладателям электромобилей, однако в скором времени, когда отечественные производители выпустят свои серийные аналоги Tesla, ситуация может в корне измениться. Например, в Москве полным ходом идет внедрение электробусов взамен привычным автобусам, уже на данном этапе это помогло сократить выбросы в воздух вредных веществ примерно на 400 тонн в год.

Столь высокая заинтересованность электромобилями со стороны государства обуславливается их озабоченностью состоянием экологии – быстрым повышением выбросов оксидов углерода и азота, и иных мелкодисперсных твердых частиц. При сгорании любого углеводородного топлива образуются углекислый газ – токсичное вещество, отравляющие свойства которого проявляются при концентрации во вдыхаемом воздухе в несколько процентов. Кроме того, продукты сгорания содержат оксиды азота. Данные вредные вещества способствуют усилению парникового эффекта и отравлению окружающей среды и выделяются в ходе работы ДВС. Именно поэтому электромобили приобрели столь высокий спрос именно в период ухудшения климатической и экологической ситуации в мире.

Очевидно, что выбросов парниковых газов (ПГ), а также вредных веществ (ВВ) напрямую от электромобилей не происходит, ведь вместо топлива они потребляют электроэнергию, на что и делают акцент производители этих автомобилей проводя свои рекламные компании. Но не все вспоминают, что подавляющая часть мировой электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях, в процессе сгорания угля, нефтепродуктов или природного газа, также сопровождающегося выделением ПГ и ВВ. В России на долю электростанций такого типа приходится 68% вырабатываемой электроэнергии. Р.Л. Петров в своей работе описывает метод WTW-анализа (well-to-wheel – «от скважины до колеса»), используемый для оценки экологичности того или иного транспортного средства [3,4]. Данный метод позволяет комплексно оценить экобаланс при превращении и трансформации носителя энергии из первичного ресурса в полезную энергию движения транспортного средства.

Одним из эффективных способов сравнения экологических свойств автомобилей с ДВС и на электроэнергии является сравнение удельных выбросов CO₂, г/км. Так как эмиссия данного вещества зависит напрямую от количества сгоревшего топлива, без труда можно рассчитать удельный выброс CO₂, вычислив количество израсходованного топлива на 1 км передвижения автомобиля с учетом эффективности двигателя, привода, а также эффективности производства и транспортировки топлива или электроэнергии к транспортному средству. Для этого рассчитаем количество энергии, затрачиваемое с учетом всех потерь на 1 км пути движения транспортного средства.

Электромобиль. По данным Р.Л. Петрова [3], полезная энергия, затрачиваемая на передвижение электромобиля, составляет 0,43-0,54 МДж/км пути. Коэффициент полезного действия (КПД) электродвигателя составляет 88-95%, а КПД трансмиссии для электромобиля сопоставимо с КПД трансмиссии для автомобиля с ДВС (80-90%). Следовательно, расходуемая энергия в электромобиле будет составлять 0,54-0,70 МДж/км.

Вся промышленная, бытовая, а также используемая электромобилями, энергия производится на электростанциях различных типов и транспортируется по линиям электропередач (ЛЭП). В РФ на долю гидроэлектростанций (ГЭС) и, атомных электростанций (АЭС), не потребляющих топлива для производства электроэнергии, приходится 32% от всей вырабатываемой электроэнергии [4]. Наибольшую часть (ТЭС=68%) электроэнергии получают на тепловых электростанциях (ТЭС), их доля составляет около 68%, использующих преимущественно уголь, природный газ и нефтепродукты. КПД ТЭС в среднем составляет 33%. Помимо этого, весомая доля потерь (20-40%) уходит на передачу электроэнергии, а также при преобразовании напряжения на понижающих и повышающих трансформаторных подстанциях.

В результате WTW-анализа были получены следующие данные расчета энергии на 1 км пути электромобиля с учетом эффективности производства и транспортировки электроэнергии, а также выбросов CO₂ при сжигании топлива на ТЭС в расчете на 1 км движения электромобиля.

Таблица 1 - Расчет относительной эмиссии CO₂ и относительного количества электроэнергии в расчете на 1 км пути электромобиля

Относительный расход электроэнергии, потребляемой электромобилем с учетом КПД электродвигателя и трансмиссии, МДж/км		0,56-0,70	
Относительный расход электроэнергии с учетом КПД транспортировки электроэнергии и преобразования напряжения, МДж/км		0,8-1,0	
Относительное количество производимой электроэнергии, приходящейся на долю ТЭС, МДж/км		0,54-0,68	
Тип топлива, используемого на ТЭС	Природный газ	Уголь	Жидкое топливо
Доля в выработке электроэнергии тепловыми электростанциями (ω) [4], %	71	27,5	1,5
Теплота сгорания топлива (q_T) [4], МДж/кг	55	22	39
Относительный расход топлива, сжигаемого на ТЭС, г/км	21-27	20-26	1
Относительное количество теплоты сгорания, эквивалентное расходу конкретного вида топлива, МДж/км	1,16-1,46	0,45-0,57	0,02-0,03
Суммарное количество теплоты, образующееся при сгорании топлива на ТЭС, МДж/км		1,63-2,06	
Удельные количество выбросов CO ₂ , кг/кг топлива	2,8	3,3	3,1
Относительная эмиссия CO ₂ , эквивалентная удельному расходу конкретного вида топлива, г/км	59-76	66-86	3
Суммарная эмиссия CO ₂ , г/км		128-165	

Автомобиль с ДВС. На сегодняшний день удельный расход бензина в автомобилях с двигателем внутреннего сгорания в среднем составляет 6-7 л/100 км или 0,06-0,07 л/км. Теплотворная способность бензина равна 31,2 МДж/л, таким образом, относительное количество тепла, выделившееся при полном сгорании топлива, составит 1,87-2,18 МДж/км движения автомобиля. Полное КПД работы автомобилей с ДВС, составляет в среднем 20-25%. Таким образом, полезная энергия, затрачиваемая на передвижение автомобиля с ДВС, будет равна 0,42-0,49 МДж/км, что сопоставимо с таким же параметром для электромобилей.

Руководствуясь принципами WTW-анализа, необходимо учесть эффективность производства и транспортировки топлива. Так как есть некоторые затруднения в оценке этих параметров в Российской Федерации, А.Р. Петров предлагает применить в расчетах данные для Канады и США, согласно которым эффективность производства и транспортировки нефтяных

топлив составляет 82% [3]. Получается, что с учетом расхода энергии на производство и транспортировку бензина, условный удельный его расход будет составлять 0,073-0,085 л/км пути (эквивалентный относительный расход энергии – 2,27-2,64 МДж/км). Поскольку при полном сгорании бензина выделяется 2,3 кг CO₂, значение удельной эмиссии CO₂ для автомобилей с ДВС будет равно 168-196 г/км пути [2].

Исходя из результатов расчета можно сказать, что в случае частичного или полного замещения традиционного транспорта на электромобили произойдет колоссальное повышение нагрузки на электростанции различных типов, в том числе ТЭС, а выбросы ПГ и ВВ перераспределятся с транспортного сектора на энергетический, вероятнее всего, с увеличением. Также стоит отметить, что относительный выброс ПГ и ВВ у автомобилей с ДВС к 2040-2050 годам, вероятнее всего, снизится более чем в 1,5 раза, при условии достижения снижения расхода топлива до 4 л/км пути вследствие развития машиностроения [2].

По результатам проведенного исследования можно сделать вывод, что автомобили с электродвигателями безусловно обгоняют привычные нам автомобили с ДВС по показателям выброса вредных веществ, однако на данный момент разница в экологическом балансе нивелируется относительно «грязной» выработкой электроэнергии на разного рода электростанциях. В случае обширного внедрения электромобилей, повышение экологичности их эксплуатации возможно при увеличении доли ГЭС и АЭС в общей выработке электроэнергии, а также при переходе тепловых электростанций с жидкого топлива и угля на более экологичное – природный газ.

Библиографический список:

1. Отчет об электромобилях на 2020 год. [Электронный ресурс]. – URL: <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/> (дата обращения: 01.03.21).
2. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ЭКОБАЛАНС. Реальные перспективы авто- и электромобилей. [Электронный ресурс]. Дата обновления: 01.11.2017. – URL: <https://himagregat-info.ru/mneniya/sravnitelnyu-ekobalans-realnye-perspektivy-avto-i-elektromobiley/> (дата обращения: 02.03.21).
3. Р.Л. Петров, Составят ли электромобили и подключаемые к электросети гибридные автомобили PHEV конкуренцию традиционным ДВС? // «Журнал автомобильных инженеров». – 2015. - №6. – С. 12-18.
4. Р.Л. Петров, Насколько реальны заявленные показатели расхода топлива и эмиссии CO₂ для гибридных автомобилей // «Журнал автомобильных инженеров». – 2015. - №2. – С. 45-50.

УДК 621.316.1

Изучение воздействия высших гармоник на потери электроэнергии в системах и линиях электроснабжения

Манов А.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Одним из актуальных направлений в энергетике и системах электроснабжения считается увеличение их энергетической эффективности. Для использования полного потенциала энергетической эффективности следует ясно понимать численные составляющие потерь и способов избавления от них. Около 75% от всех потерь составляют нагрузочные потери, т.е. потери, зависящие от передаваемой по сети мощности (из которых 86 % – потери в линиях электропередачи и 14% – потери в трансформаторах). Для того чтобы разработать результативные способы по уменьшению потерь в электросетях должна быть проведена оценка уровня потерь, обнаружены факторы, воздействующие на этот уровень и определена мера их воздействия. На данный момент процесс оценки и расчета уровня потерь в электросетях производится на основе прописанной Министерством энергетики РФ методики. К несчастью, указанная методика при определении нагрузочных потерь не берет во внимание потери, характеризующихся невысоким качеством электрической энергии по таким параметрам как асимметрия и несинусоидальность. В то же время сведения об уровнях потерь электрической

энергии от токов обратной последовательности и высших гармоник тока могут помочь разработать результативные меры по уменьшению потерь в электросетях.

Целью работы является анализ существующих зависимостей сопротивления проводников от частоты, а также нахождение аналитических зависимостей активного сопротивления сети от частоты высшей гармонической составляющей с учетом влияния поверхностного эффекта.

Расчет нормативных потерь на перспективу производится на основе расчета потерь за базовый период, уровень которых необходимо определять с достижимой достоверностью. Вычисления выполняются на основании данных, полученных в результате контрольных измерений исключительно одного временного момента (для дневного максимума, ночного минимума и т.д.). Для достижения высокой точности расчеты должны проводиться с перерывом в 1ч., то есть должно быть выполнено 24 замера за сутки, как правило на практике такого не происходит. Такие замеры на подстанциях производятся не часто, а современные системы телеизмерений имеет далеко не каждая подстанция. Программа перспективного развития энергетики РФ до 2030 предполагает полное обновление электросетей, что также означает установку на подстанции новейшие средства телеизмерений, отвечающие нормам проектирования подстанций. Однако если вернуться к реалиям нашего времени, то существует всего пять способов определения потерь мощности в электросети в целом. Официально они представлены в приказе министерства энергетики РФ N 326, являющимся в наше время основным документом, основываясь на котором вычисляются потери во всех энергоорганизациях страны. Подробное практическое применение указанных ниже методик опубликовано в работах таких русских ученых как Пospelов Г.Е., Железко Ю.С., Воротницкий В.Э.:

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Основным изъяном выше перечисленных методов является наличие немалых погрешностей расчета, т.е. невысокая точность. Это самая большая проблема в области вычисления потерь электрической энергии. Как правило используются вторая либо третья методики, основанные на расчете потерь мощности в каждом элементе сети и их суммировании. Наиболее используемые методики основываются на расчете активных потерь мощности на условном временном отрезке i и сложении результатов, дающее энергетические потери.

Рассмотренные методики вычисления дополнительных потерь не берут во внимание большое количество параметров, оказывающих влияние на режим работы линии:

- асимметрия параметров линий;
- асимметрия режимов линий;
- асимметрия режимов линии на высших гармонических составляющих;
- распределенность параметров на высших гармонических составляющих.

Высшие гармоники напряжения и тока в электросетях влекут за собой добавочные потери электрической энергии в элементах сети, сокращение срока службы электротехнического оборудования подстанций, оказывают отрицательное влияние на режимы работы питаемых электротехнических устройств, релейной защиты и промышленной автоматики.

В стандарте Европейского союза по качеству электрической энергии говорится о том, что искажения питающего напряжения (в отечественных источниках часто именуемые «отравлением») характеризуются прежде всего нелинейной природой нагрузок потребителей электрической энергии питаемых от любого уровня напряжения сети.

В системах электроснабжения источниками токов частот высшего порядка являются потребители с нелинейными вольтамперными характеристиками. Нелинейные потребители, употребляющие при синусоидальной фигуре питающего напряжения несинусоидальный ток, инжектируют высшие гармоники тока в питающую сеть, что влечет за собой ряд негативных последствий таких как искажение питающего напряжения, падение напряжений на высших частотах и другие.

В научной литературе проблеме отрицательного воздействия высших гармонических составляющих на системы и линии электроснабжения отведено большое количество внимания.

Недостатком многих публикаций является общность формулировок о вреде высших гармоник. Например, «при прохождении высших гармоник возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии». При этом отсутствуют численные либо относительные данные о количестве добавочных потерь в сети от высших гармоник, либо численное определение интенсивности старения изоляции.

В ряде работ [1-4] указываются выражения для вычисления добавочных потерь в сети, обусловленных высшими гармоническими составляющими, и различные эмпирические зависимости сопротивления сети от частоты обусловленные влиянием поверхностного эффекта, однако они достаточно сильно отличаются и дают различные значения.

В источниках [1,2] говорится о том, что добавочные потери активной мощности и электроэнергии в линии электропередач возникают за счет протекания в ней токов высших гармонических составляющих, обусловленные поверхностным эффектом. Формула определения данных потерь:

$$\Delta P_{\Sigma n} = 3 \cdot \sum_n^N I_n^2 R_1 k_{In}, \quad (1)$$

где n – номер гармонической составляющей; N – число учтенных гармонических составляющих; I_n – ток n -ой гармонической составляющей; R_1 – активное сопротивление линии на основной частоте; k_{In} – коэффициент, характеризующий влияние поверхностного эффекта.

Существует зависимость данного коэффициента от частоты: $k_{In} = 0,47 \cdot \sqrt{f}$.

В работе [4] указываются аппроксимирующие формулы зависимости коэффициента поверхностного эффекта от частоты, использование которых дает немного большее значения потерь. Согласно этой диссертации, активное сопротивление проводника на частоте n -ой гармонической составляющей определяется по формуле:

$$r_{0n} = r_0 (k_{Rn} + k_{\sigma n}), \quad (2)$$

где r_0 – удельное сопротивление проводника постоянному току (с поправкой на температуру); k_{Rn} – коэффициент, характеризующий активное сопротивление проводников на высших частотах, $k_{\sigma n}$ – коэффициент характеризующий эффект близости для n -ой гармонической составляющей.

Коэффициент k_{Rn} характеризующий активное сопротивление проводников на высших частотах для алюминиевых проводов равен:

$$k_{Rn} = 0,016 \cdot \sqrt{f}. \quad (3)$$

Для медных проводов k_{Rn} равен:

$$k_{Rn} = 0,021 \cdot \sqrt{f}. \quad (4)$$

Коэффициент $k_{\sigma n}$ характеризующий влияние эффекта близости для n -ой гармонической составляющей вычисляется по формуле:

$$k_{\sigma n} = \frac{1,18 + k_{In}}{k_{In}} \cdot 0,27 \left(\frac{d}{s} \right)^2, \quad (5)$$

где d – диаметр жилы провода, мм; s – удаленность центров жил друг от друга, мм. Эффект близости необходимо брать во внимание при расчете кабельных линий. При расчете воздушных линий, при условии $s > 50$, влиянием эффекта близости можно пренебречь, в этом случае формула для определения потерь от высших гармонических составляющих в линиях электропередачи будет иметь вид:

$$\Delta P_{\Sigma n} = 3r_0 I \cdot \sum_{n=2}^N I_n^2 (k_{In} + k_{\sigma n}). \quad (6)$$

В публикации [3] с помощью проведения экспериментальных исследований были получены эмпирические зависимости активного сопротивления от частоты для разных видов проводников. Данные зависимости представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Аппроксимирующие зависимости коэффициента $k_{\Gamma n2}$, характеризующего поверхностный эффект для разных видов проводов

Тип проводника	$k_{\Gamma n2}$
АС-400	0,3v
А-400	0,15v
Медный кабель	0,06v
Алюминиевый кабель	0,06v

Вывод: Используемые способы вычисления потерь в электросетях имеют легкую методику расчета, но обладают довольно большой погрешностью. В них не рассматривается несинусоидальность токов, существующие методики, учитывающие качество электрической энергии, не берут во внимание распределенность параметров на высших гармониках, асимметрию параметров, а также асимметрию токов основной и высших гармонических составляющих, а известные на сегодняшний день зависимости сопротивления проводников сети от частоты довольно сильно различаются и имеют неточности, обусловленные тем что они не берут во внимание геометрические свойства проводника, влияющие на поверхностный эффект.

Библиографический список:

1. Жежеленко, И. В. Электрические потери от высших гармоник в системах электроснабжения / И. В. Жежеленко // Электрика. – 2010. – № 4. – с. 3-6.
2. Жежеленко, И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий / И. В. Жежеленко. М.: Энергоатомиздат, 2004.
3. Лютаревич, А. Г. Оценка дополнительных потерь мощности от высших гармоник в элементах систем электроснабжения / А. Г. Лютаревич, А. А. Вырва, С. Ю. Долингер, Д. С. Осипов, И. Н. Четверик // Омский научный вестник. – 2009. – №1. – С.109-113.
4. Акимжанов, Т. Б., Разработка методики расчета добавочных потерь в воздушных линиях электроснабжения и оценка их уровня в электрических сетях. Дисс. Кат. наук. Специальность 05.14.02–Электрические станции и электроэнергетические системы. 2015, Томск.

УДК 681.54

Концепция построения системы автоматического управления кислородной фурмой дуговой сталеплавильной печи

Миронов Д.Н.

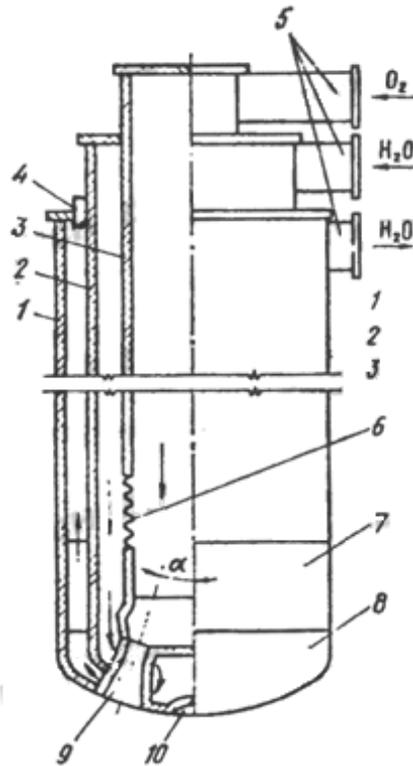
Научный руководитель – Суков С.Ф.

ГОУ ВПО Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, ДНР

Электросталеплавильный способ плавки занимает лидирующее место при производстве высококачественной и высоколегированной стали. Данный метод лучше других подходит для изготовления разной по составу высококачественной стали с низким содержанием фосфора, кислорода, серы и других вредных примесей и с большим количеством легирующих элементов, придающих стали различные особенные свойства.

Продувку ванны дуговой сталеплавильной печи (ДСП) кислородом осуществляют через водоохлаждаемую фурму, которую вводят через свод ДСП. Управление процессом плавки, как правило, ведут посредством изменения положения кислородной фурмы и поддержания необходимого давления кислорода. В данной работе в качестве объекта анализа и управления выступает кислородная фурма ДСП, конструкция которой приведена на рисунке 1.

В состав кислородной водоохлаждаемой фурмы входят следующие элементы [1,2]: механизм вертикального перемещения трубопровод подачи кислорода; механизм подачи охлаждающей воды; механизм подачи кислорода; шкаф управления.



1-3 – стальные трубы; 4 – сальниковое уплотнение; 5 – патрубки для подачи кислорода и воды; 6 – компенсатор; 7 – сменная часть наружной трубы; 8 – медная головка; 9 – сопло; 10 – выемка

Рисунок 1 – Кислородная фурма ДСП с центральной подачей кислорода

Фурма выполнена из трех концентрично расположенных стальных труб и снабжена снизу медной головкой с концентрически расположенными соплами. Полости, образованные трубами, служат для подачи кислорода, подвода и отвода охлаждающей воды. Наибольшее распространение получили фурмы с центральной подачей кислорода (рис.1).

Головка фурмы является сменной, ее соединяют с трубами сваркой. В головке расположены сопла Лавалля, через которые кислород подается в рабочее пространство дуговой сталеплавильной печи, а также распределитель воды, направляющий ее вдоль охлаждаемой поверхности головки. Всю головку или ее нижнюю часть с соплами, обращенную к зоне наибольших (до 1800 °С) температур, выполняют из меди.

Положение кислородной фурмы относительно уровня металла в дуговой сталеплавильной печи, при расходе кислорода 80...130 м³/мин (до 150 м³/мин), устанавливают исходя из нормативов, определяемых содержанием углерода в ДСП, а также требуемой концентрацией углерода в стали. Для продувки используют кислород чистотой не ниже 99,5% с содержанием азота не более 0,15%. Давление кислорода перед фурмой должно быть не менее 1 ... 1,5 МПа.

Вода под давлением (0,6-1 МПа) подается в пространство между внутренней и средней трубами фурмы и удаляется из пространства между внешней и средней трубой, обеспечивая охлаждение фурмы. Номинальный расход воды на охлаждение кислородной фурмы 200...400 м³/ч [1,2].

Высоту фурмы над ванной можно изменять по ходу плавки. Поднимают и опускают кислородную фурму с помощью приводного механизма, заблокированного с механизмом перемещения свода ДСП. Скорость опускания и подъема фурмы находится в диапазоне 0,1...1 м/с. Кислородная фурма снабжена независимым электроприводом. Масса кислородной фурмы достигает 4 тонны, масса контргруза – 2,5 тонны. Максимальная скорость перемещения фурмы

равна 1 м/с. При подходе фурмы к зеркалу металла (так называют поверхность жидкого металла) для её точной остановки на заданном уровне скорость опускания снижается до 0,2 м/с [1,2].

Нормальное функционирование кислородной фурмы определяется поддержанием требуемых параметров процесса подачи кислорода и процесса ее охлаждения. Процесс подачи кислорода в рабочее пространство ДСП характеризуется необходимым расходом кислорода на данном этапе плавки при поддержании требуемого его давления. Отклонение расхода и давления кислорода от требуемых значений приводит к повышению эксплуатационных затрат на процесс производства стали в ДСП или к ухудшению качества получаемой стали. При охлаждении фурмы необходимо изменять расход охлаждающей воды для поддержания требуемой разности температур на выходе и входе кислородной фурмы, что при относительно постоянной температуре охлаждающей воды на входе в фурму сводится к поддержанию заданной температуры охлаждающей воды на выходе из кислородной фурмы.

Выполненный выше анализ особенностей кислородной фурмы дуговой сталеплавильной печи позволил осуществить процесс ее формализации как объекта управления, в результате которого получена схема материальных потоков и информационных переменных (рис.2) для данного объекта управления.

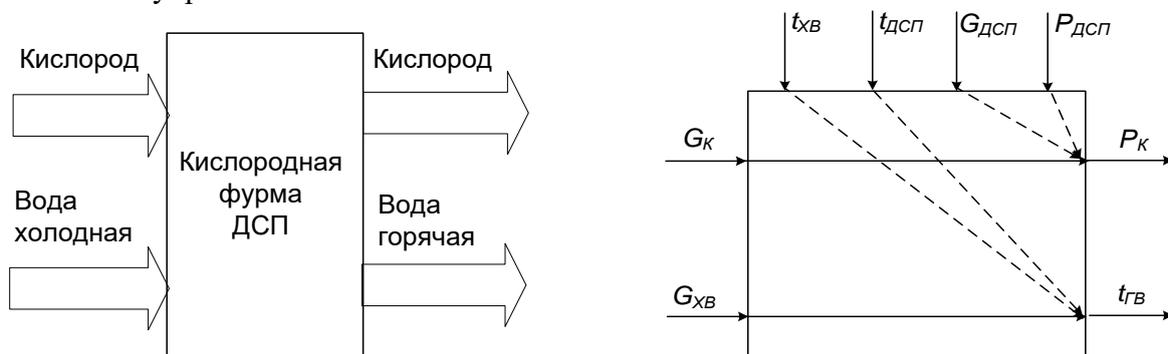


Рисунок 2 – Схема материальных потоков и информационных переменных кислородной фурмы дуговой сталеплавильной печи

Основными управляемыми переменными, которые определяют эффективность функционирования кислородной фурмы дуговой сталеплавильной печи, являются (рис.2):

- давление кислорода на входе в кислородную фурму, P_K ;
- температура горячей воды на выходе из кислородной фурмы, $t_{ГВ}$.

Необходимое изменение управляемых переменных – P_K и $t_{ГВ}$ в САУ кислородной фурмой ДСП осуществляется за счет использования управляющих воздействий (рис.2):

- расход кислорода на входе кислородной фурмы G_K – позволяет необходимым образом воздействовать на давление кислорода P_K ;
- расход холодной воды на входе в кислородную фурму $G_{ХВ}$ – позволяет необходимым образом воздействовать на температуру воды на выходе кислородной фурмы $t_{ГВ}$.

На рассматриваемый объект управления – кислородную фурму дуговой сталеплавильной печи оказывают влияние следующие возмущающие воздействия (рис.2):

- температура холодной воды на входе в кислородную фурму $t_{ХВ}$ – оказывает возмущающее воздействие на управляемую переменную $t_{ГВ}$;
- температура в рабочем пространстве дуговой сталеплавильной печи $t_{ДСП}$ – оказывает возмущающее воздействие на управляемую переменную $t_{ГВ}$;
- расход кислорода, потребляемый в рабочем пространстве дуговой сталеплавильной печи $G_{ДСП}$ – оказывает возмущающее воздействие на управляемую переменную P_K ;
- давление в рабочем пространстве дуговой сталеплавильной печи $P_{ДСП}$ – оказывает возмущающее воздействие на управляемую переменную P_K .

В объекте отсутствуют перекрестные связи между управляемыми переменными, поэтому разрабатываемая САУ параметрами кислородной фурмы дуговой сталеплавильной печи может быть представлена как совокупность двух независимых систем с одной управляемой переменной. В использовании многосвязанной САУ параметрами кислородной фурмы дуговой сталеплавильной печи в данном случае нет необходимости.

Достаточно часто для построения несложных систем автоматического управления простыми объектами или реализации отдельных контуров управления элементами сложных объектов применяется типовая одноконтурная структура (рис.3), которая реализует принцип управления по отклонению или принцип обратной связи [3].

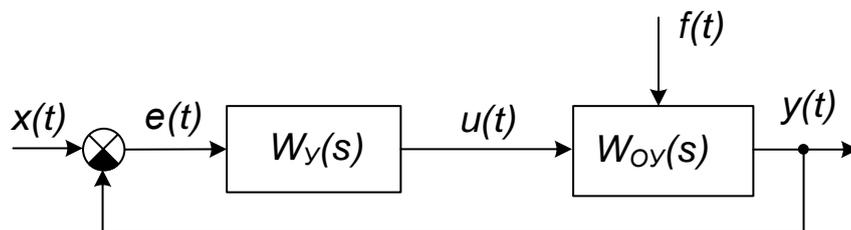


Рисунок 3 – Структурная схема типовой одноконтурной САУ

Согласно принципу обратной связи (рис.3), информация о текущем значении управляемой величины $y(t)$ через главную обратную связь подается на вход системы, где сравнивается с задающим воздействием $x(t)$ и по результатам сравнения на основании величины сигнала ошибки $e(t)$ и реализации алгоритма управления вырабатывается управляющее воздействие $u(t)$. В данной концепции построения САУ управляемая величина $u(t)$ является функцией задающего воздействия $x(t)$ и управляемой величины $y(t)$.

В системах, работающих по принципу обратной связи (рис.3), происходит автоматическая компенсация влияния возмущающих воздействий без их непосредственного измерения и контроля [3]. К недостаткам принципа обратной связи можно отнести следующее: наличие обратной связи приводит к возникновению колебаний в системе, что иногда делает её неработоспособной; возникает проблема устойчивости САУ; инерционность системы – работа управляющего устройства начинается только после того, как возмущающее воздействие вызовет отклонение управляемой величины. Анализ состояния вопроса автоматизации кислородной фурмы ДСП показывает недостаточную эффективность применения данной структуры при управлении данным объектом. Таким образом, необходимо рассмотреть альтернативные варианты структурных схем САУ.

В каскадных или многоконтурных системах (рис.4) при управлении основной управляемой переменной в объекте с большой инерционностью достаточно часто используются вспомогательные переменные, реакция которых на изменение основных возмущений объекта и управляющего воздействия имеет меньшую инерционность. В таких случаях стабилизация вспомогательных переменных позволяет получить более качественное управление основной управляемой переменной [3].

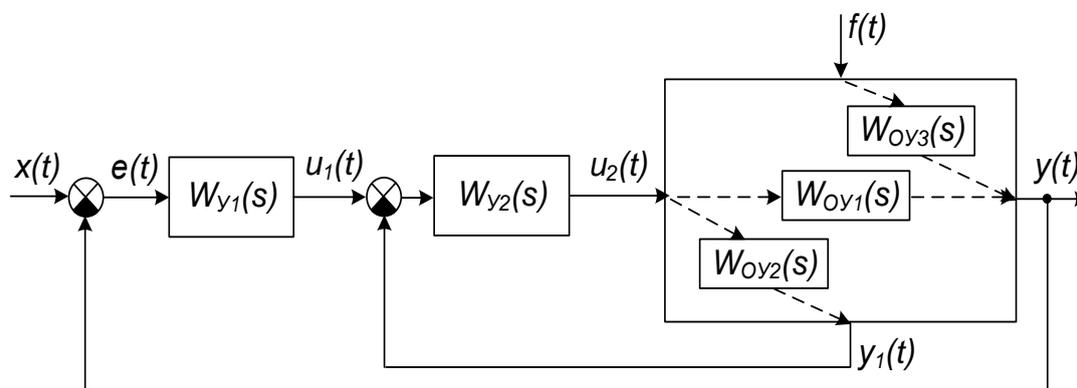


Рисунок 4 – Структурная схема многоконтурной САУ

Простейшим случаем каскадной многоконтурной системой автоматического управления является каскадная двухконтурная САУ (рис.4), которая состоит из основного (внешнего) контура управления и дополнительного (внутреннего) контура управления, как бы вложенного в основной. При этом САУ содержит два регулятора – основной (внешний) регулятор $W_{y1}(s)$, служащий для стабилизации основной технологической управляемой переменной объекта $y(t)$, и

дополнительный (внутренний) регулятор $W_{y2}(s)$, предназначенный для управления дополнительной технологической переменной $y_1(t)$ (рис.4) [3].

При автоматизации управления рассматриваемым объектом – кислородной фурмой ДСП применение такой структуры возможно для ряда контуров управления – САУ температурой кислородной фурмы, САУ давлением кислорода перед фурмой. В САУ температурой кислородной фурмы промежуточной переменной, по которой необходимо реализовать дополнительный внутренний контур управления является расход холодной воды на входе в кислородную фурму $G_{XB}(t)$. В САУ давлением кислорода фурмы промежуточной переменной, по которой необходимо реализовать дополнительный внутренний контур управления является расход кислорода на выходе задвижки $G_K(t)$.

При наличии в САУ контролируемых возмущений возможна реализация комбинированного принципа построения САУ [3], структурная схема которого приведена на рис.5.

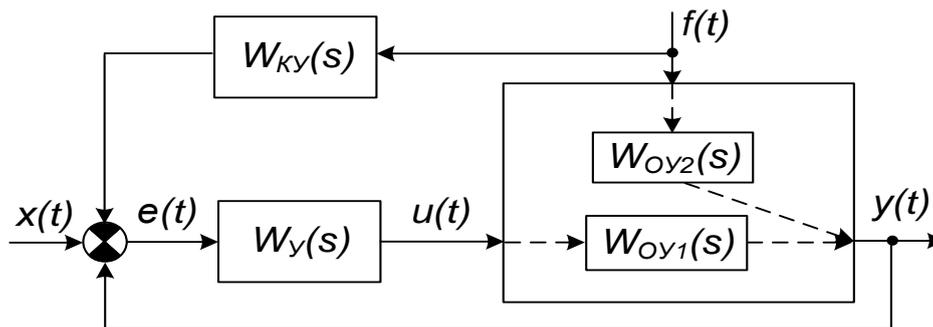


Рисунок 5 – Структурная схема комбинированной САУ

В данной концепции построения САУ управляющее воздействие $u(t)$ формируется на основании текущей информации о значении задающего $x(t)$, возмущающего $f(t)$ воздействий и управляемой переменной $y(t)$. Это позволяет полностью компенсировать влияние рассматриваемого возмущения $f(t)$ еще до того, как оно проявится на выходе объекта, а также повысить точность управления в динамических и статических режимах работы.

Из рассматриваемых контуров управления в САУ элементами ДСП возможность реализации управления по возмущению может быть реализована только для САУ охлаждением кислородной фурмы, поскольку основное возмущение – температура в рабочей области ДСП $t_{ДСП}(t)$ измеряется и может непрерывно контролироваться.

Таким образом, для повышения эффективности и достижения требуемого качества управления, предлагается следующая реализация рассматриваемых САУ параметрами кислородной фурмы ДСП:

- для САУ температурой кислородной фурмы выбрана двухконтурная структура САУ с отдельным компенсационным каналом по основному возмущению – температуре в рабочей области ДСП $t_{ДСП}(t)$; внешний контур управления температурой горячей воды на выходе из фурмы $t_{ГВ}(t)$ и внутренний дополнительный контур управления расходом холодной воды $G_{XB}(t)$;

- для САУ давлением кислорода перед кислородной фурмой выбрана двухконтурная структура САУ с внешним контуром управления давлением кислорода $P_K(t)$ и внутренним дополнительным контуром управления расходом кислорода $G_K(t)$.

С учетом вышеизложенного, схема концепции построения САУ параметрами кислородной фурмы ДСП приведена на рисунке 6.

В состав двухконтурной комбинированной САУ температурой кислородной фурмы входят следующие элементы (рис.6): регулятор расхода воды РРВ, исполнительный механизм ИМВ и регулирующий клапан воды РКВ, датчик расхода воды ДРВ, регулятор температуры РТ и датчик температуры горячей воды на выходе фурмы, компенсатор возмущения К и датчик температуры в рабочем пространстве ДТД.

В состав двухконтурной САУ давлением кислорода входят следующие элементы (рис.6): регулятор расхода кислорода РРК, исполнительный механизм ИМК и регулирующий клапан РКК кислорода, датчик расхода кислорода ДРК, регулятор давления кислорода РД и датчик давления кислорода ДД.

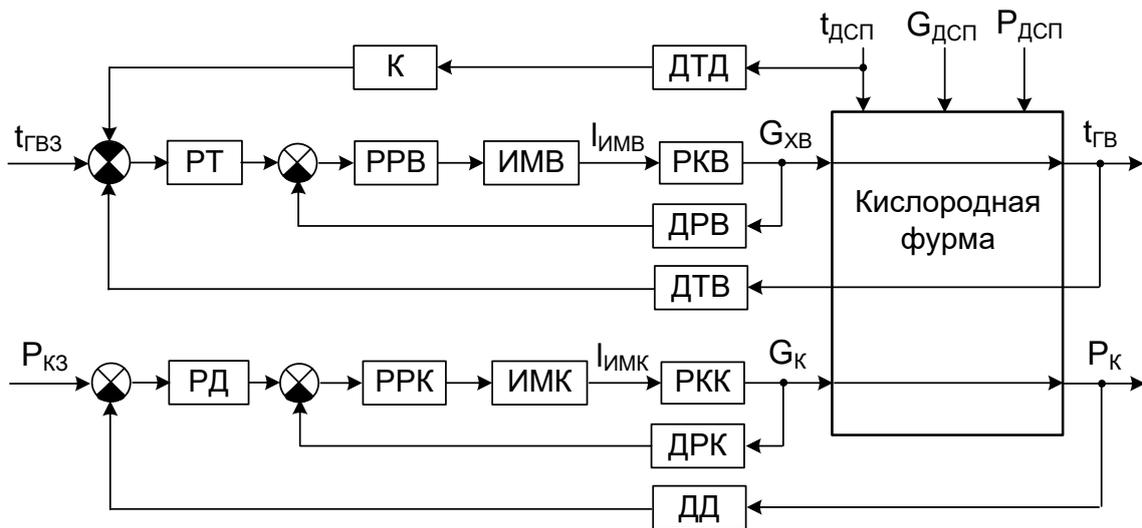


Рисунок 6 – Схема концепции построения САУ параметрами кислородной фурмы ДСП

Библиографический список:

1. Марков, Н.А. Электрические печи и режимы дуговых электропечных установок. / Н.А. Марков. – М.: Энергия, 2003. – 204 с.
2. Огороков, Н. В. Электроплавильные печи черной металлургии. / Н. В.Огороков – М.: Металлургия, 2005. – 220 с.
3. Лукас, В. А. Теория управления техническими системами. Компактный учебный курс для вузов / В.А. Лукас. - 3-е изд., перераб. и доп. - Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. - 675с.: ил.

УДК 681.54

Камерная сушильная установка древесины как объект автоматического управления

Музалевский Д.О.

Научный руководитель – Попов В.А.

ГОУ ВПО «Донецкий национальный технический университет», г. Донецк, ДНР

Сушка древесины – это процесс удаления избыточной влаги из древесины за счет её испарения. Сушка предохраняет древесину от поражения дереворазрушающими и деревокрашивающими грибами в процессе её транспортирования и хранения, предупреждает изменение формы и размеров древесины при изготовлении и эксплуатации изделий из неё. Сухая древесина легко поддается обработке: склеивается, отделяется, окрашивается и т.д.

Древесина состоит из толстостенных клеток удлиненной формы, сориентированных вдоль оси ствола. Вода в древесине, как правило, может находиться в стенках клеток, а также в их полостях. Вода, расположенная в полости клеток и пространстве между клетками, называется свободной, а в клеточных стенках - связанной или гигроскопической. Свободная влага связана с древесиной только механически, и её удаление в процессе сушки не приводит к структурным изменениям древесины. Максимальное количество связанной влаги в древесине, примерно одинаково для всех пород и находится в районе 35 %. В процессе сушке влажной древесины сначала испаряется свободная влага. По мере снижения влажности древесины меньше 30-35% наблюдается сокращение линейных размеров и уменьшение объемов древесины. Это явление получило название усушкой. Абсолютно сухой называется такая древесина, из которой удалена вся влага – свободная и связанная (гигроскопическая) [1,2].

Древесина относится к гигроскопичным материалам, то есть к таким, которые обладают свойством изменять свою влажность при изменении состояния окружающей среды. Предел гигроскопичности древесины – это максимальное значение влажности древесины, при которой еще возможно поглощение ею влаги из насыщенного паром воздуха [1,2].

Под влажностью древесины понимают отношение массы воды в древесине, к массе абсолютно сухой древесины, которое выражается в процентах. Определённому неизменному состоянию воздуха соответствует уравновешенная с ним влажность и температура, называемая равновесной влажностью древесины. Психрометрическая влажность характеризует скорость испарения воды из влажного материала, определяя величину теплового потока от воздуха к влажному материалу. Относительная влажность воздуха характеризует степень насыщенности воздуха водяными парами [2,3].

Сушильным агентом называется среда, в которой осуществляется непосредственный процесс сушки древесины. Сушильный агент осуществляет подвод тепла к высушиваемому материалу (древесине) и поглощает испаряемую из него влагу. Сушильным агентом может быть воздух, топочные газы, перегретый пар и их смеси.

Теплоносителем называется вещество или смесь веществ, которое находится в тепловых системах и передаёт своё тепло к сушильному агенту. В сушильных камерах для сушки древесины это могут быть горячая вода, электричество, пар, электромагнитное поле, органические жидкости и т. д. [1,3].

Процесс сушки древесины осуществляется в конвективных камерах. Более 95% существующих в мире сушильных камер – это камеры, представляющие собой стационарные устройства, оснащенные оборудованием для нагрева и вентиляторами, устройствами для направления потока и управления влажностью воздуха [1,3].

Температура внутри такой камерной сушильной установки, как правило, находится в пределах от 40°C до 90°C (в зависимости от стадии процесса сушки). Хотя, применяются сушильные установки древесины, в которых температура достигает 115°C. Скорость сушки в таких камерных сушильных установках должна контролироваться системой автоматического управления, чтобы минимизировать или совершенно устранить дефекты, появляющиеся в процессе сушки.

Как указывалось выше, источниками тепла в камерных сушильных установках древесины служит пар, горячая вода или электричество.

Использование электричества для отопления сушильных установок весьма ограничено из-за его высокой стоимости. Как правило, его используют, когда нет возможности применения других источников тепла, и в этом случае сушильные камеры оснащают агрегатом конденсационного типа, который позволяет минимизировать потери тепла.

Поток воздуха в камере формируется вентиляторами, установленными в специальном канале. Поток воздуха необходим для переноса тепла от калориферов к штабелю и удаления влажного воздуха с поверхности древесины. Направление циркуляции воздушного потока периодически изменяют, чтобы гарантировать равномерное высыхание всего штабеля древесины.

Для управления влажностью воздуха в сушильной установке, а в конечном итоге – скоростью сушки дерева, применяется приточно-вытяжная вентиляция и система увлажнения. Приточно-вытяжная вентиляция берёт сухой воздух с улицы и выпускает отработанный, насыщенный влагой. В случае, когда влажность воздуха в сушильной камере недостаточна, используется система увлажнения, подающая в нужные моменты в камеру пар или воду.

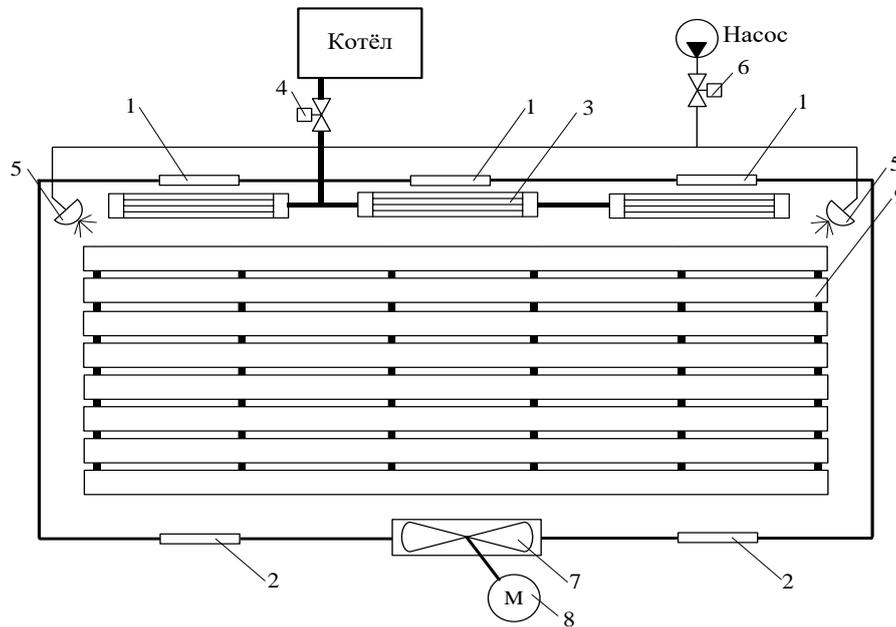
Сушка древесины, в том числе и с использованием камерных сушильных установок, осуществляется по технологическим картам процесса сушки древесины, в которой указывается порода древесины, режим сушки, размеры пиломатериала, качество (категория) сушки [2,3].

На рисунке 1 приведена технологическая схема камерной сушильной установки древесины.

В состав камерной сушильной установки входит несколько систем, обеспечивающих процесс сушки древесины: система воздухообмена, система поддержания температурного режима сушки, система поддержания влажностного режима в сушильной камере (рис.1).

Система воздухообмена состоит из приточных каналов 1 и вытяжных каналов 2 (рис.1). В рассматриваемой камерной сушильной установке для поддержания необходимого температурного режима сушки применяется следующее технологическое оборудование (рис.1): водогрейный котел, водяные калориферы 3, регулирующая задвижка подачи теплоносителя 4.

Изменение температурного режима в камерной сушильной установке осуществляется за счет изменения температуры водяных калориферов 3, которая, в свою очередь, зависит от расхода теплоносителя, подаваемого в калориферы от водогрейного котла. Изменение расхода теплоносителя (горячей воды), поступающего в водяные калориферы, осуществляется при помощи регулирующей задвижки теплоносителя 4 (рис.1).



- 1 – приточный канал системы воздухообмена; 2 – вытяжной канал системы воздухообмена;
 3 – водяные калориферы; 4 – регулирующая задвижка подачи теплоносителя в калориферы;
 5 – форсунки системы увлажнения; 6 – регулирующая задвижка системы увлажнения;
 7 – осевой вентилятор; 8 – электродвигатель вентилятора сушильной камеры;
 9 – штабель древесины

Рисунок 1 – Технологическая схема камерной сушильной установки древесины

Для поддержания влажностного режима в сушильной камере применяется следующее оборудование: приточные 1 и вытяжные 2 каналы системы воздухообмена, осевой вентилятор 7 с электродвигателем 8, система увлажнения, состоящая из насоса, форсунок 5 и регулирующей задвижки 6 (рис.1).

Выполненный выше анализ особенностей функционирования камерной сушильной установки древесины (рис.1), а также её технических характеристик позволили получить схему материальных потоков (рис.2) и схему информационных переменных (рис.3) данного объекта управления.

Основное назначение любой сушильной установки, в том числе камерной сушильной установки древесины – получение на выходе сухого материала (сухой древесины) с требуемой влажностью и требуемого качества (рис.2). Для осуществления этого, камерная сушильная установка древесины, характеризуется следующими материальными потоками (рис.2):

- входные материальные потоки: исходный влажный продукт (влажная древесина); теплоноситель (горячая вода от водогрейного котла); воздух; вода на увлажнение;
- выходные материальные потоки: сухой продукт (сухая древесина) и влажный воздух.

Основными управляемыми переменными, которые максимально характеризуют и определяют эффективность процесса сушки в камерной сушильной установке, являются (рис.3):

- температура в камерной сушильной установке (сушильной камере) $t_{СК}$;
- влажность в камерной сушильной установке (сушильной камере) $\varphi_{СК}$.

Для целенаправленного воздействия на указанные управляемые переменные в разрабатываемой САУ камерной сушильной установкой древесины, применяются следующие управляющие воздействия (рис.3):

- расход теплоносителя (расход горячей воды от водогрейного котла) $F_{ТН}$;
- расход воздуха, подаваемого в сушильную камеру $F_{В}$;
- расход воды на увлажнение сушильной камеры $F_{ВУ}$.



Рисунок 2 – Схема материальных потоков камерной сушильной установки

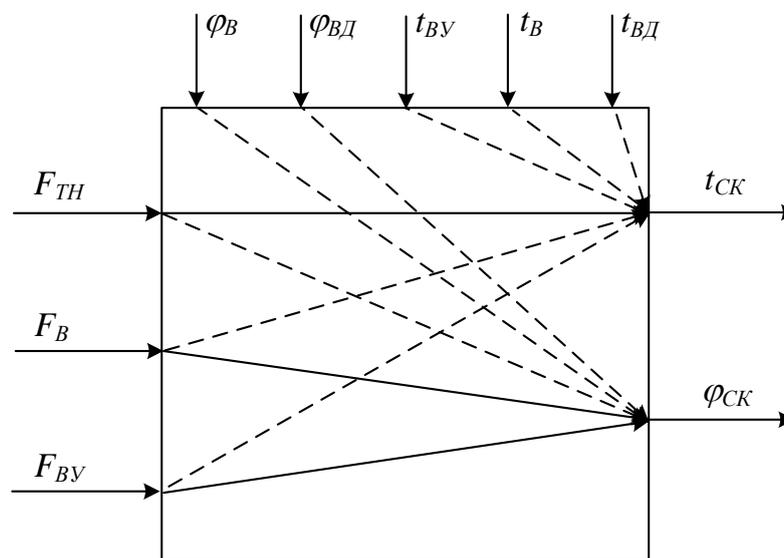


Рисунок 3 – Схема информационных переменных камерной сушильной установки древесины

Основными возмущающими воздействиями, которые оказывают влияние на приведенные выше управляемые переменные, являются (рис.3): температура влажной древесины $t_{ВД}$; температура воздуха, подаваемого в сушильную камеру t_B ; температура воды, подаваемой на увлажнение сушильной камеры $t_{ВУ}$; влажность исходной влажной древесины $\varphi_{ВД}$; влажность воздуха, подаваемого в сушильную камеру φ_B . Кроме того, на температуру в камерной сушильной установке (сушильной камере) $t_{СК}$ оказывают возмущающее воздействие расход воздуха, подаваемого в сушильную камеру F_B и расход воды на увлажнение сушильной камеры $F_{ВУ}$; на влажность в камерной сушильной установке (сушильной камере) $\varphi_{СК}$ оказывает возмущающее воздействие расход теплоносителя $F_{ТН}$ (рис.3).

Таким образом, в работе выполнен анализ камерной сушильной установки древесины как объекта автоматического управления. На основании выполненного анализа осуществлена формализация данного объекта управления – камерной сушильной установки, определены управляемые переменные, управляющие и возмущающие воздействия.

Библиографический список:

1. Кречетов, И.В. Сушка древесины / И.В.Кречетов. – М.: Лесная промышленность, 1980. – 427 с.
2. Болдырев, П.В. Сушка древесины / П.В. Болдырев. – М.: Издательство "Профи", 2010. – 169 с.
3. Портнов, В.В. Сушильные установки. Учебное пособие. / В.В. Портнов – Воронеж: Издательство ВГТУ, 2012 г. – 109 с.

УДК 621.311

Особенности привлечения синхронных электродвигателей предприятия к генерации реактивной мощности

Отев К.С.

Научный руководитель – Полетаев С.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Экономия электроэнергии и энергоресурсов в современном мире является одной из главных задач ведущей отрасли хозяйствования любого государства – энергетики. Одним из многочисленных направлений экономного расходования электроэнергии в энергоснабжении представлено направлением, занимающимся вопросами компенсации реактивной мощности.

Благодаря компенсации реактивной мощности нагрузки, на крупных промышленных предприятиях проводится разгрузка предвключенных питающих сетей от значительных перетоков реактивной мощности, что значительно снижает потери напряжения и улучшает качество электроэнергии в распределительных сетях.

Показателем потребления электроэнергии, с точки зрения наличия реактивной составляющей в нагрузке, является безразмерный коэффициент мощности, численно равный косинусу угла сдвига фаз между мгновенными значениями тока, протекающего через нагрузку, и напряжения, приложенного к ней. Обобщенно $\cos \varphi$ можно определить по формуле:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (1)$$

где: P – потребляемая из сети активная мощность (кВт),
 Q – потребляемая из сети реактивная мощность (кВАр),
 S – полная мощность.

Исходя из представленной формулы, можно заметить закономерность: чем ближе значение коэффициента мощности к единице, тем меньше доля реактивной мощности, потребляемой из сети.

Реактивную мощность возможно компенсировать специальными электротехническими устройствами, обеспечивающими повышение коэффициента мощности системы электроснабжения. Устройствами компенсации реактивной мощности могут выступать синхронные компенсаторы, шунтирующие реакторы, конденсаторные установки, тиристорные статические компенсаторы.

Как правило, конденсаторные установки состоят из конденсаторов, относящегося к ним вспомогательного электрооборудования (выключателей, разъединителей, разрядных резисторов, устройств регулирования, защиты и т.п.) и ошиновки. Конденсаторные установки также могут состоять из конденсаторных батарей или отдельно установленных единичных конденсаторов, присоединенных к сети через коммутационные аппараты. Именно они являются наиболее распространенным средством компенсации реактивной мощности при индуктивном характере нагрузки за счет следующих преимуществ их использования: широкий выбор мощностей компенсации; простой монтаж и эксплуатация системы; относительно невысокая стоимость; небольшие эксплуатационные затраты (малые удельные собственные потери активной мощности 0,002...0,005 кВт/кВАр). Наряду с положительными качествами, конденсаторные установки имеют ряд недостатков: невозможность плавного регулирования компенсируемой мощности; наличие остаточного заряда (требуются разрядные устройства); чувствительность к несинусоидальности напряжения сети.

Критерием выбора конденсаторной установки, в качестве компенсатора реактивной мощности, выступает величина генерируемой батареей конденсаторов реактивной мощности $Q_{ку}$, так как реактивная мощность $Q_{нотр}$, необходимая для нормальной работы потребителя, складывается из мощности Q , передаваемой по линии и мощности конденсаторной установки $Q_{ку}$:

$$Q_{нотр} = Q + Q_{ку}, \quad (2)$$

где: $Q_{нотр}$ – потребляемая реактивная мощность,

$Q_{ку}$ – реактивная мощность конденсаторной установки.

Величина $Q_{ку}$ должна обеспечивать требуемый коэффициент мощности $\cos\varphi$, так как в течение суток потребляемая реактивная мощность потребителем меняется в соответствии с графиком нагрузки, соответственно и величина $Q_{ку}$ должна менять свое значение [6].

$$Q_{ку} = Q - \sqrt{\frac{\cos^2 \varphi_1 \cdot (P^2 + Q^2)}{\cos^2 \varphi_2}} - P^2, \quad (3)$$

где: $Q_{ку}$ – реактивная мощность конденсаторной установки,

Q – передаваемая реактивная мощность по линии электропередач,

P – потребляемая активная мощность,

$\cos\varphi_1$ и $\cos\varphi_2$ – необходимое увеличение коэффициента мощности от текущего к требуемому.

При условии равенства $Q_{потр} = Q_{ку}$ имеет место полная компенсация с коэффициентом мощности $\cos\varphi=1$. Исходя из практического опыта, в распределительных сетях поддерживают режим незначительной недокомпенсации, которому соответствует величина коэффициента мощности $0,9 < \cos\varphi < 1$. При неправильном подборе мощности конденсаторной установки можно получить либо значительную недокомпенсацию, либо перекомпенсацию. В первом случае эффективность использования конденсаторных батарей будет низкой, во втором – использование установки может привести к ухудшению параметров режима электрической сети.

Вторым, по распространенности, методом компенсации реактивной мощности является применение синхронных компенсаторов. Синхронные компенсаторы, представляющие собой синхронный двигатель облегченной конструкции, предназначены для работы исключительно на холостом ходу. Возбужденные постоянным током синхронные компенсаторы могут работать с коэффициентом мощности $\cos\varphi=1$. Отметим, что синхронные компенсаторы в режиме перевозбуждения являются генератором реактивной мощности, а в режиме недо возбуждения – потребителем. Таким образом, изменяя ток возбуждения синхронного компенсатора можно плавно регулировать компенсируемую реактивную мощность в сторону и повышения и понижения напряжения. К основным недостаткам синхронных компенсаторов можно отнести наличие вращающихся частей, а также большие (по сравнению с другими компенсаторами реактивной мощности) потери активной мощности (0,011–0,049 кВт/кВАр).

Основным критерием для выбора рационального режима возбуждения синхронного двигателя являются удельные потери при выработке реактивной мощности $\Delta P_Q/Q_{сд}$, которые могут быть определены по формуле:

$$\frac{\Delta P_Q}{Q_{сд}} = \frac{D_1}{Q_{сдн}} + \frac{D_2}{Q_{сдн}} \cdot \frac{Q_{сд}}{Q_{сдн}}, \quad (4)$$

где: $\Delta P_Q/Q_{сд}$ – потери активной мощности на генерацию реактивной мощности (кВт/кВАр),

D_1 и D_2 – расчетные величины, зависящие от параметров конкретного двигателя (кВт), приводятся в специализированной документации (справочниках),

$Q_{сд}$ – величина реактивной мощности,

$Q_{сдн}$ – располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя.

Из уравнения 4 можно сделать вывод, что $\Delta P_Q/Q_{сд}$ изменяется в зависимости от величины относительной загрузки по реактивной мощности $Q_{сд}/Q_{сдн}$.

В условиях работы с полной загрузкой и при номинальном напряжении на зажимах, в общем случае, синхронный двигатель характеризуется номинальными значениями активной мощности $P_{сдн}$, потерь активной мощности $\Delta P_{сдн}$ и располагаемой реактивной мощностью $Q_{сдн}$, выдаваемой в сеть (режим перевозбуждения). Выпускаемые синхронные двигатели рассчитаны, как минимум, на работу с «опережающим» значением коэффициента мощности $\cos\varphi_{сдн} = 0,9$, следовательно, способны при номинальной активной нагрузке (коэффициент загрузки $\beta = P_{сд}/P_{сдн} = 1$) генерировать в сеть реактивную мощность:

$$Q_{сдн} = 0,484 \frac{P_{сд}}{\eta}, \quad (5)$$

где: $Q_{сдн}$ – генерируемая реактивная мощность,

$P_{СД}$ – активная мощность синхронного двигателя,

η – КПД двигателя.

Значение коэффициента загрузки β , характеризующего относительную величину потребляемой синхронным двигателем активной мощности, может изменяться на практике от величины порядка 0,05 (холостой ход) до 1,1. Относительная величина реактивной мощности может измениться от -0,6 (режим потребления реактивной мощности), до величины располагаемой реактивной мощности $Q_{СДрасп}$ при рассматриваемых значениях β и напряжения U [1].

Отметим, что синхронный двигатель не является абсолютно экономичным источником реактивной мощности, как и конденсаторная батарея, имеющая относительные потери активной мощности порядка 0,002 кВт/кВАр или 0,2 % и менее. Потери активной мощности на генерацию реактивной мощности синхронным двигателем $\Delta P_Q/Q_{СД}$ существенно зависят от его номинальных параметров и числа оборотов. Так, например, для двигателей серии СДН напряжением 6-10кВ, для всех частот вращения, потери при их номинальной нагрузке находятся в пределах (0,9-5,4)% [4]. Из приведенных в справочнике [4] зависимостей для различных синхронных двигателей следует, что чем ниже номинальная мощность и число оборотов синхронного двигателя, тем выше потери ΔP_Q в двигателе на генерацию реактивной мощности. Так, для быстроходных мощных синхронных двигателей при $Q_{СД} = Q_{СДн}$ характерны соотношения $\Delta P_Q/Q_{СД} < 1,5$ %. Для явно полюсных двигателей ($n < 3000$ об/мин), в особенности малой мощности $P_{СД} < 1000$ кВт, характерно $\Delta P_Q/Q_{СД} > 1,5$ %.

Рассмотрев методы компенсации реактивной мощности, необходимо разобраться с вопросом экономичности применения методов компенсации. Математическим аппаратом для оценки экономической целесообразности применения того или иного вида компенсации реактивной мощности выступает критерий Вилкоксона – «Т» критерий, заключающимся в сопоставлении показателей, измеренных в двух разных условиях на одной и той же выборке исследований. Критерий позволяет установить не только направленность изменений, но и их выраженность, то есть способен определить, является ли сдвиг показателей в одном направлении более интенсивным, чем в другом, а, следовательно, установить наиболее выгодный способ компенсации реактивной мощности.

Таким образом, в ходе проведенного анализа рассмотрены основные критерии внедрения конденсаторных установок и синхронных компенсаторов. В качестве компенсирующих устройств в сетях низкого потребления, целесообразно использовать конденсаторные батареи, являющиеся наиболее экономичным источником реактивной мощности. Однако, их применение на крупных предприятиях, например, осуществляющим перекачку нефти, является весьма проблематичным вследствие высокого содержания высших гармоник в питающем напряжении. Для промышленных предприятий, имеющих синхронные электродвигатели, целесообразно рассмотреть возможность использования компенсирующей способности для генерации реактивной мощности в питающую электрическую сеть. Анализируемая информация имеет промышленную применимость для фундаментальной технико-экономической оценки использования синхронного двигателя в качестве компенсатора реактивной мощности.

Библиографический список:

1. Карпов, Ф.Ф. Регулирование напряжения в электрических сетях промышленных предприятий /Карпов Ф.Ф., Солдаткина А.А. [Текст]. – М., Энергия, 1970. – 224 с.
2. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электросетях промышленных предприятий. М., Госэнергоиздат, 1986. – 64 с.
3. Горев, А.А. Переходные процессы синхронной машины.[Текст]. - М., Госэнергоиздат, 1950. - 435с.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2-х т. Т. 1. Электрооборудование. Под общ.ред. А. А. Федорова. [Текст]. – М., Энергоиздат, 1986. – 568 с.
5. Герасименко, А. А. Передача и распределение электроэнергии [Текст]/А.А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов на Дону: Феникс, 2008. – 715 с.
6. Гуков, П. О. Расчет линии электропередачи с двухсторонним питанием [Текст]/ П.О. Гуков, Д.А. Афоничев, С.Н. Пиляев// Вестник Воронежского государственного аграрного университета. – 2017. – № 3. – с.117-123.

УДК 621.311

Исследование, связанное с анализом основных методов контроля качества, а также технического состояния кабелей сетей электроснабжения, обеспечивающих работу предприятий топливно-энергетического комплекса России

Пронина Д.Э.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

Основными источниками питания электрической энергией потребителей топливно-энергетического комплекса являются сети энергосистем (электрические сети распределительных сетевых компаний) или же собственных электрических станций в соответствии с их потребностями. Неисправность в работе этой системы приводит к аварийности электрооборудования, которая приводит к остановке технологического процесса. Чтобы избежать аварийной ситуации на объекте топливно-энергетического комплекса (ТЭК), необходимо тщательно следить за техническим состоянием высоковольтных изолированных кабельных линий сетей электроснабжения и оценивать их. В статье описаны основные принципы, преимущества, а также недостатки основных методов для контроля состояния изоляции силовых кабелей сетей электроснабжения топливно-энергетического комплекса, а именно: испытание повышенным выпрямленным напряжением, испытание напряжением сверхнизкой частоты, тепловизионный контроль, диагностика частичных разрядов, диэлектрическая диагностика, метод рефлектометрии. По окончании исследования были выявлены наиболее эффективные способы диагностики кабелей сетей электроснабжения нефтедобывающих предприятий.

Продолжительность эксплуатации электрооборудования топливно-энергетического комплекса напрямую связана с надёжностью работы силовых кабельных линий (КЛ) сетей электроснабжения объекта. В настоящее время старение изоляции кабельных линий является одной из наиболее частых причин аварий на объектах нефтегазового комплекса, так как в результате воздействия эксплуатационных факторов на них в течение продолжительного времени, это приводит к пробое самой изоляции при достижении значений характеристик изоляции, доходящих до предельных значений, которые, непосредственно, ведут к снижению надёжности всей энергосистемы.

Проанализировав данные Федерального государственного энергетического надзора, который представил данные по диагностике силовых кабельных линий на предприятиях России за 2020 год, можно прийти к выводу, что около 70% КЛ находятся в неудовлетворительном техническом состоянии, а также стоит отметить, что на отдельных предприятиях доля проблемных КЛ составляет более 90%. А также изучив аварии и их причины по данным Ростехнадзора, оказывается, что пробой изоляции из-за её старения за последние несколько лет является одной из самых частых причин несчастного случая на производстве. Отсюда следует, что оценка технического состояния изоляции КЛ является базисом для принятия решений о продолжении эксплуатации КЛ, ремонте или же замене их [1].

В настоящее время на предприятиях ТЭК обычно следят за состоянием изоляции КЛ с помощью испытания повышенным выпрямленным напряжением или же испытания напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц, а также неразрушающих методов диагностики. Так как метод оценки технического состояния изоляции КЛ испытанием повышенным выпрямленным напряжением является относительно простым и недорогим, то именно этот метод и является самым популярным способом оценки состояния изоляции КЛ на предприятиях объектов ТЭК. По окончании испытания выдают заключение, прошёл ли кабель испытание или же нет. Поэтому данное испытание дает возможность экспертам без сомнения определить, пригоден или не пригоден кабель к дальнейшей эксплуатации. Но существует недостаток данного метода при эксплуатации высоковольтных КЛ. Он заключается в том, что в процессе испытаний этого вида замечается очевидное снижение прочности изоляции, ведущее к сокращению срока службы подвергшихся испытанием установок или же объектов (Рис.1) [2]. Отсюда следует, что даже если будут обнаружены положительные результаты испытания, то уже нельзя будет гарантировать с высокой вероятностью последующую безаварийную работу кабельных линий. А также стоит

учитывать тот факт, что этот метод не применяется для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) из-за того, что формируются остаточные объёмные заряды в структуре полиэтиленовой изоляции из-за постоянно повышенного напряжения, что в конце концов приведёт к последующему пробою.



Рисунок 1 - Диаграмма срока службы кабеля и влияния на него испытательного напряжения $4 \times U_0$ на примере кабеля 20 кВ.

Если необходимо провести испытания СПЭ кабелей, то в данном случае наиболее эффективным будет являться испытание напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц (СНЧ). Причиной этого является то, что при использовании данного метода не происходит формирования остаточных зарядов. А также стоит отметить, что СНЧ-испытания не смогут привести к повреждению, а также старению целостной изоляции. Однако от этого не застрахована изоляция, которая имеет в наличии много дефектов. Испытания проводят с двумя формами напряжения: косинусно-прямоугольной и синусоидальной. При косинусно-прямоугольной форме напряжения во время проведения испытаний также можно замерять сопротивление изоляции или же ток утечки. При синусоидальной форме напряжения эксперт может измерить тангенс угла диэлектрических потерь, изменение которого при СНЧ-испытаниях позволяет специалисту вынести первую оценку о состоянии изоляции КЛ. С помощью данного способа оценки технического состояния КЛ сетей электроснабжения объекта можно, не затратив много времени, а также без негативного влияния на сам кабель получить и оценить общую картину технического состояния исследуемой изоляции, а также в будущем обратить внимание на проблемные кабели и взять их под контроль (Рис.2).

С каждым годом приобретает всё большую популярность неразрушающие методы диагностики КЛ сетей электроснабжения объектов нефтегазодобывающей промышленности, а также многих других отраслей. При использовании данного метода кабели почти не подвергаются нагрузке, как это наблюдается при испытании повышенным напряжением. Исходя из того, не возникает проблема возможных слабых мест. Перечислим методы диагностики кабельных линий:

- тепловизионного контроля;
- диагностики частичных разрядов (ЧР);
- диэлектрической диагностики, включающей измерения возвратного
- напряжения и тока релаксации;
- рефлектометрии.

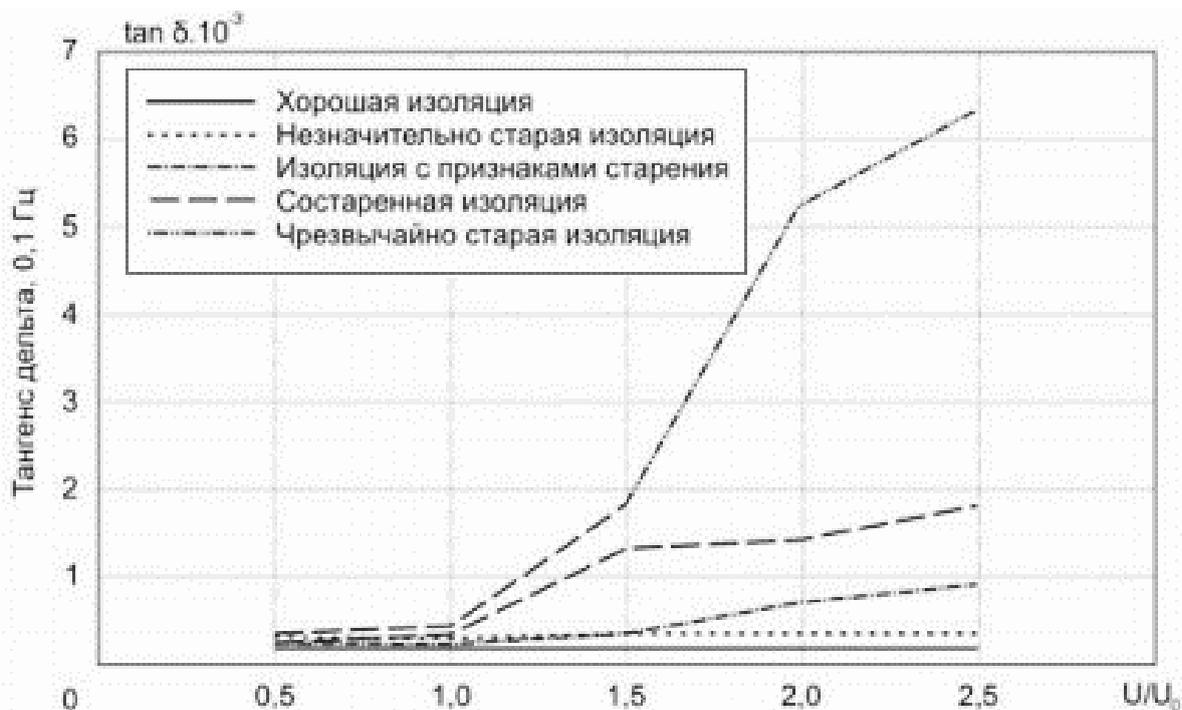


Рисунок 2 - Градация состояния кабельных линий относительно уровня диэлектрических характеристик изоляции

Тепловизионный контроль за состоянием кабеля является одним из методов неразрушающего контроля. Изучая статистику показателей повреждения оборудования, можно выявить, что повышенная температура является одним из основных таких показателей. Именно при помощи тепловизора выявляются участки кабеля, где есть повреждения изоляции или же выявляется её плохое качество. Большим достоинством метода является то, что диагностику можно проводить дистанционно в рабочем режиме, что позволяет оперативно исследовать большое количество КЛ. Однако, к сожалению, у данного метода все-таки есть некоторые недостатки, которые заключаются в том, что анализ кабелей линий сетей электроснабжения объектов предоставляется возможность производить только лишь на видимом участке. Также на закупку тепловизоров нужно выделить много средств, так как данное оборудование является достаточно дорогим.

Метод диагностики частичных разрядов (ЧР) позволяет выявить, помимо наличия непосредственно дефектов изоляции, так и их местоположение, а также метод позволяет выявить потенциально опасные участки, что при регулярных проверках и диагностиках экспертами даёт возможность заблаговременно выявить новые дефекты и сразу же устранить участки с найденными дефектами при плановом ремонте. Достоинством метода является то, что диагностику ЧР проводят в режиме реального времени без отключения кабеля. А недостатком является то, что при этом снижается точность измерений из-за различных помех от устройств. Из практики следует, что метод измерения ЧР применяется для всех видов кабелей, но только при условии того, что изоляция кабеля будет сухой, потому что влага в дефектной изоляции является препятствием возникновению ЧР.

Для оценки влажности изоляции на производстве пользуются **диэлектрической диагностикой** включающей измерения возвратного напряжения и тока релаксации. Однако стоит отметить, что в настоящее время не существует общепризнанных нормативов и критериев оценки результатов диагностики ЧР. Поэтому предприятия в разных странах разрабатывают и внедряют свои методики и критерии оценки с использованием системы OWTS (Oszillating Wave Teilentladungs System). При изучении предельных значений ЧР в Италии и Германии, можно сказать, что оно равно 1200 пКл и 1000 пКл, соответственно. Если данный показатель будет выше этих значений, необходим ремонт. В России, в Комиэнерго, эксперты проводили диагностику ЧР 102 кабельных линий. В итоге была вынесена следующая оценка КЛ (Рис.3) [3]:

Процент	Состояние
14 %	удовлетворительное состояние (повторная диагностика через 5 лет)
45 %	Область риска (повторная диагностика через 2-4 года в зависимости от величины ЧР)
12 %	неудовлетворительное состояние (включение в план ремонтных работ)
29 %	аварийное состояние (необходим срочный ремонт или замена кабеля)

Рисунок 3 - Оценка КЛ экспертами региональной энергетической компании «Комиэнерго»

Измерение возвратного напряжения и тока релаксации является базисом в методе *диэлектрической диагностики*. С помощью измерения возвратного напряжения эксперты могут оценить степень старения и влажности бумажно-масляных кабелей. А при измерении тока релаксации можно произвести оценку старения СПЭ кабелей. Достоинством данного метода является то, что не происходит ускоренного старения изоляции, так как напряжение при испытании не превышает напряжения рабочего. По окончании исследования делается заключение об эксплуатационной надежности, которое является основанием для рекомендаций по продолжению эксплуатации кабеля, либо по принятию каких-либо других мер в отношении него. Помимо положительных характеристик, существует большой недостаток, заключающийся в том, что время проведения испытания составляет очень много времени.

С помощью *метода рефлектометрии* можно с большой точностью находить места повреждения КЛ. Метод заключается в применении приборов-рефлектометров, которые фиксируют сигналы, которые отражаются от мест повреждения. Но для того, чтобы грамотно проводить анализ рефлектограмм, нужна высокая квалификация работников. По окончании исследования, связанного с анализом основных методов контроля качества, а также технического состояния кабелей сетей электроснабжения, обеспечивающих работу предприятий ТЭК, можно вынести заключение о том, что для контроля за состоянием высоковольтных сетей предприятий ТЭК больше всего подходит оптимальный и рентабельный метод диагностики ЧР. Такого вида разряды возникают задолго до полного пробоя изоляции. Поэтому это позволяет специалистам заблаговременно обнаружить дефекты и сразу же оценить возможность эксплуатации в долгосрочном периоде. Однако рекомендуется проводить совместно с диагностикой ЧР, СНЧ-испытания с измерением тангенса угла диэлектрических потерь. Это даст возможность оценить, помимо общего состояния КЛ, техническое состояние её участков.

В работе предлагается для усовершенствования метода диагностики ЧР разработать модель для исследования образования ЧР исходя из выявленных факторов. То есть модель позволит создать такую базу данных, в которой будет информация о каждой КЛ. Результатом этого станет оценка экспериментальных диагностических данных с помощью сравнения с базой данных, полученной при помощи модели. Если перейти на систему контроля состояния КЛ сетей электроснабжения предприятий ТЭК с помощью совмещения метода диагностики ЧР и СНЧ-испытания, то в краткосрочном периоде можно наблюдать некоторый экономический эффект, который находит свое отражение в снижении аварийных ситуаций, несчастных случаев, травматизма персонала, повышение качества электромонтажных работ при диагностике КЛ сразу после ремонта или введения в эксплуатацию, исключение затрат на проведение внеплановых ремонтных работ.

Библиографический список:

1. URL: <https://www.gosnadzor.ru/> (дата обращения: 18.02.2021)
2. Диагностика силовых кабельных линий [Электронный ресурс] // Электронприбор. - 2012. - №2. - С. 3. - URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2012/04/16/journal_022012.pdf (дата обращения: 18.02.2021).
3. Опыт эксплуатации диагностических комплексов Seba на примере «Комиэнерго» [Электронный ресурс] // myshared.ru: образовательный ресурс. -2014. - URL: <http://www.myshared.ru/slide/397516/> (дата обращения: 18.02.2021).

УДК 622.276.55:621.671

Анализ метода электропараметрического контроля центробежных насосных агрегатов при эксплуатации в шахтах

Пузырев Н.М.

Научный руководитель Шичёв П.С.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аварии, отказы оборудования и многие другие проблемы могут проявляться при работе оборудования. Эти проблемы приводят к расходам при эксплуатации оборудования. Поэтому проводится диагностика оборудования, чтобы решать эти проблемы и тем самым сокращать расходы.

Задача мониторинга состояния центробежных насосных агрегатов (ЦНА) стоит наиболее остро из-за условий повышенной загрязненности в шахтах.

Отказы центробежных насосных агрегатов возникают из-за дефектов уплотнений насоса, неисправностей подшипников и повышенной вибрации. Повышенная вибрация встречается наиболее часто и составляет 37% от всех причин отказов. Возросшая вибрация обозначает, что состояние оборудования изменилось, что вызывает усиленный износ узлов ЦНА из-за дополнительного динамического воздействия, а это затем ведет к возникновению разных неисправностей.

На рисунке 1 [1] показана диаграмма подробной статистики причин отказов ЦНА.

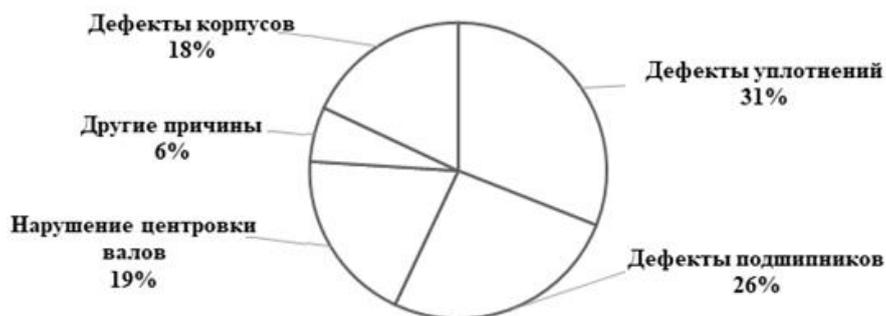


Рисунок 1 – Диаграмма причин отказов ЦНА

Механические колебательные силы влияющие на уровень вибрации:

1. Центробежная сила.
2. Кинематическая сила.
3. Параметрическая сила.
4. Ударная сила.
5. Сила сухого трения.

Реализуя диагностику нас особо интересуют неисправности подшипников, так как эти неисправности обладают скрытым характером дефектов и определяются множеством диагностических признаков.

Характерные неисправности подшипниковых узлов:

1. Дефекты изготовления и сборки.
2. Дефекты эксплуатации.
3. Ослабление крепления опор.

Следующей причиной отказов после дефектов подшипников является несоосность валов электродвигателя и ЦНА в зоне их сопряжения. Она может происходить из-за ошибок при сборке или других неисправностей агрегата. Виды несоосности валов: радиальная, торцевая и смешанная.

Минимизировать количество отказов и реализовать стратегию ремонтов оборудования по фактическому состоянию реализуются различными методами технической диагностики, которые позволяют регистрировать и анализировать рабочие параметры оборудования без вывода оборудования из эксплуатации.

Параметры, контролируемые при технической диагностике центробежных насосных агрегатов: электрические параметры двигателя, потребляемая мощность двигателя, напор и расход жидкости насоса, шум, вибрация, давление и расход масла и др. Методы технического диагностического контроля центробежных насосных агрегатов:

1. Контроль шумов.
2. Контроль смазки.
3. Параметрический контроль.
4. Температурный контроль.
5. Вибрационный контроль.

Последний метод контроля – самый распространенный метод технической диагностики. Его реализуют, устанавливая измерительные преобразователи параметров вибрации на элементах корпуса центробежного насосного агрегата.



Рисунок 2 – Последовательность операций электропараметрического метода диагностики

Факторы, которые влияют на средства измерений при методе вибрационного контроля: изменения температуры, магнитные поля, акустический шум, колебания напряжения питания, петля заземления, длина соединительного кабеля, ориентация датчика вибрации. Для обеспечения измерений вибрационным методом необходимо принять меры, чтобы эти факторы не оказывали влияния.

В отличие от описанных выше систем диагностики, система автоматизированной диагностики нефтешахтного насосного оборудования методом электропараметрического контроля более просто технически реализуема, может выявить дефект на ранней стадии его развития и автоматически вывести агрегата из эксплуатации, при этом информация по диагностике передается на пульт управления диспетчера. Метод, основанный на анализе амплитудно-частотных спектров сигналов фазных токов и напряжений цепи питания электродвигателя является наиболее эффективным при оценке неисправностей при электропараметрическом контроле технического состояния центробежных насосных агрегатов.

На рисунке 2 [1] представлена последовательность операций электропараметрического метода диагностики.

Полустационарные измерительные системы контроля предусматривают частичный монтаж измерительной аппаратуры стационарно в зоне присоединения первичных измерительных преобразователей к объекту контроля с обеспечением возможности подключения портативного измерительного оборудования через организованные каналы связи.

На рисунке 3 [1] показаны эскизы установки датчика тока и измерительного оборудования в шкафу.

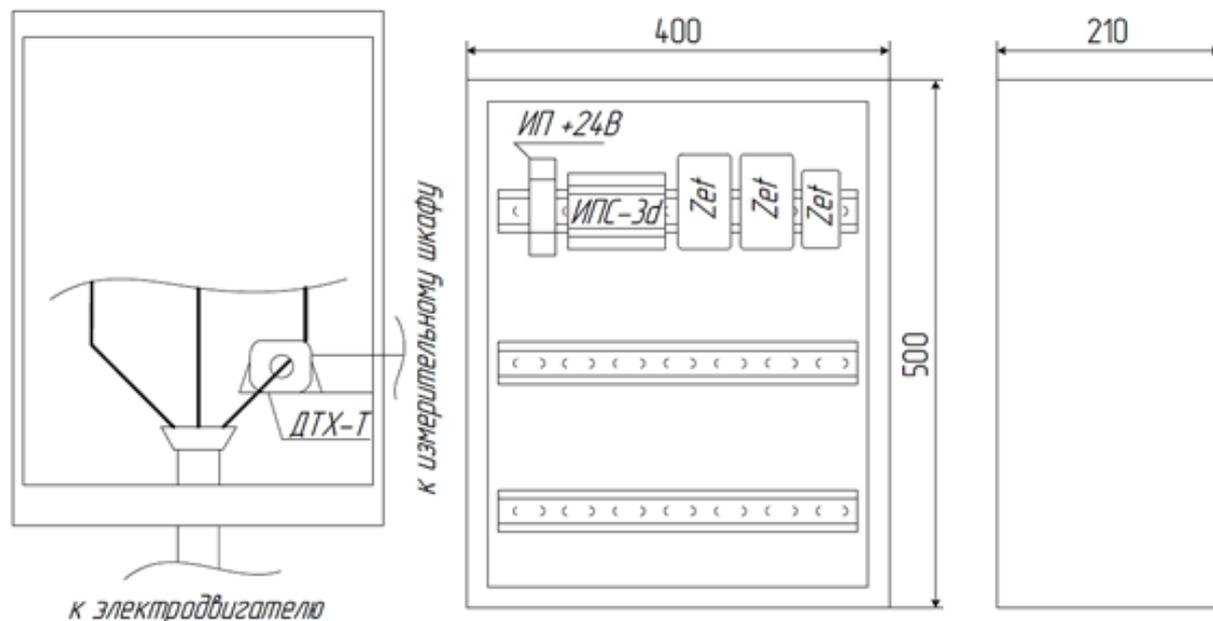


Рисунок 3 – Эскизы установки датчика тока в силовом щите и измерительного оборудования в шкафу

Данный метод имеет практическую значимость в области технической диагностики динамического оборудования, определяемую высокой информативностью диагностических признаков и доступностью выполнения измерений сигналов с необходимой информацией в удалении от объекта, что актуально для ЦНА и установок, эксплуатируемых при воздействии сильных загрязнений, например, в шахтах.

Библиографический список:

1. Быков И. Ю. Оценка технического состояния ресурсопределяющих узлов промышленных консольных центробежных насосных агрегатов методом анализа спектров тока электродвигателя [Текст] : учебно-методическое пособие / И.Ю. Быков, П. С. Шичёв. – Ухта : УГТУ, 2019. – 77 с.
2. Анализ методов технической диагностики механических дефектов центробежных насосных агрегатов [Текст] / И. Ю. Быков, З. Х. Ягубов, П. С. Шичёв, В. И. Сёмин // Инженер-Нефтяник. 2019. №1. С. 45-50.

УДК 621.313.2

Исследование гармонического состава обратной электродвижущей силы шагового двигателя

Уляшев А.Е.

Научный руководитель – Старцев А.Э.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Обратная электродвижущая сила (ЭДС) гибридного шагового двигателя возникает в результате вращения его ротора, который состоит из постоянных магнитов. Это вращающееся магнитное поле ротора пронизывает обмотки статора, в которых и наводится эта ЭДС [1].

Для двухфазного гибридного шагового двигателя обратная ЭДС каждой фазы определяется по следующим формулам [1]:

$$E_A = -K_m \cdot \omega \cdot \sin(p \cdot \Theta)$$

$$E_B = K_m \cdot \omega \cdot \cos(p \cdot \Theta)$$

где K_m – постоянная двигателя, которая определяется как отношение момента двигателя к силе тока в обмотках статора, $\frac{H \cdot M}{A}$; ω – скорость вращения вала, c^{-1} ; p – число пар полюсов ротора и Θ – угловое положение вала двигателя, град. Так как вал шагового двигателя перемещается дискретно, его скорость является величиной переменной. Величина Θ изменяется при каждом шаге на один минимальный угол, который называется углом шага. Данный угол определяется по следующей формуле [2]:

$$\Theta_0 = \frac{360}{2 \cdot p \cdot n}$$

где $2 \cdot p$ – число всех полюсов ротора, а n – количество фаз статора двигателя. В нашем случае исследование проводилось на двухфазном гибридном шаговом двигателе с числом пар полюсов ротора $p = 50$. Таким образом, угол шага равен

$$\Theta_0 = \frac{360}{2 \cdot 50 \cdot 2} = 1.8$$

Угол Θ принято называть механическим угловым положением, а угол $p \cdot \Theta$ – называют электрическим угловым положением. В связи с этим рассмотрим, чему равна обратная ЭДС в зависимости от угла Θ .

Таблица 1 – Зависимость обратной ЭДС от углового положения вала

Θ	$p \cdot \Theta$	E_A	E_B
0	0	0	$K_m \cdot \omega$
1.8	90	$-K_m \cdot \omega$	0
3.6	180	0	$-K_m \cdot \omega$
5.4	270	$K_m \cdot \omega$	0
7.2	360	0	$K_m \cdot \omega$

Как видно из Таблицы 1 период обратной ЭДС составляет 4 шага двигателя. С учетом того, что один оборот вала равен $\frac{360}{1.8} = 200$ шагов, то за этот оборот ЭДС испытывает 50 периодов. Из этого следует зависимость между частотой вращения вала и частотой изменения обратной ЭДС шагового двигателя:

$$f = \frac{f_{emf}}{50}$$

где f – частота вращения вала двигателя, Гц; f_{emf} – частота изменения обратной ЭДС, Гц. Так как величина p является аргументом синуса и косинуса в формулах обратной ЭДС, то она и определяет период обратной ЭДС. Таким образом, для любого гибридного шагового двигателя справедливо следующее соотношение:

$$f = \frac{f_{emf}}{p}$$

На основе типовой математической модели шагового двигателя [1] проведём симуляцию его работы. На основе симуляции построим вид обратной ЭДС. Вид обратной ЭДС для фазы А представлен на рисунке 1, для фазы В – график такой же, но сдвинут по фазе на 90 градусов.

При выполнении симуляции произвольно была выбрана частота ЭДС 42 Гц. Проведем измерения обратной ЭДС двух фаз двигателя на лабораторном стенде (Рисунок 2) на частоте ЭДС 42 Гц и результат измерения отобразим в виде графика (Рисунок 3).

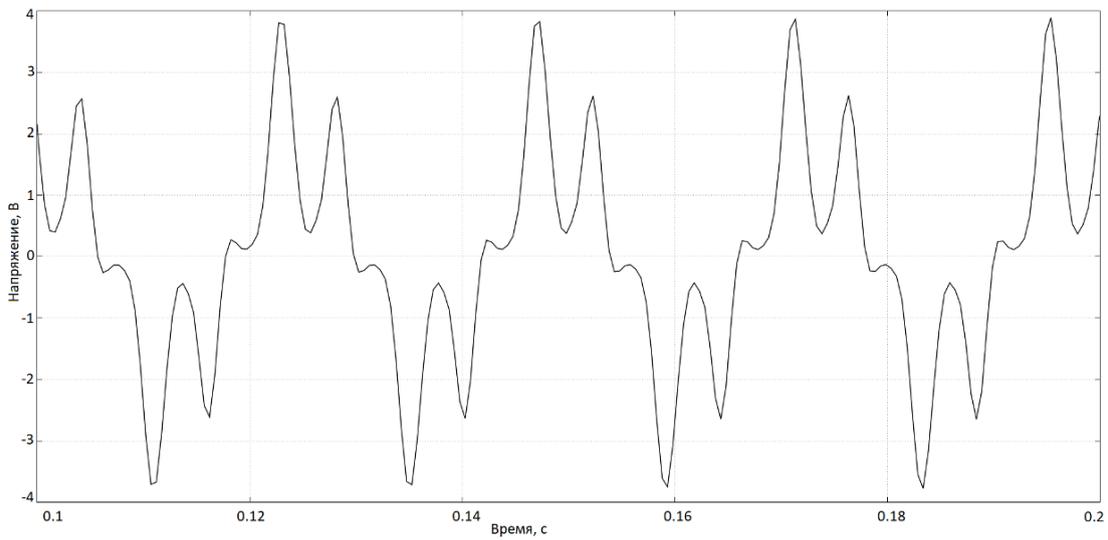


Рисунок 1 – Обратная ЭДС фазы А

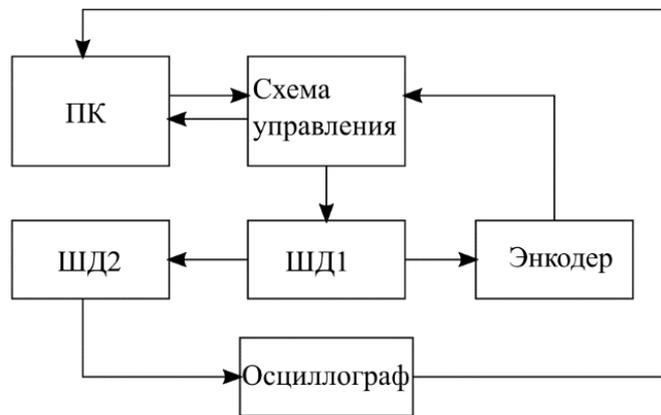


Рисунок 2 – Блок-схема лабораторного стенда

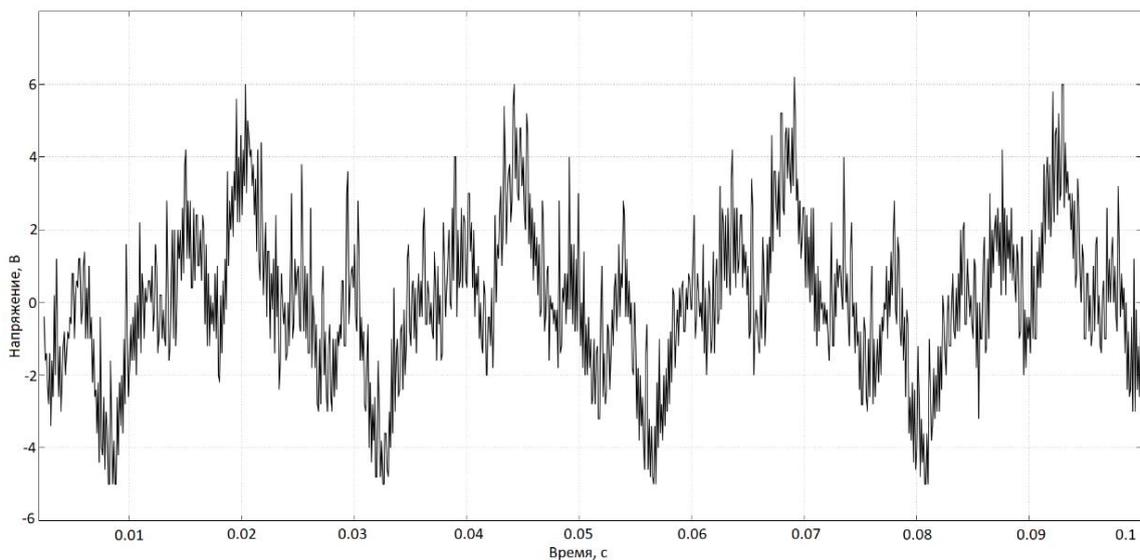


Рисунок 3 – Результат измерения обратной ЭДС фазы А

Для фазы В имеем тот же результат, но смещенный на 90 градусов. Как видно из графика (Рисунок 3) получившиеся значения зашумленные, так как являются результатом оцифровки с помощью АЦП цифрового осциллографа. Для более точного сравнения полученных результатов необходимо провести фильтрацию измеренных данных. Для этого воспользуемся фильтром нижних частот Баттерворта [3]. Результат фильтрации представлен на рисунке 4.

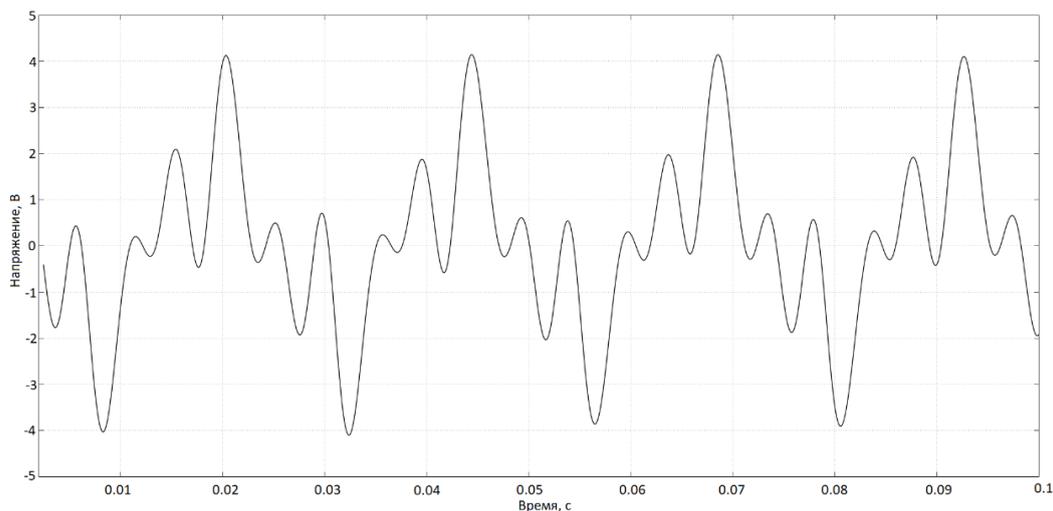


Рисунок 4 – Результат измерения обратной ЭДС после фильтрации

Если сравнивать форму сигналов, полученных с помощью симуляции и сигнала, измеренного в реальном эксперименте, можно увидеть, что есть несоответствие в формах кривых. Это связано с тем, что типовая модель не учитывает такого параметра как взаимная индуктивность обмоток статора.

Получим вид кривой обратной ЭДС с учетом взаимной индуктивности двух фаз шагового двигателя для фазы А (Рисунок 5).

Как видно из рисунка 5 формы обратных ЭДС, полученной из симуляции и полученной в результате измерений, сходятся. Таким образом, необходимо обязательно учитывать взаимную индуктивность фаз двигателя. Также из рисунка видно, что форма обратной ЭДС отличается от синусоидальной, а это означает, что в её спектре есть несколько гармоник.

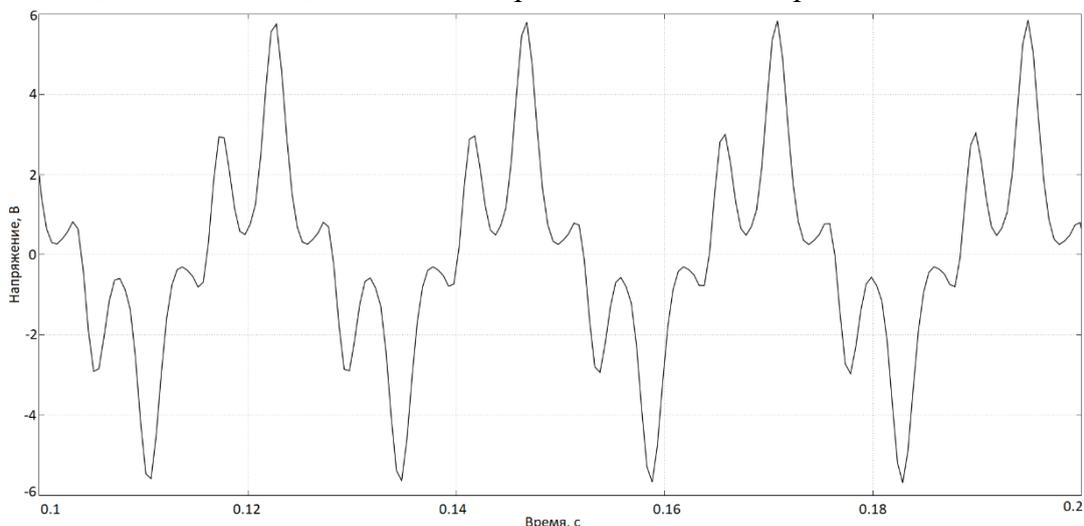


Рисунок 5 – Результат симуляции обратной ЭДС фазы А с учетом взаимной индуктивности

Проведем гармонический анализ обратной ЭДС для выявления остальных гармоник. Для проведения гармонического анализа воспользуемся преобразованием Фурье [4]. Так как мы имеем набор дискретных данных, воспользуемся дискретным преобразованием Фурье:

$$Y[k] = \sum_{n=0}^{N-1} X[n] \cdot e^{\frac{-i \cdot 2\pi \cdot k \cdot n}{N}}$$

где $Y[k]$ – результат преобразования Фурье, k – частота, Гц; $X[n]$ – значение функции, спектр которой необходимо получить, n – номер элемента в наборе данных; i – мнимая единица; N – число элементов в наборе данных.

Построим спектр обратной ЭДС фазы А при частоте ЭДС 42 Гц (Рисунок 6).

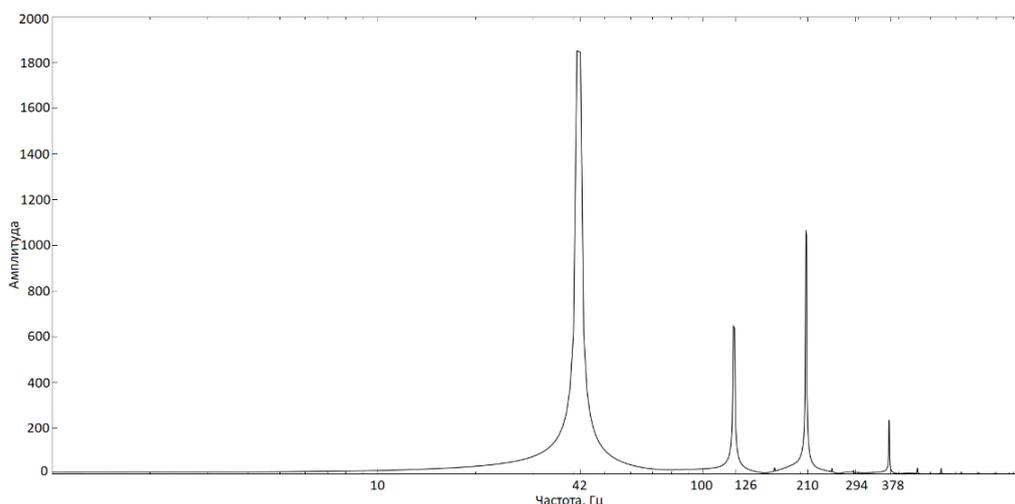


Рисунок 6 – Спектр обратной ЭДС шагового двигателя при частоте ЭДС 42 Гц

Как видно из рисунка 6, спектр обратной ЭДС содержит в себе 4 гармоники: 1-я гармоника вносит наибольший вклад в сигнал, её частота соответствует частоте ЭДС – 42 Гц. Далее следует 3-я гармоника на частоте в 3 раза больше основной частоты – 126 Гц. Следующая гармоника в 5 раз больше основной частоты – 210 Гц и последняя гармоника располагается на частоте в 9 раз больше основной – 378 Гц.

Библиографический список:

1. Кенио Т. Шаговые двигатели и их микропроцессорные системы управления: Переиздание с английского. М.: Энергоатомиздат, 1987. –200 с.: ил.
2. Емельянов А.В. Шаговые двигатели: учебное пособие / А.В.Емельянов, А.Н. Шилин/ ВолгГТУ. –Волгоград, 2005. –48 с.
3. Воробьев С.Н. Цифровая обработка сигналов. М.: Академия, 2013. –320 с.
4. Блэйхут Р. Быстрые алгоритмы цифровой обработки сигналов. М.: Мир, 1989.

УДК 621.314.21

Тепловая модель сухого трансформатора на основе электротепловой аналогии

Ширков А.Е.

Научный руководитель – Полетаев С.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Особенность сухих трансформаторов состоит в том, что их преобразователи, магнитопровод и обмотки не погружаются в масло. Их охлаждение протекает за счет естественной циркуляции воздуха – воздушный поток, проходящих через открытые пазы устройства. Так как у воздуха относительно низкая теплоемкость, то только небольшое количество тепла может быть отдано этим объектом в окружающую среду. В связи с этим у сухих трансформаторов выявляются следующие недостатки при эксплуатации:

1) У сухих трансформаторов часто случается повреждение литой изоляции в месте выводов обмотки, что приводит к необходимости замены повреждённого блока обмоток. Данный дефект возникает ввиду худшего охлаждения по сравнению с масляными трансформаторами и из-за нарушения силы шинных соединений на выводе обмотки НН.

2) Микроразрушения блоков обмоток сухих трансформаторов ввиду разного объёмного расширения проводника и литой изоляции под действием тепла. С течением времени эти дефекты перерастают в непрерывный пробой в месте повреждения, что в свою очередь является причиной межслоевого короткого замыкания и выгорания обмоток.

3) Сильное влияние параметров окружающей среды на обмотки трансформаторов с воздушно-барьерной изоляцией. Повышенная влажность и запыленность воздуха уменьшают электрическую прочность изоляции обмоток.

Данные дефекты развиваются практически бесследно и могут оставаться незамеченными вплоть до возникновения критических режимов работы. Вследствие этого возникает необходимость анализа тепловых режимов и заблаговременного определения сверхнормативных температурных состояний для контроля состояния изоляции.

При анализе, расчете и моделировании тепловых режимов трансформаторов на практике применяются поверочные (эмпирические) и аналитические методы. В поверочных методах используются экспериментальные данные, полученные при испытаниях серий (рядов) трансформаторов. Аналитические методы основаны на теоретическом расчете схемы замещения тепловой модели электромагнитного элемента. В то время как поверочные методы не могут применяться при исследовании оптимальной геометрии, при определении оптимальных нагрузок обмоток, оптимальной индукции или максимальной температуры, аналитические методы позволяют рассматривать влияние факторов на различные характеристики элементов при их оптимизации или для исследования новых конструкций трансформаторов и их тепловых режимов [1].

Одним из поверочных методов является метод описанный в [2], основой которой являются экспериментально определённые зависимости. Для расчета обмоток сухих трансформаторов используются следующие выражения:

$$\Delta t_j = \left(\frac{P_{K3}}{Z} \right)^{0.766},$$

где P_{K3} – потери короткого замыкания в соответствующих обмотках, Вт; Z – тепловое сопротивление обмоток.

Для определения теплового сопротивления обмоток необходимо знать геометрические размеры теплоотдающих поверхностей обмоток, размеры охлаждающих каналов и коэффициент эффективности теплоотдачи лучеиспусканием и конвекцией.

Методики, описанные в [2] позволяют определить только неточные параметры тепловых режимов трансформатора, которые необходимо проверять и исправлять для каждого устройства отдельно. Также такие методики не определяют место наиболее нагретой точки и не дают информацию об температурном поле в трансформаторе. Такие модели применимы только для приблизительного расчета и в подсистемах оптимизации для определения ее начальной точки.

Одним из аналитических методов является метод электротепловой аналогии основанный на расчете теплового состояния по электрическим схемам замещения. В данном методе используется формальная аналогия между тепловыми и электрическими процессами электротехнического устройства. Таким образом распределенные тепловые параметры исследуемого трансформатора заменяются сосредоточенными электрическими параметрами. Затем составляется электрическая схема, эквивалентная в тепловом отношении реальной конструкции [3].

Для примера рассмотрим работу упрощенной тепловой схемы замещения сухого трансформатора.

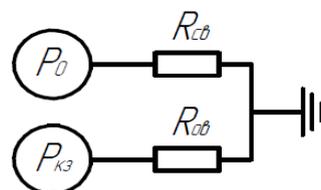


Рисунок 1 – Упрощенная тепловая схема замещения сухого трансформатора

Здесь P_0 – потери холостого хода; $P_{кз}$ – потери короткого замыкания; $R_{св}$ – эквивалентное сопротивление теплового потока на пути от стали к воздуху; $R_{об}$ – эквивалентное сопротивление теплового потока на пути от обмоток к воздуху.

Основными источниками тепла на показанной выше схеме являются потери короткого замыкания, холостого хода и количество отданного тепла магнитопроводом и обмотками трансформатора воздуху. Для расчета тепловых режимов необходимо учитывать инертность

процессов теплопередачи, определяемая теплоемкостью элементов тепловой цепи. Так для расчета упрощенной тепловой цепи необходимо знать теплоемкость стального магнитопровода C_c , теплоемкость обмоток C_o .

Тепловая схема замещения сухого трансформатора, созданная в программном комплексе Matlab, представлена на рисунке 2. Результаты расчета электрической цепи в среде Matlab представлены на рисунке 3.

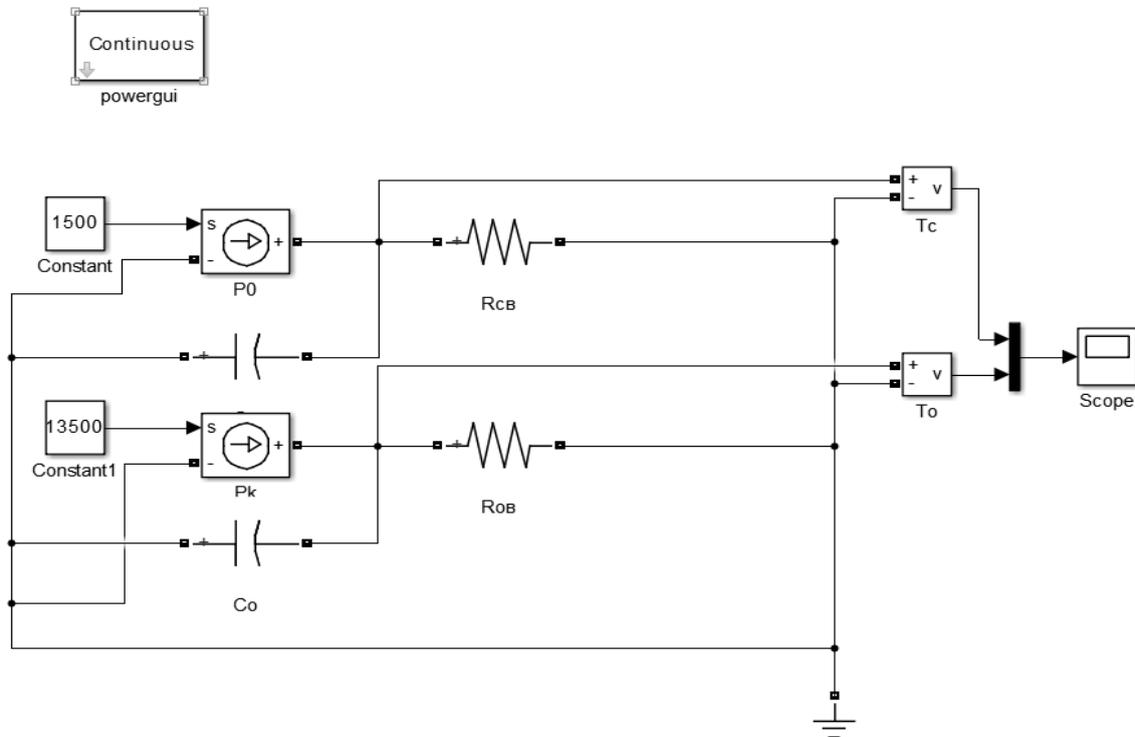


Рисунок 2 – Электрическая схема замещения тепловой цепи трансформатора

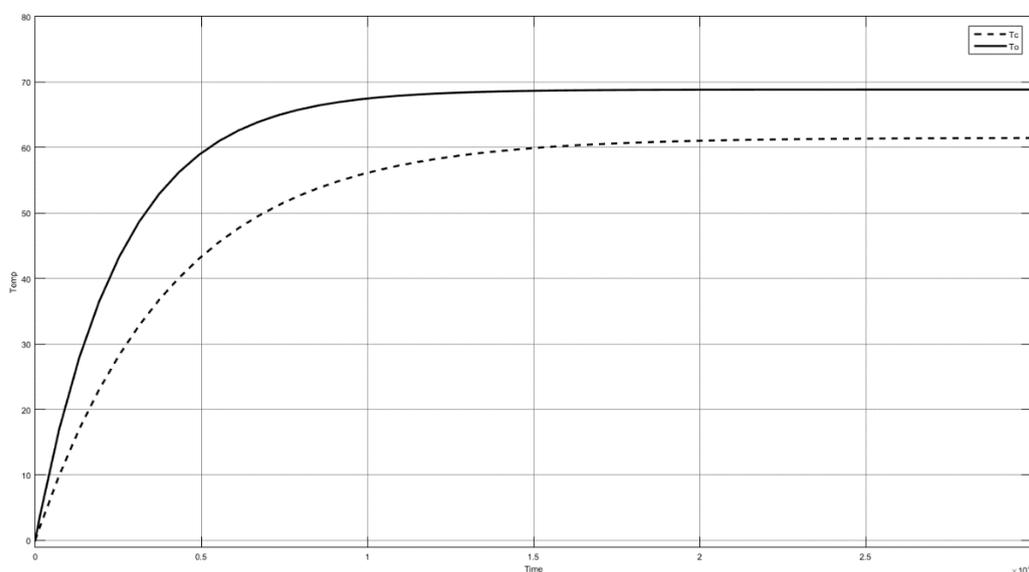


Рисунок 3 – Результаты расчета температуры в элементах трансформатора

Использование упрощенных моделей тепловых процессов в трансформаторе применимо только для приблизительной оценки теплового состояния. Это объясняется тем, что результаты вычислений по упрощённым моделям будут содержать погрешности ввиду их неточности, а также вследствие изменения климатических факторов (влажности, загрязнённости воздуха, температуры окружающей среды) и условий охлаждения (изменение интенсивности принудительного охлаждения). Для увеличения точности моделирования следует увеличить число узловых точек в эквивалентной тепловой схеме.

Существующие методы расчета тепловых режимов трансформаторов не учитывают распределение тепловых потоков между различными секциями обмоток, поэтому для анализа тепловых режимов можно использовать разветвленные электрические схемы замещения. Основная особенность таких схем – это то, что каждый элемент представлен множеством сопротивлений, емкостей, источников тока, объединенных поэлементно в контуры. Использование в тепловых расчетах разветвленных электрических схем замещения позволит повысить точность математического моделирования, а также методов теплового анализа трансформаторов и использовать их в подсистемах оптимального проектирования трансформаторов с более высоким быстродействием по сравнению с подсистемами полевого расчета. Также повышение точности тепловых расчетов трансформатора по сравнению с точностью эмпирических методик на основе проведения испытаний повысит эффективность проектирования.

Библиографический список:

1. Белопольский И. И. Расчет трансформаторов и дросселей малой мощности / И. И. Белопольский, Е. И. Каретникова, Л. Г. Пикалова. – М.: Энергия, 1973. – 400 с.: с ил.
2. РД 16 472-88 Трансформаторы силовые сухие общего назначения. Тепловой расчет.
3. Веников В. А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики). Учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 1976. – 479 с.: с ил.

УДК 621.314.21

Особенности защиты сухих трансформаторов на основании нечеткой логики

Ширков А.Е.

Научный руководитель – Полетаев С.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

При работе сухих трансформаторов возможны возникновения дефектов вследствие худшего охлаждения по сравнению с масляными трансформаторами и из-за длительного воздействия ненормальных режимов работы. Дефекты, связанные с повреждением литой изоляции из-за разного теплового объемного расширения, приводят к межслоевому короткому замыканию и к выгоранию обмоток. К ненормальным режимам чаще всего относят перегрузки. Длительное воздействие относительно небольших перегрузок может являться причиной различных критических повреждений сухих трансформаторов. Для поддержания нормальных условий работы сухого трансформатора необходимо быстро реагировать на повышение нагрузки и достижения температур конструктивных частей сверх допустимых значений, отключать трансформатор при температурах близких к критическим для предотвращения повреждения трансформатора. Эти функции и выполняют устройства релейной защиты и автоматики.

Для эффективности эксплуатации и обеспечения селективности, чувствительности, быстродействия и надёжности защиты сухих трансформаторов также можно применить теорию нечетких множеств. Нечеткая логика может быть использована для анализа температурных режимов обмоток с целью предсказания перегрева и отключения трансформатора, при достижении температур конструктивных частей близких к критическим. Для этого будем использовать систему нечеткого вывода.

Формирование и использование системы нечеткого вывода делится на четыре основных этапа, основанных на теории нечеткой логики:

1) Формирование базы правил систем нечеткого вывода, которая отображает формальное представление эмпирических знаний или опыт эксперта и его понимание связи входных и выходных параметров моделируемого процесса или объекта и формулируются в терминах нечетких лингвистических высказываний.

2) Фазификация входных переменных – определение действительного числа из интервала $[0, 1]$ характеризующую степень принадлежности входной переменной нечеткому множеству. При этом действительное число 1 означает полную принадлежность нечеткому множеству, а 0 – отсутствие принадлежности.

3) Операции блока логического заключения – определение истинности условий по каждому из правил содержащихся в базе правил систем нечеткого вывода.

4) Дефазификация выходных параметров – определение обычного значения из переменных, полученных от блока логического заключения которое может быть использовано другими устройствами, например, блоком исполнительных органов.

Структура системы нечеткого вывода представлена на рисунке 1.

Здесь x_1, x_2 – входные переменные; B_1, B_2 – входные нечеткие переменные; B_3 – выходная нечеткая переменная; u – выходная переменная.

Рассмотрим применение системы нечеткого вывода на примере защиты трансформатора от перегрева.

В блоке введения нечеткости производится преобразование температуры T измеряемой в обмотке трансформатора в нечеткое множество, которое характеризуется функцией принадлежности $\mu(T)$ (рисунок 2).

Нечеткую базу знаний составим из следующих правил:

1) ЕСЛИ температура ЕСТЬ рабочая ($\tau < \tau_{допуст}$), ТОГДА подать сигнал, сообщающий об нормальном режиме работы трансформатора;

2) ЕСЛИ температура ЕСТЬ приближенно равная допустимой ($\tau \approx \tau_{допуст}$), ТОГДА подать сигнал, сообщающий о перегрузке трансформатора (сигнальный режим);

3) ЕСЛИ температура ЕСТЬ выше допустимой ($\tau > \tau_{допуст}$), ТОГДА подать сигнал на отключение трансформатора, допустимой в данный момент времени (аварийный режим).

$$T \Rightarrow \mu(T) \Rightarrow M = \begin{Bmatrix} \tau_1 \\ \tau_2 \\ \tau_3 \end{Bmatrix} \Rightarrow B,$$

где T – значение температуры обмоток трансформатора; M – матрица, характеризующая истинность каждого правила нечеткой базы знаний; B – выходное значение.

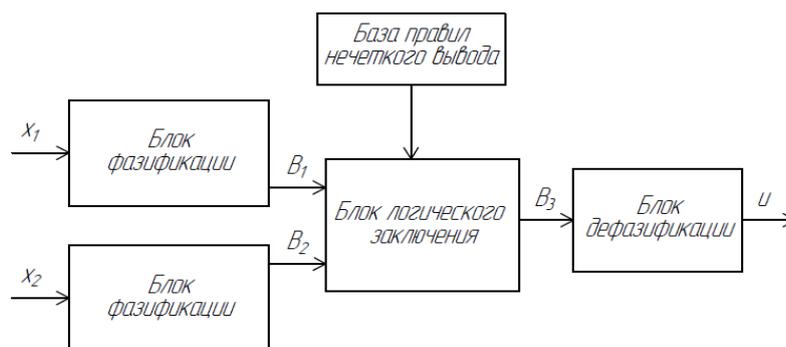


Рисунок 1 – Структура системы нечеткого вывода

Кроме защиты от перегрева, основными видами защит предусмотренные для сухих трансформаторов являются:

- 1) Дифференциальная токовая защита (отсечка);
- 2) Максимально-токовая защита (МТЗ);
- 3) Защита от перегрузки.

Функциональная схема защит сухого трансформатора с применением нечеткого процессора контроля температуры представлена на рисунке 3.

Нечеткие регуляторы обладают следующими преимуществами по сравнению с традиционными регуляторами:

- 1) Увеличение быстродействия нечетких систем ввиду сокращения объема вычислений по сравнению с вероятностными методами;

2) Меньшая на порядок ошибка рассогласования по сравнению с классическими регуляторами.

Недостатками нечетких систем являются:

1) Отсутствие стандартной методики проектирования и расчета нечетких систем;
 2) Точность вычислений выполненных по методу нечетких систем не возрастает по сравнению с вероятностным методом расчета;

3) При увеличении количества входных переменных, увеличивается база правил и сложность математических вычислений что приводит к трудности восприятия нечеткой системы.

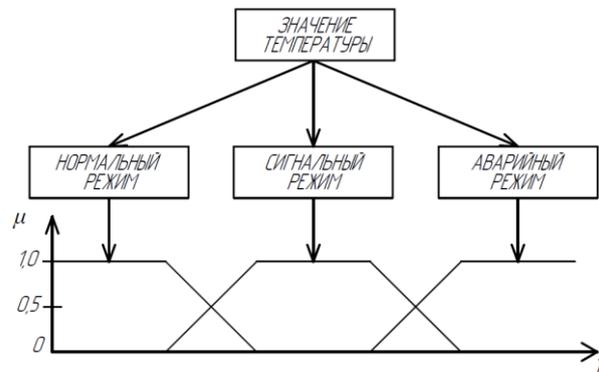


Рисунок 2 – Функции принадлежности нечетких множеств

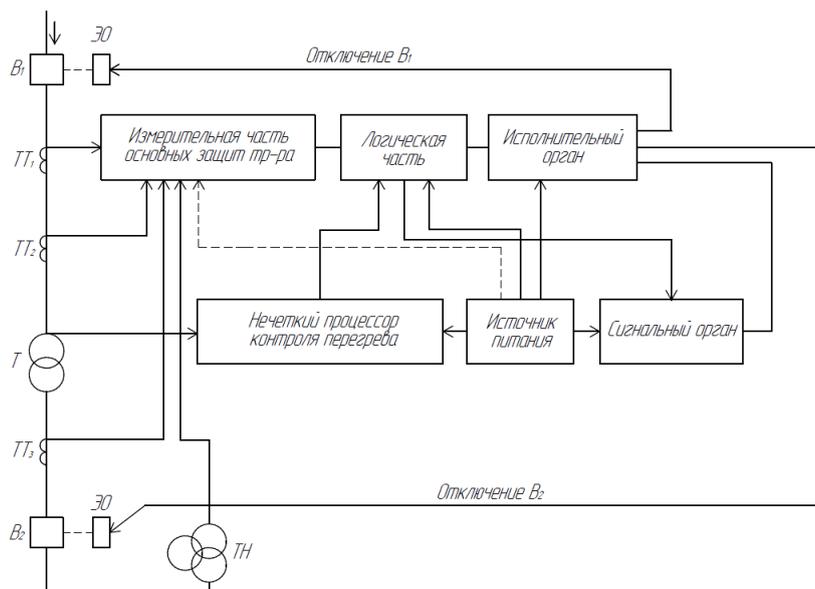


Рисунок 3 – Функциональная схема защит сухого трансформатора

Комбинация традиционных защит, непрерывного мониторинга температур обмоток и магнитопровода трансформатора и тепловой защиты на основе нечеткой логики позволяет не только защищать трансформатор от последствий перенапряжения и коротких замыканий, но и от перегрева и повреждения изоляции, вызванные рядом неэлектрических факторов. Температурная защита не только имеет важное значение с точки зрения эксплуатации, но и продлевает срок работы трансформатора.

Библиографический список:

1. Папков Б. В. Теория систем и системный анализ для электроэнергетиков. учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / Б. В. Папков, А. Л. Куликов. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва: Издательство Юрайт, 2019. – 470 с.
 2. Мельников М. А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / М. А. Мельников – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 218 с.

СЕКЦИЯ 2. АРХИТЕКТУРНОЕ ТВОРЧЕСТВО

УДК 72.031/.033

Метаморфоз жилого дворового пространства в архитектуре

Траат Л.А.

Научный руководитель – Коптяев Д.Л.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Настоящая статья представляет собой размышление, посвященное особенностям развития такого важного пространства коллективного бытия в жилой застройке как жилой двор и некоторым современным тенденциям в архитектуре городского жилья.

Появление и развитие жилого двора происходило с появлением городской многоквартирной жилой застройки (рис. 1). Анализ истории становления того, что сегодня называется жилым двором, позволяет увидеть и обобщить его функции и социокультурные значения.



Рисунок 1 – Жилой двор в городской многоквартирной жилой застройке

Первым типом жилища, как известно, были пещеры. Они обеспечивали защиту от врага и природной стихии. То есть здесь первостепенную роль играла функция защиты и духовной безопасности. Говорить о возникновении двора как типа пространства здесь тяжело, однако нельзя отрицать наличие центральной (коллективной) части жилища. Центральным местом в таком пространстве становится очаг. Первые жилища, создаваемые людьми, отвечали прежде всего двум базовым потребностям: сохранению жизни и ориентации в мире.

С разложением первобытнообщинного строя и образованием классов возникали государства. Древнейшие рабовладельческие государства – Египет и Месопотамия. Теперь не было жизненной потребности в объединении жилища для целого рода или общины. Наличие государства предполагало существование защиты населения от врагов или междоусобиц. Система добывания пищи также стала носить более организованный характер. Однако функция двора, как коллективного места общения или обмена информацией, осталась от первобытного строя. План египетского дома (рис. 2) – это структура замкнутых помещений, освещаемых только со стороны внутреннего двора (на фасаде дома отсутствовали окна). На крыше устроена терраса, где обитатели дома ночуют в жаркое время. Комнаты группировались вокруг внутреннего дворика с верандой, обращенной на север. Мощные наружные стены без проемов, как и в первых жилищах человека – защита, только теперь от жаркого палящего солнца и пыльных бурь.

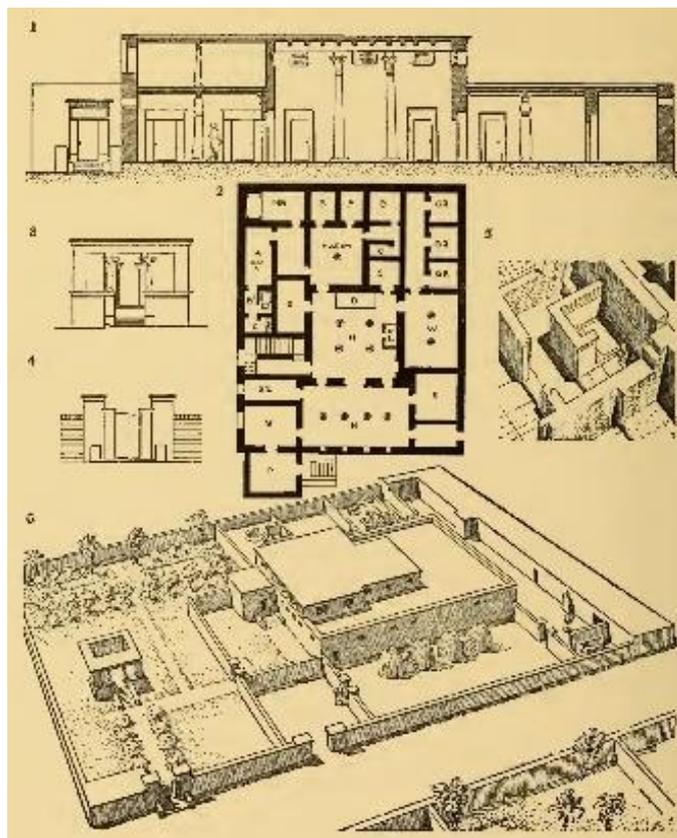


Рисунок 2 – План египетского дома с внутренним двором

Для греческого традиционного жилого дома характерна замкнутость: все помещения обращены к внутреннему дворику – пастадный тип (позже перистильный). Замкнутая структура жилого дома, прежде всего, определялась климатическими условиями. Двор обеспечивал инсоляцию и освещение жилых помещений. В дальнейшем структура дома с двориком сохраняется, но «пастада» заменяется «перистилем». Обычно дом разделялся на две половины: мужскую и женскую, и каждая имела свой внутренний двор, окруженный с трех сторон колоннами. Двор (рис. 3) носил парадный характер и служил, в основном, для приема гостей и проведения пиров.



Рисунок 3 – Вид перистильного греческого двора жилого дома

Архитектура Возрождения возникает на пересечении культуры Средневековья и Античности. Постепенно сформировалась структура жилого дома, совмещающая в себе обе культуры. И снова роль личности имеет огромное значение. Главная идея – гармоническое совершенствование личности, что напрямую отражается в применении пропорций человека и природы в формах архитектуры. В этот период жилой двор окончательно становится парадным и

теперь носит лишь светский характер. Жилой двор (рис. 4) зачастую еще носит замкнутый характер в силу влияния античной архитектуры и принципа защиты, сохранившегося с периода средневековья, но постепенно становится все более открытым. В этот период появляется подобная структура дома с двором, полностью открытым с одной стороны. Эта структура позднее была развита в эпоху барокко.



Рисунок 4 – Дворовое пространство в эпоху Ренессанса

В XVIII веке происходит быстрое развитие общества. Формируются два направления типов мировоззрения, основанные на разных способах познания мира: сенсуализм и рационализм. Сенсуалисты доводят гуманистический подход в познании мира и себя, человека эпохи Возрождения, до чувственного способа восприятия мира. Как следствие, возникает новый стиль – барокко. Из рационализма выходит стиль классицизм, продолжающий античные традиции. Однако структура, функция и символика жилого двора оставались практически неизменными до начала XX века. Двор носил лишь светский характер и служил для различных торжеств, поэтому становился все более пышным и декоративно украшенным. Пропорции двора зависели от состоятельности хозяина. Двор отражал лишь образ жизни людей.

Социальные революции в различных странах привели к установлению демократии, и, как следствие, типовой архитектуры для каждого гражданина страны. Двор (рис.5) сохранил, в основном, лишь функцию отдыха и воспитания. Со второй половины 1930-х годов в городских жилых кварталах двор был довольно компактным и замкнутым.



Рисунок 5 – Фрагмент дворового пространства в 1930 годах

Функции жилого двора, таким образом, различались в разные периоды его становления и развития. Если в период неолита функции жилища и двора, соответственно, были связаны только с безопасным существованием, то в наше время можно увидеть ряд других ориентиров, отвечающих за формирование функции дворового пространства, таких как утилитарная, санитарная-гигиеническая, общения, эстетическая игровая, которые заметно отличаются от первоначальных функций.

К функциям, которые в разное время были закреплены за дворовым пространством относятся следующие: оборонительная, утилитарная, теплозащитная, коммерческая, изоляционная, санитарная-гигиеническая, общения, эстетическая и игровая.

Выявленные функции двора позволяют трактовать двор как средство удовлетворения коллективных потребностей, стало быть, отметить его социокультурные значения, которые проявляются сегодня в таких трактовках жилого двора как «коллективное пространство бытия», «экологический тамбур», «пространство коллективного взаимодействия», «среда отдыха и воспитания».

Следует отметить, что функции жилого двора и его социокультурное значение (интерпретация) все более выражают устремленность и ценности коллективной жизни в сфере образования, культуры и духовного развития (рис. 6).

С появлением многоквартирных домов, должны создаваться коллективные пространства для соседств, места сплочения и общения жителей домов, места в которых люди могут чувствовать и ощущать единомыслие, места взаимодействия как важнейшие пространства проявления и развития коллективного бытия.

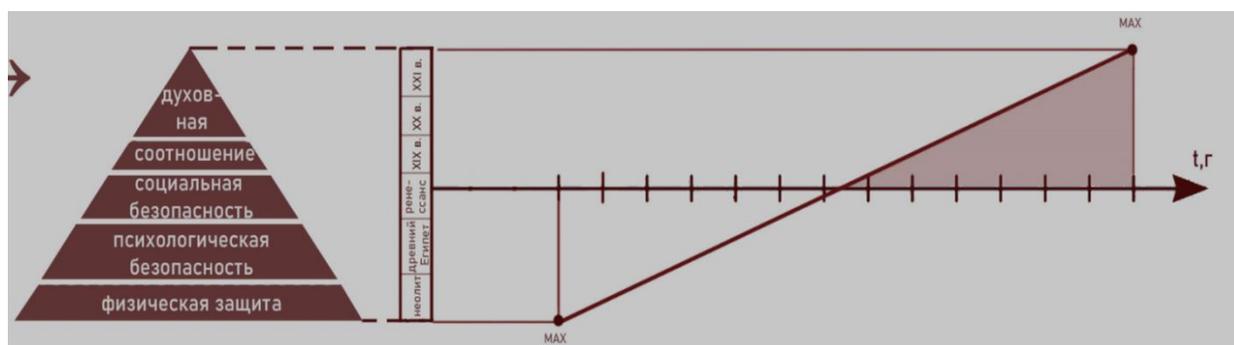


Рисунок 6 – Схема развития функций и значений жилого двора как места коллективного обитания

Приведенный выше материал позволяет сопоставить актуальность функций и смыслов жилого двора в городской застройке с традиционным пространственным его выражением (рис. 7) – «горизонтальный двор».

Такой горизонтальный двор – есть выражение пространства бытия «горизонтальных сообществ», т.е. коллективов обитателей, осваивающих и формирующихся в приземном слое городского жилья. Однако развитие современного городского жилища все чаще связано с вертикалью, ростом вверх, что позволяет сегодня все чаще обращаться к новому осмыслению соседства как коллективного субъекта бытия – «вертикальному сообществу» (рис. 8). В то же время, развитие городского жилья идет по пути все большей его многофункциональности, когда жилье стремится реализовать все стороны жизни человека (например, труд, быт и отдых), включая и коллективные ценности. Таким образом, можно увидеть, что жизнь (взаимодействие) в городе начинает обретать вертикальное измерение, равно как город начинает менять вектор развития от «лабиринта» к «башне».

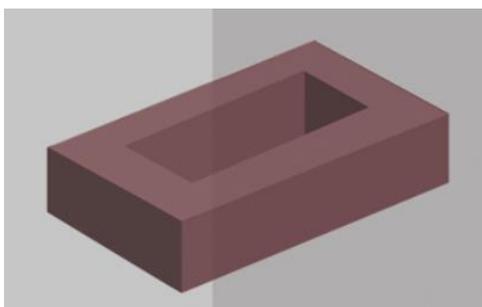


Рисунок 7 – Пространственная модель традиционного двора в наше время

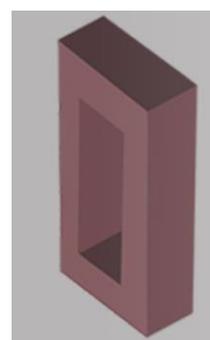


Рисунок 8 – Пространственная модель «вертикального» двора и «вертикального соседства»

Обозначенная тенденция проявляется интересным образом в архитектуре, в которую все чаще вторгается «градостроительство», т.е. территориально-пространственные образования (в нашем случае это жилой двор) проявляются в объемно-пространственных (в архитектурных объектах). «Горизонтальные» идеи, знаки и смыслы видны в «вертикальных» (рис. 9).



а) – Mirador, б) – Parkrand, арх. MVRDV

Рисунок 10 – Современные жилые комплексы как новая пространственная форма «вертикальных» городских сообществ, выражающая в архитектуре ценности коллективного бытия – жилой двор

Таким образом, можно говорить о метаморфозе жилого двора, который выражается в «архитектурной плоскости», внося тем самым в архитектуру новые смыслы и ценности коллективного бытия, вновь материализуя в архитектуре идеи интеракционизма, когда социальное взаимодействие является центральной категорией коллективного бытия.

УДК 711.585

Реконструкция жилья как процесс современного развития города

Вольф Ю.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Сегодня реконструкция жилья, территорий, городов представляет собой не только современный тренд в развитии городов, но и насущную необходимость и актуальность как процесса, обеспечивающего и гарантирующего гармоничное, жизнеспособное и устойчивое развитие города и общества. Устойчивое развитие любого города немыслимо без реконструкции, представляющей собой сегодня современную тактику и стратегию развития города [1]. Данное утверждение подтверждается мнением, что гармонично развивающийся город тот город, в котором инвестиции в процесс нового строительства и инвестиции в процесс реконструкции примерно равны (50 % / 50 %), что опять же актуализирует тему реконструкции как важнейшего процесса развития города.

В экономическом аспекте реконструкция жилых домов и вторичное обживание некогда освоенных территорий требуют затрат на 30% меньше, чем новое строительство.

Масштабы проблемы реконструкции для Российской Федерации велики и обуславливают безотлагательность реконструкции: в РФ типовая пятиэтажная застройка (1950-60-х годов) составляет около 20% всего жилого фонда страны, что представляет собой как проблему развития городов, так и ресурс их развития.

Исследованиями, проводимыми на кафедре архитектуры в 2011 году в Ухте, было выявлено, что жилой фонд города сформирован преимущественно типовыми сериями, среди которых пятиэтажная застройка представлена 447 кирпичной и 467 панельной сериями.

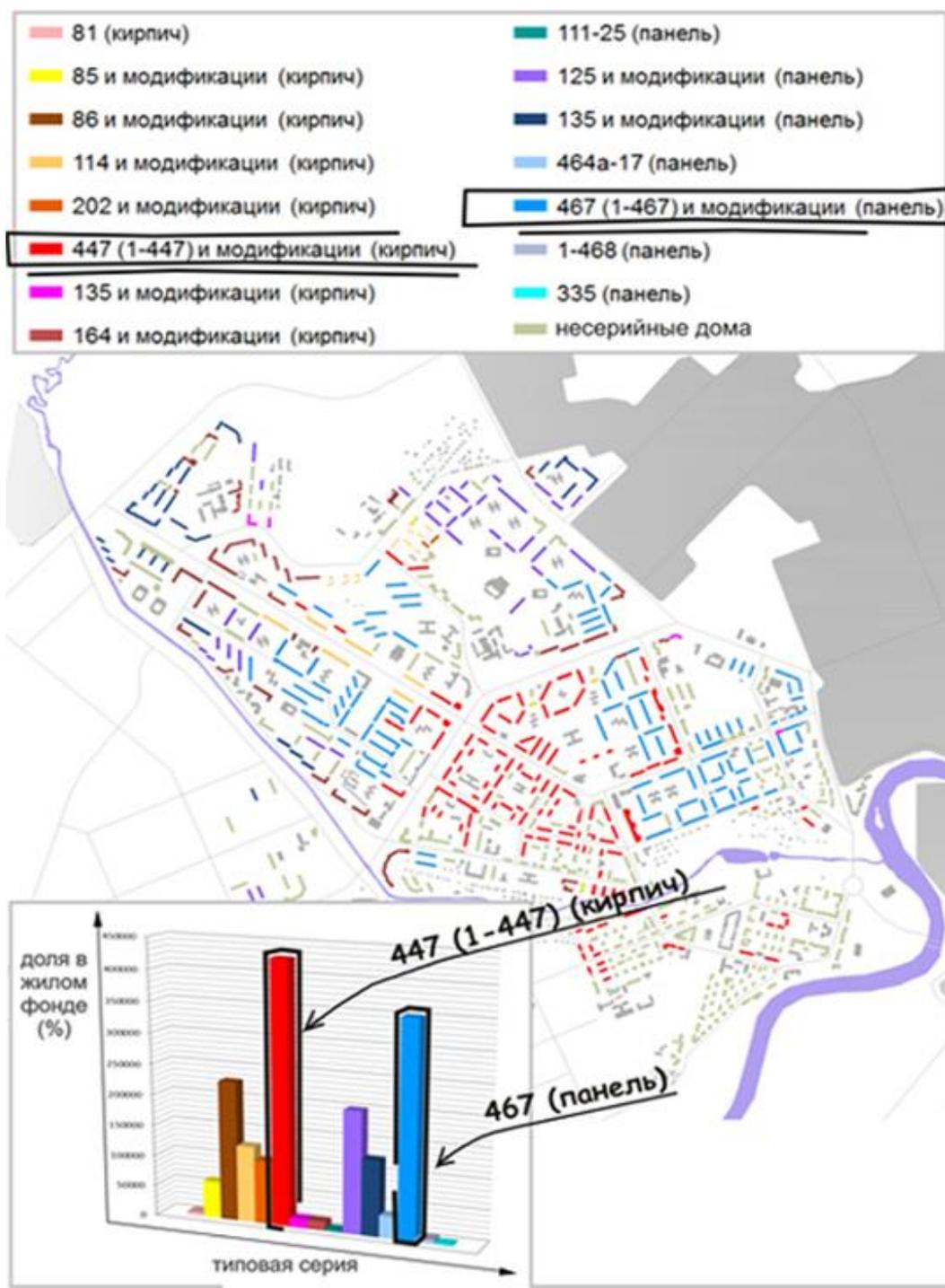


Рисунок 1 – Схема распределения жилой застройки города по типовым проектам

Генеральный план Ухты, принятый в 2013 году на 20 лет вперед, не содержит стратегических разделов, связанных с реконструкцией уже сложившейся части города, он ориентирован в большей мере на освоение и застройку новых (юго-западных) территорий.

Реконструкция жилья – это всегда процесс адресный, поэтому важным является учет и оценка ресурсов реконструкции, обеспечивающих возможность ее реализации. Среди ресурсов реконструкции принято выделять следующие: первые этажи; последние этажи и покрытия домов; уширение корпуса; перепланировка.

Первые этажи – это приземный уровень жилья, активное использование которого позволяет организовывать коллективную деятельность в нежилой сфере: предприятия культурно-бытового обслуживания, досуговые, кружковые и образовательные учреждения; также формировать особые типы жилья (например, «квартира – дом с палисадом»), расширяя номенклатуру квартир жилого дома (рис. 2).

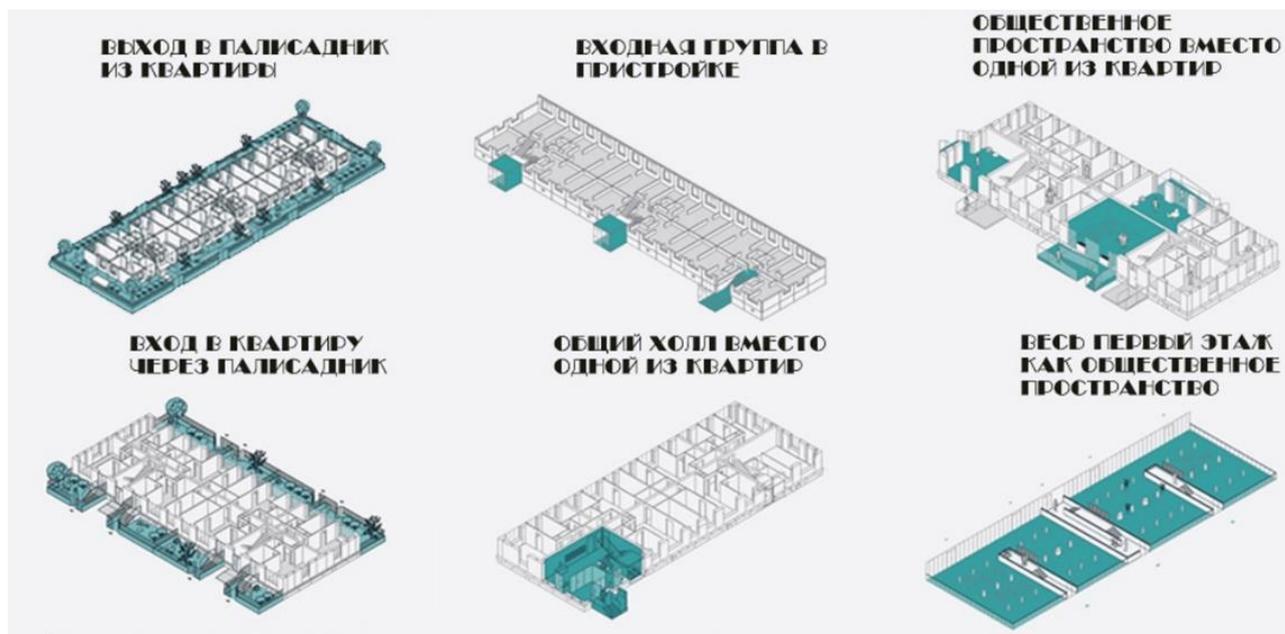


Рисунок 2 – Приемы реконструкции и использования первых этажей

Последние этажи и покрытия домов реконструируются за счет надстроек, либо выборочного (локального) удаления объемов (фрагментов) верхней части жилого дома. Надстройки позволяют создать различные общественные и жилые пространства (открытого и закрытого контура) (рис. 3).



Рисунок 3 – Приемы реконструкции и использования последних этажей и покрытий домов

Уширение корпуса происходит путем пристроек. Пристройки могут быть «глобальные» – такие как увеличение корпуса по всему фасаду, и локальные – такие как устройство балконов, лоджий, эркеров и ризалитов (рис. 4).

Использование ресурсов позволяет уменьшать или увеличивать площади жилых объектов или объектов общественного назначения. Пользование ресурсов и приемов реконструкции застройки способствуют совершенствованию социально-функциональных характеристик и объемно-пространственных и планировочных параметров застройки и жилой среды в целом.

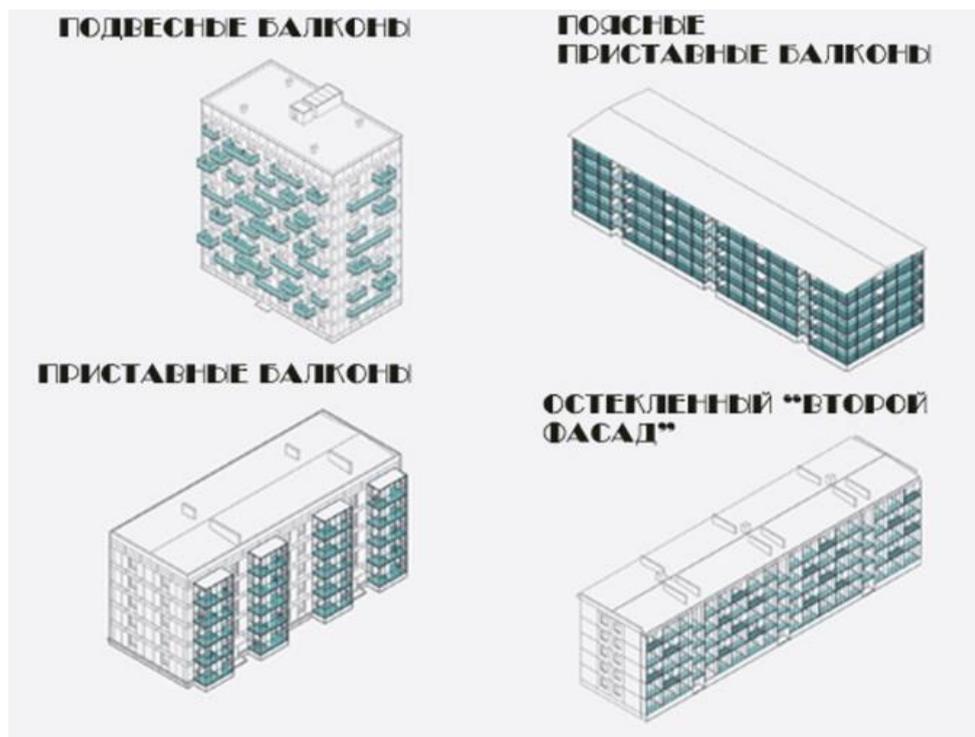


Рисунок 4 – Приемы реконструкции с уширением корпуса

Самыми яркими примерами реконструкции пятиэтажной застройки являются немецкие города Лайнефельде и Галле, а также финский Хельсинки (рис. 5). При реконструкции учитывался масштаб и ресурсы: реконструировали не с отдельные дома, а жилая застройка в целом. Среди приемов и средств реконструкции использованы следующие: уменьшение этажности жилых домов, разукрупнение застройки и отдельных зданий, использование новых колористических решений фасадов, организация жилых и общественных пространства, перепланировка квартир и т.д.



1 – Лайнефельде; 2 – Галле; 3 – Хельсинки

Рисунок 5 – Приемы реконструкции пятиэтажной застройки

В Ухте вопрос о реконструкции пятиэтажной застройки остается открытым. Развитие города должно происходить не только за счет строительства на новых территориях, но и за счет реконструкции уже существующей застройки. Реконструкция должна учитывать место расположения, климатические характеристики, ресурсы и т.д., таким образом становиться адресной для каждого конкретного места, а не массовой. Реконструкция пятиэтажной застройки – важный аспект устойчивого развития города.

Библиографический список:

1. Николенко, Т. Ю. Реконструкция как тактика городского развития в постиндустриальной культуре / Актуальные тенденции в зарубежной архитектуре и их мировоззренческие и стилевые истоки (сборник научных трудов) – Москва: НИИТАГ, 1998. – С. 118-125.

УДК 728:332.821

Социальное жильё. Проблемы и решения

Гаврилова М.Е.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В данной статье проблема социального жилья в отечественной и зарубежной практике и теории рассмотрена с позиции феномена экономического, социального, правового, муниципального и архитектурного.

Социальное жильё является важной составляющей в развитии жилищной политики государства и общества в целом. Но в отечественной практике оно не заявлено как нечто цельное, как некое явление, а представлено фрагментарно: в ряде работ – это архитектурное положение, где-то муниципальный термин или понятие, имеющее правовой статус. На сегодняшний день как у специалистов, так и у обывателей все представления о социальном жилье разрозненны. Статья сделана с целью того, чтобы попытаться увидеть социальное жильё как определенную целостность, как некий феномен, сквозь призму совокупности различных областей знаний. А также предпринята попытка наметить структуру этого целого.

Анализ источников (статей, документов), освещающих проблему социального жилья с нормативно-правовой, экономической и социальной точки зрения, показал все многообразие терминологии, в совокупности формирующей описание социального жилья как феномена. Трактовки социального жилья имеют различия в юридическом, муниципальном, правовом и нормативном аспектах. Так, например, в ст. 19 ЖК РФ используются термины муниципальное жильё и жильё по договору социального найма. Синонимы понятия социальное жильё иногда имеют нормативный или экономический подтекст - бюджетное жильё, субсидируемое жильё, публичная собственность (здесь последний говорит о форме предоставления жилья). В терминологии затрагивается и социальный аспект – жильё для очередников, общественное жильё, социально-ориентированное жильё.

По данным Европейской Федерации социального жилищного хозяйства в Европе используются такие термины, как: общественное жильё (в Дании), жильё с ограниченной прибылью (в Австрии), целевое жильё (в Германии), некоммерческое жильё (в Италии), защищенное государством жильё (в Испании), жильё коммунального комплекса (в Швеции), жильё с умеренной арендной платой (во Франции) (рис. 1).

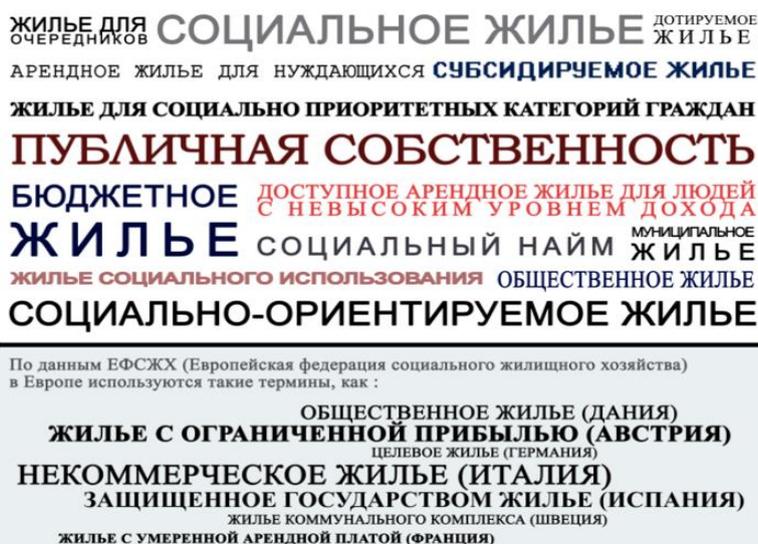


Рисунок 1 – Синонимы термина «Социальное жильё»

Получается, что изученные источники, затрагивая тему социального жилья, оперируют различными терминами, которые относятся ко множеству областей знаний человечества. Это доказывает, с одной стороны, всю неясность понятия социального жилья, с другой – его сложность, многогранность и многоаспектность.

Нормативно-правовые документы, статьи и непосредственно архитектурный опыт были рассмотрены и на предмет портрета обитателя социального жилья. Для кого оно создается? На рисунке 2 представлены категории населения, которые в определенный период жизни могут стать претендентами на социальное жильё. Это могут быть молодые семьи, пожилые, студенты и многие другие. Таким образом, мы видим, что портрет обитателя достаточно пестрый. Нуждающимися в социальном жилье могут быть люди различные по социально-демографическим характеристикам. В целом это все экономически несамостоятельные категории граждан, в число которых могут входить и ветераны, и многодетные семьи, и одиночки.

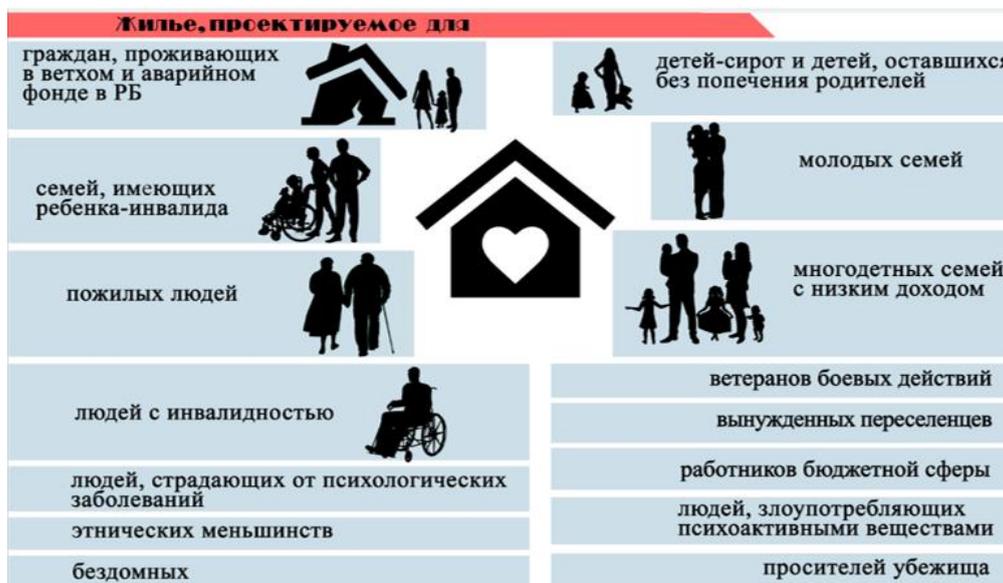


Рисунок 2 – Потрет обитателя социального жилья

Широкий контингент проживающих в социальном жилье приводит к таким важным характеристикам жилища как адресность, разнообразие, адекватность и внимательность. Такое жилье должно учитывать потребности различных категорий населения. Отсюда можно заключить, что такое жилье должно обладать механизмами адаптации - в нашем случае функционально-пространственной адаптации. Социальное жилье не должно быть сегрегированным, наоборот, здесь важную позицию занимает концепция интеграции. При чем интеграция как на уровне города, так и на уровне жилого комплекса.

Социальное жильё может стать инструментом формирования качественной доступной жилой среды. Существует мнение, что социальное жилище может приносить лишь убытки его владельцам и государству в целом, но это утверждение является ошибочным. Некоторые исследования показывают, что, такое жилье может положительно влиять на разные стороны жизни населения. На рисунке 3 перечислены преимущества строительства качественного социального жилья:

1. Экономический рост. Увеличение предложения социального жилья является методом стабилизации и стимулирования национальной экономики. Яркий тому пример – Великобритания, где каждый фунт стерлингов, инвестированный в социальное жилье, приносит 2,83 фунта стерлингов экономике в целом.

2. Образование. Достойное доступное жилье способствует созданию атмосферы стабильности для детей, что благоприятно влияет на результаты учебы.

3. Улучшение здоровья. Дефицит качественного социального жилья негативно влияет на здоровье человека, а, следовательно, на работоспособность и на успеваемость на учебе. Это приносит экономические убытки домохозяйствам и обществам.

4. Экономическая безопасность домохозяйств. Вследствие доступа к финансово доступному и качественному жилью у семей с низкими доходами увеличиваются средства на здравоохранение, продукты питания, образование и т.д.

5. Доступ к занятости. Качественное доступное (оно же социальное) жилье расположено в непосредственной близости от работы и объектов обслуживания.

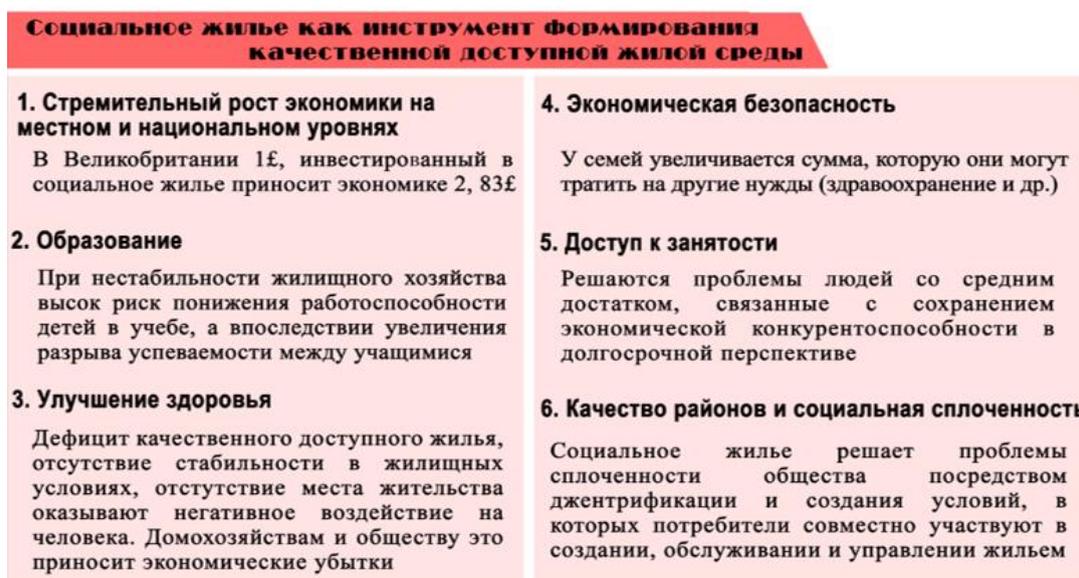


Рисунок 3 - Преимущества качественного доступного жилья

6. Качество районов и социальная сплоченность. Социальное жилье может стать средством преодоления социальной сегрегации вовлекая обитателя в его создание и развитие. Это также позволяет удешевить строительство.

Перечисленные преимущества демонстрируют, что социальное жилье способно формировать благоприятную среду обитания для человека и даже приносить прибыль. В целом получается, что строительство социального жилья – это вклад в экономику, в образование, в здравоохранение и т.д.

Понятия, затрагивающие тему социального жилья, встречаются в таких нормативно-правовых актах, как:

1. Жилищный кодекс РФ от 29.12.2004 № 188-ФЗ (ред. от 27.10.2020), где в ст. 19 жилищный фонд в зависимости от целей использования подразделяется на: индивидуальный жилищный фонд, жилищный фонд коммерческого использования, жилищный фонд социального использования и специализированный жилищный фонд. Где жилищный фонд социального использования – это жилые помещения государства (муниципалитета), предоставляемые по договорам социального найма. А специализированный жилищный фонд – жилые помещения государства (муниципалитета), предназначенные для нуждающихся.

2. Тематический Федеральный закон №1541-1 от 4 июля 1991 г. содержит нормативы процесса приватизации - а это различные права и условия предоставления бесплатного жилья.

3. В СП 54.13330.2016 «Здания жилые многоквартирные». Актуализированная редакция СНиП 31-01-2003 регулируются количественные показатели – минимальные площади квартир социального использования и помещений, а также некоторые другие особенности планировки.

4. В Кодексе РФ об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ (ред. от 15.10.2020, с изм. От 16.10.2020), говорящем о размере штрафа в случае нарушения требований договора найма жилых помещений жилищного фонда социального использования, социальное жилье называется наемным домом социального использования.

В названных источниках затрагивается юридическая сторона вопроса социального жилья. В нормативно-правовой сфере социальное жилье представляется именно бюджетным, дешевым объектом, соответствующим минимальным стандартам. Тема социального жилья достаточно широко представлена в нормативно-правовой базе, помимо норм площадей, она раскрывает и портрет обитателя, и некоторые планировочные особенности. Но вся информация в этих документах представлена недостаточно ёмко [1].

Низкая норма обеспеченности социальным жильем, зафиксированная в нормативных документах, становится главным параметром социального жилья, определяя его как некачественное, дешевое, отсюда и неблагоприятное жилище. Складывающееся негативное мнение о социальном жилье порождает мифы, которые далее рассматриваются в статье.

Несмотря на то что социальное жильё затрагивает все сферы общественной жизни, оно упоминается и в правовой базе, имеет место и в муниципальном, и управленческом аспектах, в социокультурном, культурно-бытовом планах и т.д., несмотря на это социальное жильё остается не до конца понятным явлением в отечественной практике. Об этом свидетельствует статья Константина Кияненко «Российская мифология социального жилища», которая раскрывает наиболее распространённые заблуждения по поводу доступного жилья (рис. 4) [2].

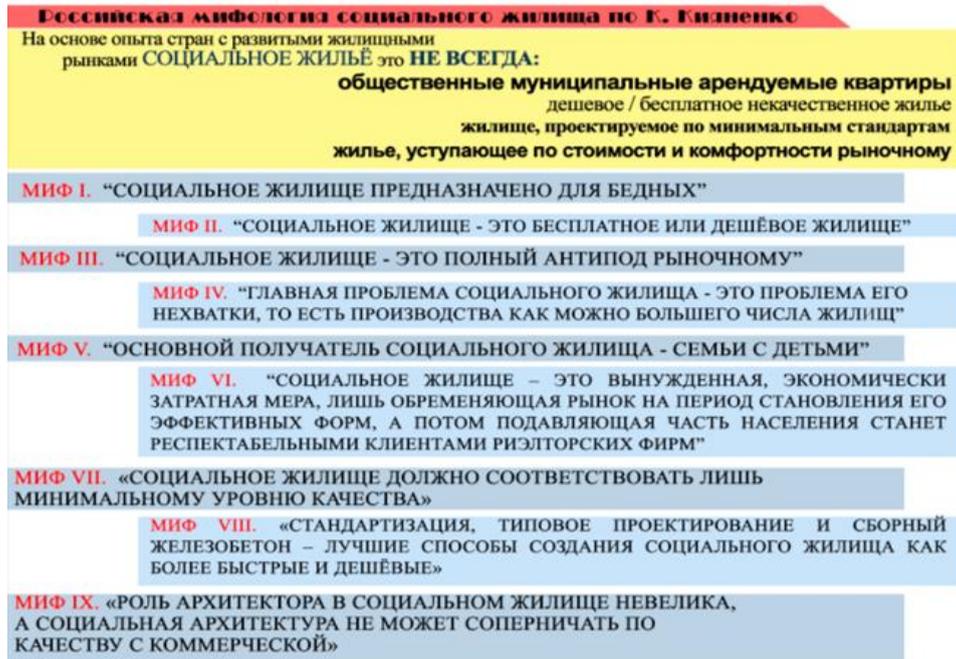


Рисунок 4 - Современные заблуждения о социальном жильё

Показательным является то, что в отечественном опыте существует мифология социального жилья, не опыт, теория или типология социального жилья, а именно мифы. И существование мифологии свидетельствует о недостаточной разработке темы социального жилья. Рассматривая социальное жильё, как архитектурное явление, можно отметить, что понимание социального жилья в зарубежной и отечественной архитектурной практике отличаются, это демонстрируют рассмотренные далее аналоги. Из отечественного опыта можно выделить примеры, которые являются одними из образцов разработки темы социального жилья в области архитектуры. Дому-коммуне на Орджоникидзе характерны жесткая организация жизни и сведение к минимуму всех площадей. Дом нового быта – должен был стать многофункциональным жилым комплексом с общественными пространствами и системой бытового обслуживания (рис. 5).

В зарубежном опыте прошлого выделяются: Фамилистер в Гизе, который олицетворяет собой «социальный дворец» для рабочих. Марсельская единица, задуманная как автономное жильё с минимальными площадями и богатой функциональной программой. Квартал Квинта Монрой с идеей адаптивного жилья, посредством создания условий для его трансформации (есть первоначальные блоки, которые могут дополняться). Социальное жильё в Канаде нацелено на социальное смешение, поэтому имеет множество коллективных пространств и особый образ (рис. 6) [3].

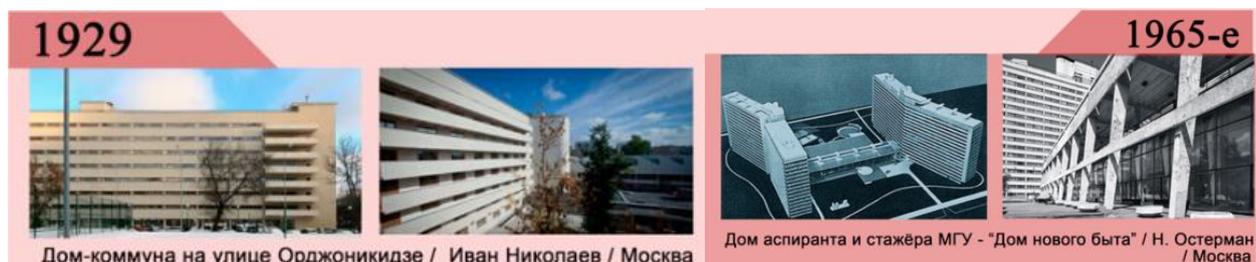


Рисунок 5 - Отечественные аналоги социального жилья



Рисунок 6 – Зарубежные аналоги социального жилья

Рассмотренные объекты социального жилья, а также некоторые статьи демонстрируют, что за границей более развита практика строительства социального жилья. В зарубежном опыте социальное жилье представляется как целостное явление, в отечественной же практике – полноценная картина еще не сложилась. Во всем многообразии зарубежного опыта, при отсутствии каких-либо стилистических особенностей, архитектурная тема все-таки существует, она развита и представлена достаточно ёмко. В зарубежной практике социальное жилье – это архитектурный феномен, в отечественной – это миф.

Библиографический список:

1. Постановления Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 ода № 323 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Обеспечение доступным и комфортным жильем и коммунальными услугами граждан Российской Федерации».
2. Кияненко, К. В. Российская мифология социального жилища [Электронный ресурс] Сайт «Архвестник». – URL: <http://archvestnik.ru/new/files/2056%20Kiyanenko%20102-107.pdf> (дата обращения: 12.03.2020).
3. Доступное жильё как образец дизайна [Электронный ресурс] // Электронный журнал «archi.ru». – URL: <http://archi.ru/world/23044/dostupnoe-zhile-kak-obrazec-dizaina> (дата обращения: 12.03.2020).

УДК 725.949

Освещение городского пространства Ухты

Кикория Т.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Освещение города является многофункциональной структурой, выполняющей такие задачи, как обеспечивает видимость в темное время суток, создает безопасные условия для передвижения пешеходов и автомобильного транспорта, организованных архитектурных пространств, формирует эстетическую выразительность территории.

Анализ территории г. Ухта показал, что в городе применяются виды освещения: **дорожное** – магистралей, улиц; **пешеходных зон** – вдоль набережной р. Чибью, пешеходных аллей детского парка и парка КиО, тротуаров (безопасность, ориентация пешеходов), **архитектурное** – подсветка общественных зданий и памятников, **праздничное** – новогодняя подсветка зданий, улиц, площадей, снежных, ледяных фигур (рисунок 1), **декоративное садово-парковое** – сооружения набережной р. Чибью, **рекламное** – подсветка витрин магазинов, рекламных щитов, фасадов общественных зданий: торговый центр «Ярмарка», офисные здания «Транснефть», «Газпром», «Лукойл», различных магазинов (рисунок 2).



Рисунок 1 – Праздничное освещение Ухты (подсветка зданий, ледяных скульптур)

Цветная подсветка ледяных фигур вносит акценты, обогащая зимнюю палитру города. Праздничное (новогоднее) освещение города ограничено цветовой палитрой. Освещение входа в парк «КиО» не соответствует стилю «старого» города.



а) здание церкви (бывший ЦДК), б) Дворец культуры

Рисунок 2 – Архитектурная подсветка общественных зданий

Освещение целесообразно осуществлять по «тектоническому принципу» с акцентом на ордерную тектонику. Однако архитектурная подсветка общественных зданий демонстрирует полное отсутствие концепции в подсветке фасада, которое разорвано на фрагменты, не согласованные с целостным решением (рисунок 2). Древние зодчие учитывали влияние и действие света на выявление архитектурной формы, к сожалению, в Ухте эти особенности не учитываются. Точечная архитектурная подсветка главного фасада Дворца культуры не выполняет своего назначения. Торшерные светильники по периметру платформы Дворца не функционируют, являются скульптурным элементом пространства.

В городе выявлены следующие типы освещения (рисунок 3): локальное (выделение отдельных элементов), контурное (выделение границ всего объекта), заливающее (комплексная подсветка зданий, памятников), маркировочное (выделение границ безопасности сооружений и транспортных и пешеходных путей).

Световое решение главной (Комсомольской) площади города не имеет визуально-образной специфики, характеризуется функциональным назначением, включает в себя светопространства движения и общения. Подсветка деревьев также не имеет единого замысла. Гирлянды висят так, как получилось-удалось. Ограждающие столбики «боллард» расположены напротив входа в офисное здание «Газпрома» обозначают границу пространства, условно освещая горизонтальную плоскость (рисунок 3).



Заливающее освещение здания «Газпрома»

Контурное освещение моста на Набережной Газовиков



Локальное освещение здания «Газпрома»



Маркировочное освещение на Комсомольской площади

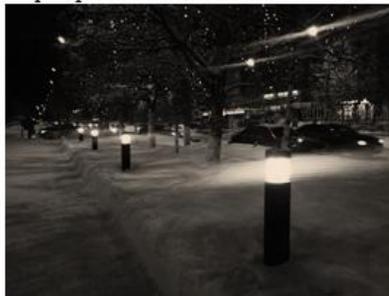
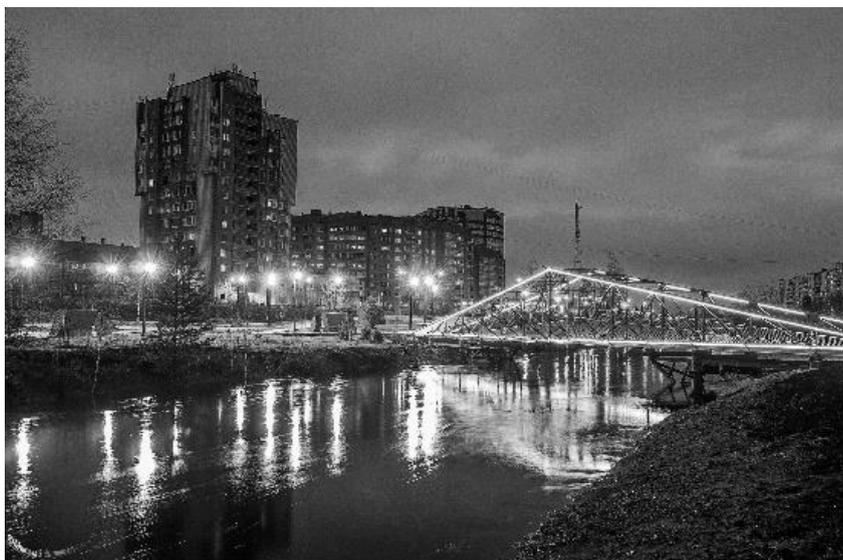


Рисунок 3 – Типы освещения в г. Ухта

Не мало важное значение имеет внешний вид осветительных приборов в дневное время. Визуальные характеристики, ритм расположения светильников устрашающе доминируют на территории «новой» набережной р.Чибью. По мнению автора, целесообразно изменить колористическое решение столбов, придав им светлые оттенки серого, зеленого цветов, или же ввести дополнительно ярко-красные, синие акценты. Декоративное садово-парковое освещение объектов ландшафта является в то же время функциональным, обозначая направления передвижения посетителей набережной, создавая безопасные пространства (рисунок 4а). Подсветка точечными светильниками, встроенными в поверхность земли, не целесообразна, так как нижняя часть панно не имеет изображения, текста, не детализована (рисунок 4б). Видимость изображения обеспечена парковыми светильниками. Возможно, а порой целесообразно использование искусственного освещения, но нужно четко определять его необходимость, так как избыточное использование осветительных приборов приводит к световому загрязнению, нарушению жизненных циклов живых организмов.



а) пешеходного моста через р. Чибью, б) декоративного панно в парке

Рисунок 4 – Освещение городских объектов



Рисунок 5 – Освещение детского парка г. Ухты

В 2020 г. в детском парке заменено освещение на парковые светильники FENER 120 (с опаловым рассеивателем), FENER 120 DIRECT (с прозрачным плафоном и световым элементом, расположенным в верхней части светильника) и RUA 140 (изогнутые светильники). Опаловый рассеиватель создает равномерное свечение и мягкую световую среду (рисунок 5).



а) сквер имени Прядунова, б) парк «КиО»

Рисунок 6 – Торшерные светильники венчающего типа



а) пр. Космонавтов, б) пр. Ленина

Рисунок 7 – Функциональное освещение коммуникационных пространств

Недостаточное освещение пр. Космонавтов создает некомфортное, опасное пространство города (рисунок 7). «Световой» план плохо прочитывается, ночной город состоит из световых пятен, обозначающих территорию зданий, не функционирующих в темное время суток и имеющих закрытый доступ на территорию. Недостаточное освещение пр. Космонавтов создает некомфортное, опасное пространство города. Функциональное освещение пр. Ленина – главной улицы города разнохарактерно, мусорно, уплотнено. Функциональное освещение пешеходного пространства (привокзальной площади) соответствует требованиям освещенности, но не современно. Рекламное освещение наиболее изменчивый элемент систем городского освещения, не имеет продуманного решения, загромождает фасады зданий.



а) иллюзия светильников или «покосившаяся правда» без лампочек наружного освещения г. Ухта, б) светодиодные прожекторы (инструмент создания световых эффектов и декоративного освещения)

Рисунок 8 – Псевдоосвещение

Освещение дворовых территорий г. Ухта отсутствует. Применяется освещение входных групп в жилой дом, которое носит функциональное назначение (рисунок 9).



Рисунок 9 – Освещение дворовых территорий

Учитывая зарубежный опыт проектирование световой среды города, возможно использование стендов с цветным, светопрозрачным заполнением, прожекторами, арт-объектами, преобразующими вид открытых территорий в виде площадей, жилых дворов (рисунок 10).



Рисунок 10 – Инсталляция дизайн-студии Atomic3 на площади Эмили Гамелен, Монреаль, Канада (2011-2012 гг.)

Достоинства использования арт-объекта – изменяющаяся цвето-световая среда (за счет искусственного и естественного освещения), «светотерапия» недостатка света зимой в северных широтах (рисунок 11).



Рисунок 11 – Изменяемая пространственно-световая среда, Монреаль, Канада

Выводы:

1. Принципы формирования световой среды пешеходных улиц г. Ухта отсутствуют.
2. Осветительные приборы позволяют сформировать новую объемно-пространственную структуру среды города, но в Ухте данная особенность света не реализована. Главным образом, освещение – функционально используемое, но не композиционно или эстетически необходимое.
3. Преобладают высокомащтабовые установки, которые неэстетичные, увешаны различными проводами, кабелями.
4. Наружное освещения в виде системы заливающего и локального света не выявляет объект из темноты, не формирует архитектурно-световые ансамбли, а создает «островки» освещенных поверхностей и зон.
5. Экологичное и экономичное освещение в городе находится на этапе развития.

УДК 331.087

Концепция формирования открытых общественных пространств в городе Сосногорск

Костюкевич М.С.

Научный руководитель – Миронюк А. В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Посетив какой-либо город России, мы в первую очередь оцениваем уровень его развития, ухоженность улиц и мест отдыха, уровень благоустройства общегородских территорий. Благоустройство общественных пространств является той составляющей городской среды, которая формирует комфорт, эстетическую и функциональную привлекательность, качество и удобство жизни горожан.

Город Сосногорск сформирован в 1957 г. из двух частей – поселков Сосновка и Ижма, которые соединились в процессе развития города. Поселок Ижма образовался при строительстве железной дороги, поселок Сосновка возник при газоперерабатывающем заводе в начале 1940-х годов (рис.1).

Площадь города составляет 16,5 тысяч квадратных километров. Граничит с территориями городов Вуктыл, Печора, Ухта, Ижемского, Троицко-Печорского и Усть-Куломского районов. Территорию города параллельно руслу реки пересекает железнодорожная линия, отделяющая селитебную часть Сосногорска от коммунально-складских и промышленных зон. Город занимает выгодное транспортно-логистическое положение, через Сосногорск проходят транзитные автомобильные артерии на Сыктывкар, Вуктыл и Троицко-Печорск. Основными магистралями являются улицы: Лесная, Ленина, Вокзальная, Нагорная, Оплеснина и ул. Зои Космодемьянской.

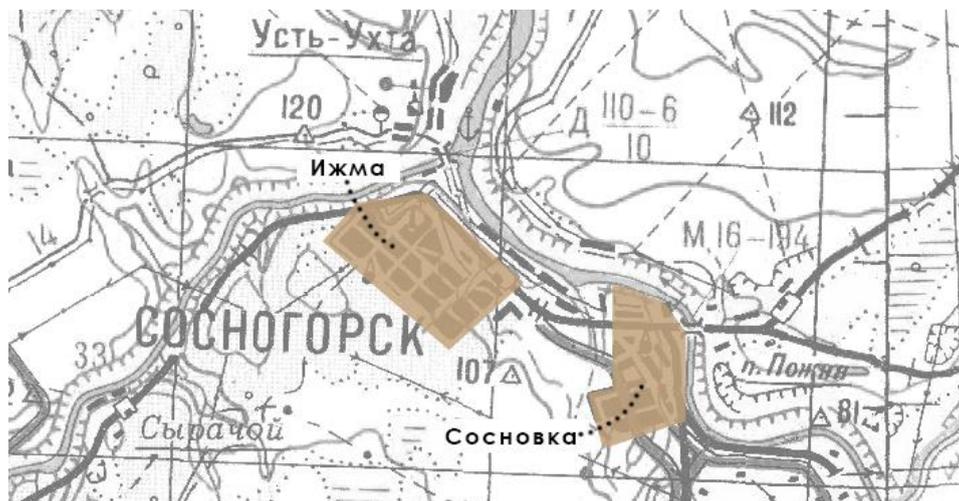


Рисунок 1 – Формирование поселений г. Сосногорск

Муниципальный район «Сосногорск» – молодой муниципалитет Республики Коми, географический и промышленный центр региона, население города составляет 26,5 тысяч человек. Наибольший процент населения составляют трудоспособные граждане в возрасте от 30 до 44 лет (23.7%). Наименьшая группа – в возрасте от 20 до 24 лет. Малые города столкнулись с проблемой оттока молодежи из регионов [1]. Климатические условия территории характеризуются как «суровые», что требует проведения специальных дополнительных защитных мероприятий при градостроительном освоении. Основной водной артерией района является река Ижма, в которую впадает река Ухта.

Жилая застройка города представлена жилыми кварталами 1940-1950-х годов, в основном высотой в 5 этажей, малоэтажными домами усадебного типа и относительно новыми массивами микрорайонов № 5 и № 6, построенными в 1970-х и 1980-х годы.

На основе исторически сложившемся градостроительном планировании выделено шесть основных зон города: промышленная часть, железнодорожная часть, частный сектор, пятый микрорайон, шестой микрорайон, район Сосновка. В устье реки Ухта расположился поселок Усть-Ухта (рис.2).

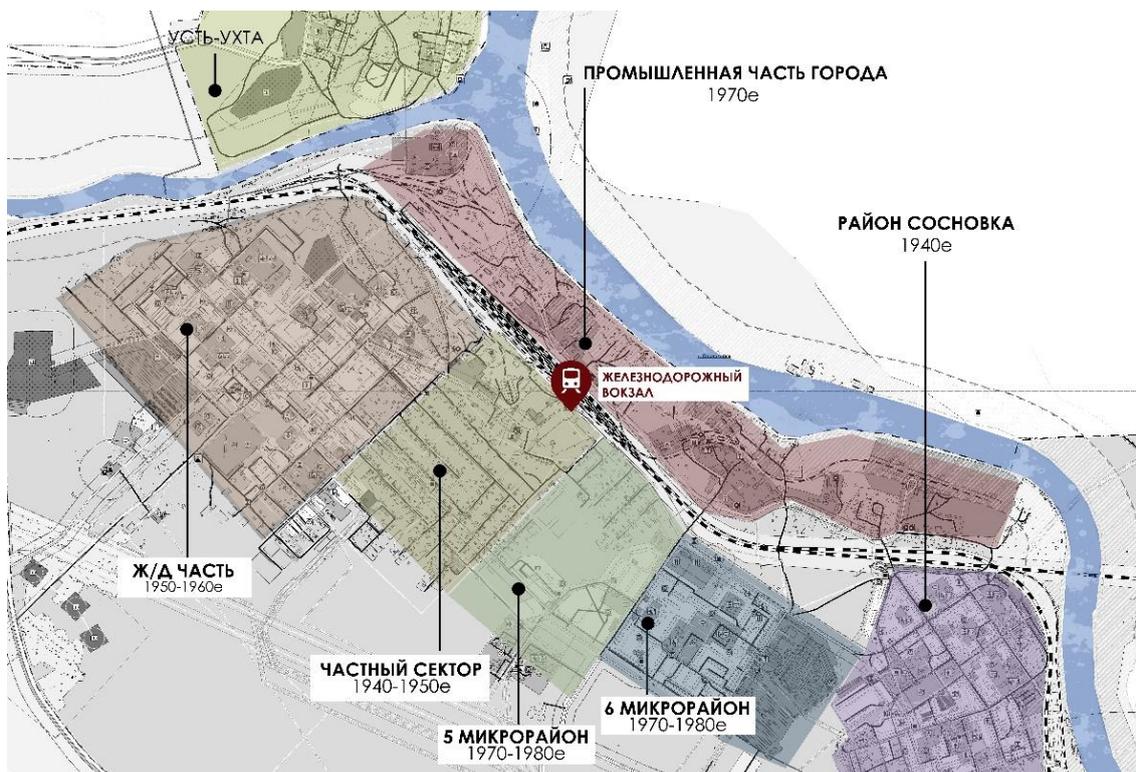


Рисунок 2 – Схема зонирования города Сосногорск

Главными факторами, определяющими проектную планировочную структуру Сосногорска, являются: взаимное расположение селитебной и производственной зон, внешние транспортные связи, зоны с особыми условиями использования территории (санитарно-защитные зоны предприятий сооружений и других объектов, водоохранные зоны и др.), сложившаяся планировочная структура и зонирование города, ландшафтные особенности территории. Фактическое состояние общественных пространств города Сосногорска характеризуется: недостаточно развитой инфраструктурой, отсутствием мест отдыха для различных категории граждан, отсутствием защиты от ветра, солнца и т.д. Возникновение новых привлекательных для горожан мест и системный мониторинг развивающейся сети общественных пространств города обеспечит возможность эффективного управления городскими процессами, а также восстановление социально-демографического потенциала. Городские улицы должны создавать максимально здоровую среду, отвечающую принципам устойчивого развития. Необходимо увеличивать площадь зеленых насаждений с учетом особенностей климата и эксплуатации, обеспечить уход за уже существующими насаждениями.

Каждый город уникален своей историей и традициями. В проекте благоустройства среды важно сохранить и подчеркнуть уникальный характер, историческое и культурное значение. Проектные мероприятия должны вернуть исторически сложившийся облик, грамотно интегрируя современные решения в среду. Разнообразие среды позволит охватить максимальный спектр потребностей и обеспечит визуальную насыщенность пространства с помощью акцентирования значимых объектов. Помимо основных функциональных зон, следует предусмотреть обустройство мест для встреч и отдыха, а также маршрутов для пешеходов с различными запросами. Создание территорий рекреационного значения, организация пешеходной и велосипедной инфраструктуры будет способствовать активизации населения и разнообразию туристического досуга. Повышение пешеходного комфорта и проницаемости территории будет интегрировать общественные пространства в городскую ткань. На рис.3 схематично представлено несколько вариантов велодорожных маршрутов в среде города.

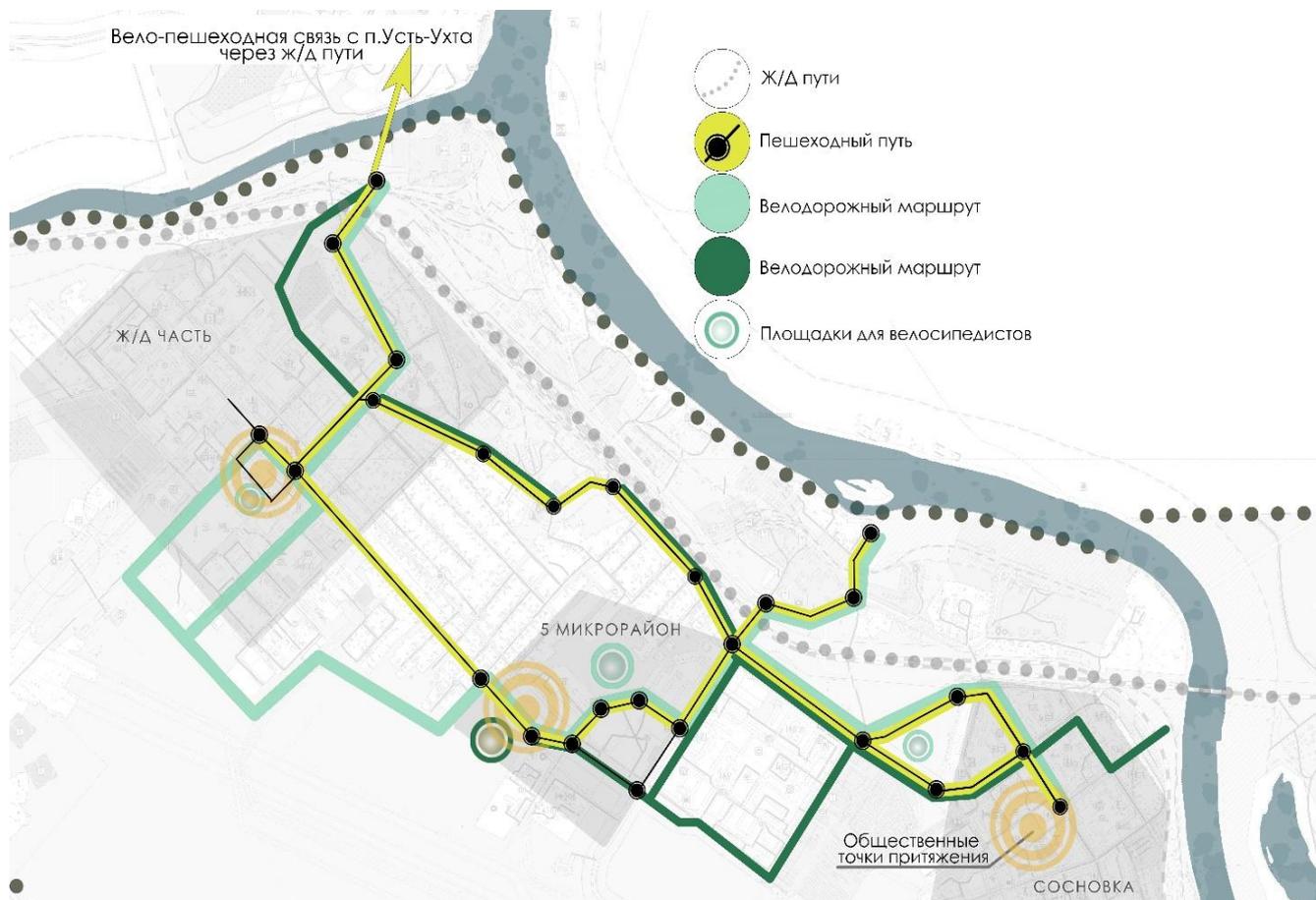


Рисунок 3 – Схема велопешеходного маршрута

Благодаря развитию и благоустройству общественных территорий появится возможность совмещенного проведения городских мероприятий: организация летних площадок, турниров, вечеров отдыха для всех категорий граждан, выставки, экскурсии, массовые народные гуляния, ярмарки, праздничные концерты. Культурное насыщение для населения позволит полностью самореализоваться каждой творческой личности, проживающей на территории города, позволит наладить культурно-массовые связи с другими районами. Проведение совместных фестивалей, турниров позволит познакомить гостей и участников с местным колоритом. Территории, предложенные для освоения, открывают огромные горизонты для общения, дружбы и развлечения гостей города.

Концепция предполагает развитие существующих мест притяжения, каждая из которых будет иметь свою смысловую идентичность и связь с определенным этапом истории развития города. Например, в железнодорожной части города расположен дом детского творчества, который формирует вокруг себя событийную зону в разное время года. Климатические условия не учтены в существующем благоустройстве территории, это препятствует комфортному пребыванию жителей города и туристов. В летний период из-за отсутствия укрытий от солнца, дождя и преобладания асфальтового покрытия находиться здесь тяжело и опасно. Необходимо организовать места для отдыха в тени, беседки и навесы. В зимний период территория популярна среди семей с детьми, однако находиться из-за отсутствия защиты от ветра дискомфортно. Для активизации пространства в холодное время года необходимо установить на пути пешехода отопляемые укрытия, расчищать снег и использовать его для организации горок для катания, трансформировать пустующие территории в места проведения массовых мероприятий – фестивалей, катков. Для каждого района в городе составлен свой сценарий развития (рис.4). Территории станут более популярными за счет повышения качества среды. Для интуитивно ясного передвижения и привлечения внимания к основным культурным объектам и площадкам развивается рекреационный маршрут и навигация. Благоустроенные территории и развитая инфраструктура активного отдыха станут точкой роста качества жизни горожан.

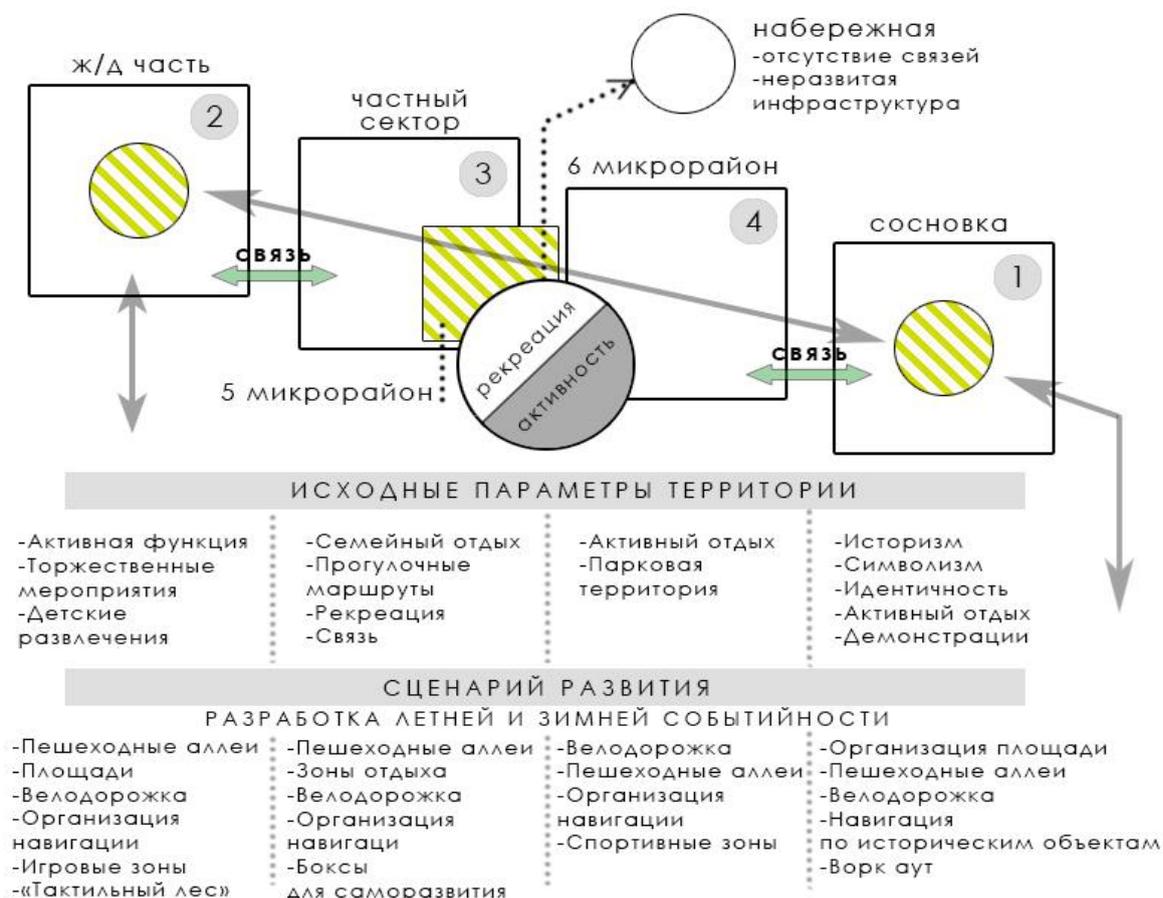


Рисунок 4 – Программа развития общественных пространств

Таким образом, концепция формирования открытых общественных пространств предполагает пять взаимодополняющих принципов:

1. Комфорт. Благоустройство городских пространств должно учитывать многостороннее функциональное использование и посещаемость – делать их комфортными для любых типов пользователей.

2. Экологичность. Городские улицы должны создавать максимально здоровую среду, отвечающую принципам устойчивого развития.

3. Безопасность. Для обеспечения этой составляющей необходимо предусмотреть ряд мер, в том числе организацию безопасных пешеходных переходов.

4. Идентичность. Каждый город уникален своей историей и традициями. Важно сохранить и подчеркнуть уникальный характер, историческое и культурное значение.

5. Разнообразие. Позволяет охватить максимальный спектр потребностей и обеспечивает визуальную насыщенность пространства.

Библиографический список:

1. Общая информация. Муниципальный район «Сосногорск» / [Электронный ресурс]: <http://sosnogorsk.org/about/info/?cecutient=Y> (дата обращения 20.03.2021).

УДК 331.087

Концепция формирования рекреационных коммуникаций в поселках Ветлосян и Подгорный

Крамарев А.Ю.

Научный руководитель – Миронюк А. В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ветлосян – поселок в Ухтинском районе, в трех километрах от города Ухта. Поселок Ветлосян возник в 1930-х годах как лагерный пункт, здесь размещали заключенных, позже появился деревообрабатывающий цех. В 1960-х годах на возвышенной части поселка

воздвигли профиль В.И. Ленина со смотровой зоной, откуда открываются уникальные виды на Ухту. Наименование «Ветлосян» с коми языка переводится как «охотничья тропа», так как поселок был построен в том месте, где располагались охотничьи угодья жителей села Усть-Ухта. В одном километре от Ветлосяна, у подножия возвышенной части расположился микрорайон Подгорный, основанный при заводе по производству кирпича и железобетонных изделий. Рядом с Подгорным находится станция Ветлосян – одна из крупнейших товарно-сортировочных станций Северной железной дороги.

Рабочий поселок Ветлосян находится в восточной части города Ухта. С центра города до поселка станция Ветлосян можно добраться на общественном транспорте за тридцать минут – расстояние пять километров от Комсомольской площади до конечной остановки на станции Ветлосян.

На участках, где располагаются поселки Ветлосян и Подгорный активный рельеф, перепад высот варьируется от 80 до 156 метров над уровнем моря. Рекреационная территория поселка Ветлосян, где возведен профиль Ленина, окружена смешанным лесом, заканчивается достаточно крутым склоном, спускающимся к железнодорожному вокзалу. Достоинством данных территорий можно считать близость к городу и природе, большой рекреационный потенциал, близость к реке, активный рельеф. Лесопарковая территория с существующими тропинками поселка Ветлосян представляет собой некую кулуарную зону, имеет большие озелененные участки, которые впоследствии могут быть использованы как рекреационные зоны для отдыха жителей и туристов. Огромный неиспользуемый земельный ресурс заброшенных промышленных зон с выработанным карьером поселка Подгорный открывает потенциал перспективного развития территории.



Рисунок 1 – Схема границ проектируемой территории

На рисунке 2 показана схема возможного использования рекреационных территорий и связи между ними.

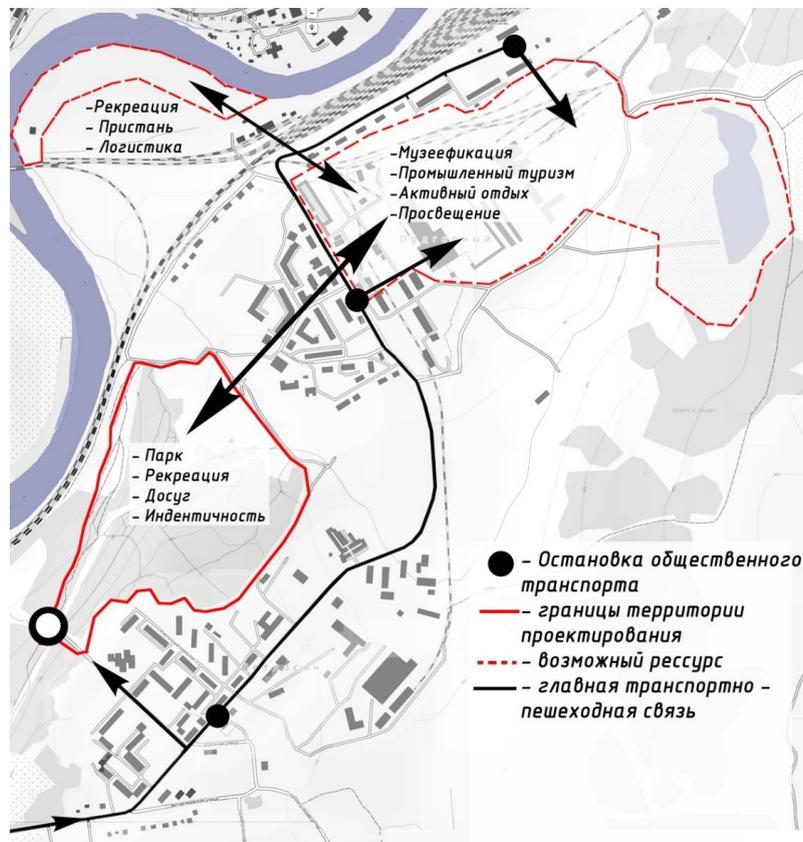


Рисунок 2 – Схема границ проектируемой территории

Туристический маршрут (рис. 5) проходит через лесопарковую зону, промышленную зону, выработанный карьер и набережную. Набережная предполагается запроектировать как свободную прогулочную зону с причалом для лодок, пирсом, зон отдыха и площадок для созерцания. Зброшенную промышленную зону планируется организовать в технопарк, в систему маршрутов по заводу – промышленный туризм. Возможное использование выработанного карьера – это музеефикация – выставки, установка информационных стендов и т.п.

В лесопарковой зоне предполагается спроектировать две зоны – зону тихого семейного отдыха и активную спортивную зону. В первой зоне будут располагаться прогулочные маршруты со смотровыми площадками (променадами), беседками, пикниковыми зонами (рис. 3). Во второй зоне – веревочный парк (тайпарк), спортивные маршруты для велосипедов в летнее время и лыжня для зимнего времени, спортивные площадки с тренажерами (воркаут) (рис. 4).



Рисунок 3 – Схема прогулочного маршрута лесопарковой зоны в поселке Ветлосян



Рисунок 4 – Схема спортивного маршрута лесопарковой зоны в поселке Ветлосян

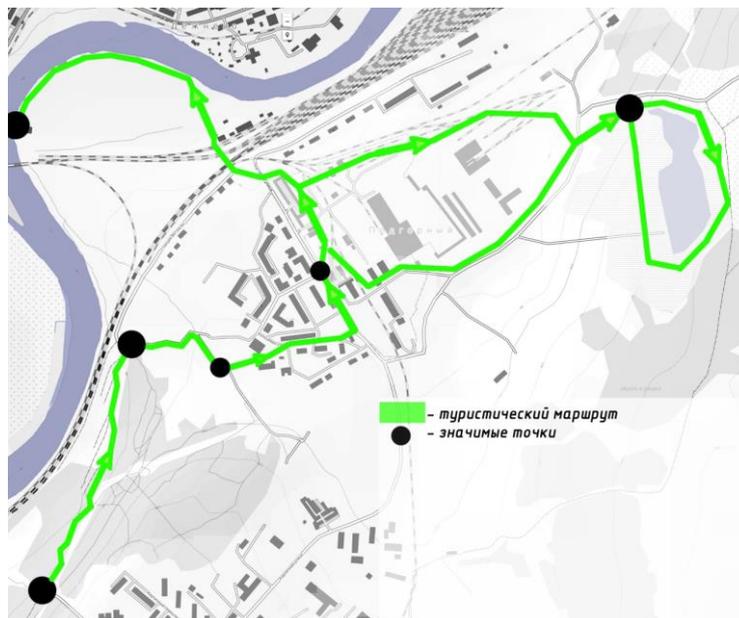


Рисунок 5 – Схема туристического маршрута

Актуальность разработки выбранной территории – это создание еще одного значимого места в непосредственной близости от города, организация условий для здоровой, комфортной, удобной жизни для всех категорий пользователей территории, привлечение туристов в поселки городского типа, развитие экономики, культуры и туризма.

УДК 712.256

Детские игровые площадки в жилой среде: проблемы зимнего благоустройства и пути решения

Траат К.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В работе рассматривается проблема детских игровых зон северного города в зимний период, анализируются 20 игровых зон в разных частях г. Ухта.

В зимнее время года большинство детских площадок не используются, но потребность в развлечениях у детей не исчезает.

Детские игровые пространства в городе, отличаются однообразием функционального назначения, бедностью, отсутствием художественного образа, цветового решения, игнорированием климатических особенностей, устарелостью оборудования, отсутствием осветительных приборов, неблагоприятным соседством (рисунок 1).



Рисунок 1 – Детские площадки г. Ухта, имеющие «неблагоприятные соседства»

Проанализировав детское игровое пространство дворовых участков г. Ухта, можно составить диаграммы, которые демонстрируют особенности территории, отведенной под площадки.

Уборка территории от снега в зимнее время производится не на всех игровых зонах, из двадцати зон лишь четыре было частично очищены от снега, что составляет всего 20% от общего числа. Только десять из двадцати площадок (45%) используются в зимний период, что происходит в следствие отсутствия игрового оборудования на заснеженных участках и уборки снега с территории со скудным набором игрового оборудования (рисунок 2).

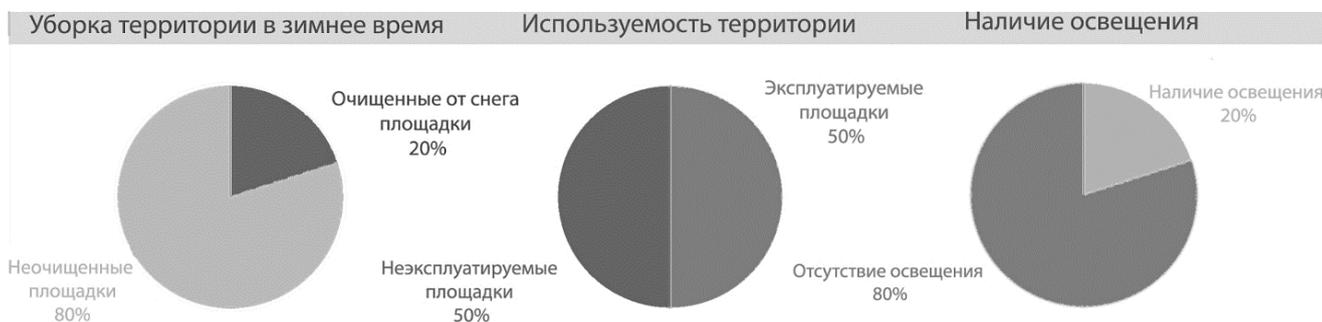


Рисунок 2 – Диаграммы, посвященные проблематике детских игровых площадок в г. Ухта

Освещение детских площадок организовано лишь на четырех участках (20%). Проблема актуальна, так как световой день в зимнее время в Ухте короткий, и территория становится небезопасной.

Одиннадцать площадок (55%) имеют ограждения в виде металлических столбов и забора. Остальные девять (45%) соседствуют с парковками, контейнерами для мусора и дворовыми проездами.

Все двадцать площадок (100%) не оборудованы игровым оборудованием для детей с ограниченными возможностями. Также отсутствует доступ к игровому оборудованию: территория покрыта снегом, оборудование примерзло. Все двадцать площадок (100%) не способны трансформироваться в зимний период, не готовы к их эксплуатации.

Кроме того, современные нормы и рекомендации по проектированию игровых площадок в жилой застройке (дворовых пространствах) говорят о том, что игровые зоны для дошкольников имеют радиус обслуживания до 50 м; для младших школьников – радиус обслуживания до 100 м; для старшеклассников, молодежи и взрослых (спортивные) – радиус обслуживания до 300 м. Ухтинские дворы не могут удовлетворить данные показатели (рисунок 3).

Каждая из игровых зон жилого двора является востребованной, но на сегодняшний день большая часть площадок не в состоянии принимать количество детей, которое закладывалось нормами, в силу многих факторов (устаревшее оборудование, отсутствие необходимой площади для организации площадки, ее уборки от снега и т.д.) (рисунок 2).

Можно выделить следующие минусы функционирования детских площадок в зимний период (рисунок 3, 4): небольшая по площади и заполненная нефункционирующим оборудованием территория (отсутствие возможности развития, преобразования в зимнее время); значительное количество металлических элементов (дискомфорт в зимний период и повышает риск получения травм); массивный снеговой слой (большая часть элементов площадки просто пребывает на территории); отсутствие освещения (риск получения травм, некомфортное пребывание на территории); выгул собак; неблагоприятные соседства (не выдержано расстояние от площадок для мусоросборников до площадок для игр детей, которое составляет менее 20 м, от парковок менее 25 м). Неблагоприятные соседства в зимний период усугубляют ситуацию: транспорт размещается на игровой площадке, так как уплотненный снег позволяет дальше проехать, автовладельцу не мешает грязь, которую можно увидеть в осенне-весенний период.

Пути решения проблем территории в зимнее время:

1) Формирование сооружений из снега на территориях, которые в летний период заняты открытыми площадками для активных игр (рисунок 5).

2) Использование деревянного оборудования, что создает визуальный комфорт, экологичность среды (рисунок 6).

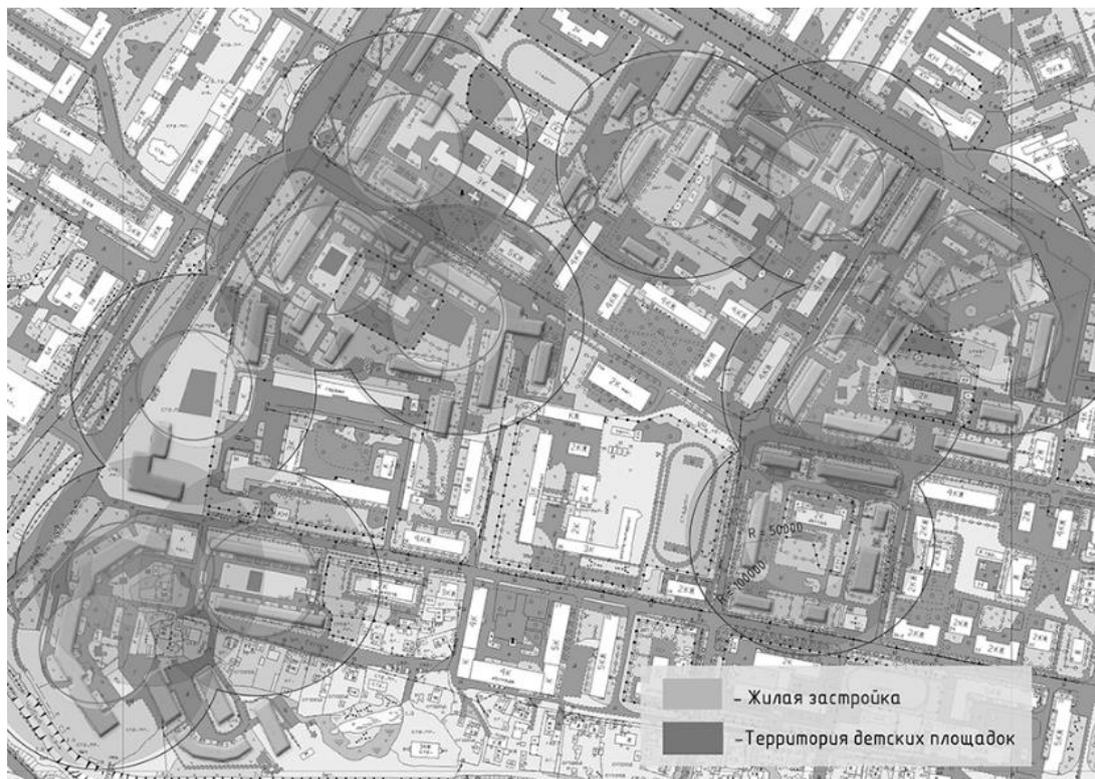


Рисунок 3 – Схема обсаживания детских игровых зон (фрагмент)



Рисунок 4 – Нефункционирующие детские площадки



Рисунок 5 – Формирование снежных элементов на территории детской площадки



Рисунок 6 – Деревянное игровое оборудование

3) Применение геопластики в летний период внесет разнообразие, обогатит объемно-пространственное решение и придаст свой дизайн-код территории двора (рисунок 7). Данный прием позволит не убирать территорию от снега, который будет естественным путем уплотняться, подчеркивая холмистость и давая возможность формировать горки там, где их не было в летний период. Использование снежных масс даст материал для фантазии ребенка, позволит их реализовать, тем самым подвигнув его к творчеству.

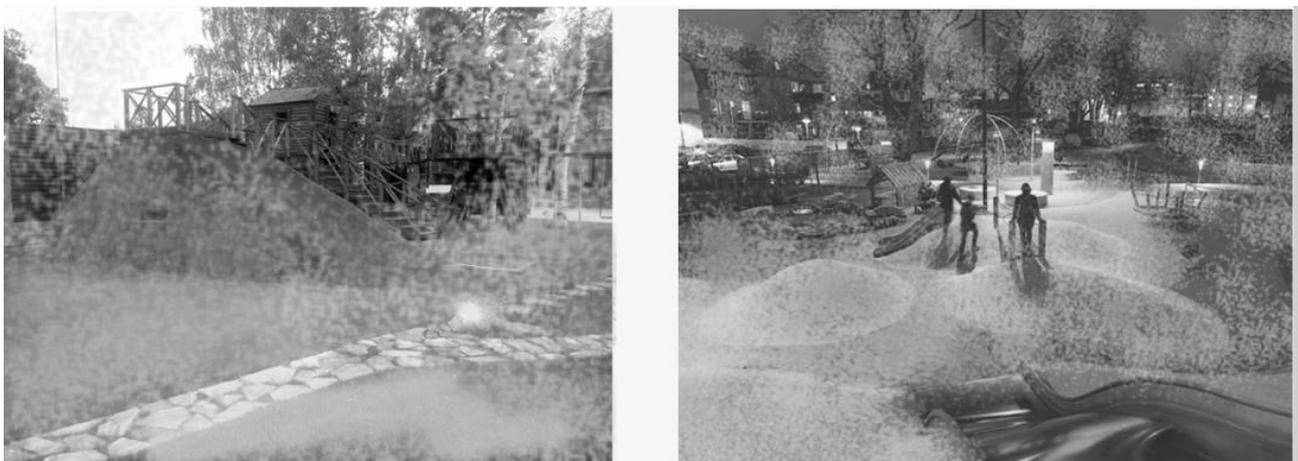


Рисунок 7 – Геопластика на детских площадках

Данный прием ландшафтной организации территории детской игровой площадки позволит решить проблемы не только в зимний период, но и в другое время года. За счет геопластики в дождливый сезон будут организованы комфортные сухие участки возвышенностей. В пониженных участках возникнут водоемы или ручьи.

Таким образом, формируется многоликое, функциональное, трансформирующееся пространство, в котором дети будут организовывать территорию, постоянно изменяющуюся.

4) Применение визуально комфортной палитры цветов для глаза человека (площадка приобретет единый образ или имеет цветовые) (рисунок 8).



Рисунок 8 – Цветовое решения, геопластика территории детских игровых зон (зарубежный опыт)

В зимний период цвет и свет особенно необходим на детских игровых площадках. Нехватка цвета способствует появлению раздражительности, задержке развития у детей. Отсутствие света делает площадку невостребованной. Целесообразно освещение не только территории площадки, но и ее малых архитектурных форм (рисунок 9).



Рисунок 9 – Световое решение детской игровой площадки (отечественный опыт)

5) Использование маркировочного, функционального освещения.

Осветительные приборы позволяют сформировать необходимую объемно-пространственную структуру игровых площадок города, придать ей характер, безопасность.

Необходимо проектировать детские игровые площадки по принципам: столько игровой ценности – сколько возможно, столько безопасности – сколько необходимо, соблюдать разумный риск, экологичность, выявлять и формировать игровую ценность, использовать объекты ручной работы, игровые пространства и объекты должны быть легкими в обслуживании и надежными.

Проблемы зимнего благоустройства детских игровых площадок дворовых территорий актуальны. Рассмотренные пути решения позволяют целесообразно организовать территорию, с одной стороны, придав индивидуальность месту, с другой, сформировать целостное, тематическое пространство среды детства.

СЕКЦИЯ 3. БУРЕНИЕ

УДК 622.244

Влияние состава и свойств бурового раствора на качество вскрытия продуктивного пласта, сложенного карбонатными породами.

Берг А.П.

Научный руководитель - Цуканова А. Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Вскрытие продуктивного пласта в процессе бурения скважины является наиболее важным и ответственным мероприятием. От качества проведенных работ на данном интервале бурения зависит эффективность последующего освоения скважины. В большинстве своем продуктивные нефтегазоносные пласты представлены терригенными и карбонатными породами. Карбонатные коллектора в разрабатываемых месторождениях не так распространены, как терригенные. Однако в России значительная часть пока еще не эксплуатируемых перспективных нефтяных и газовых месторождений представлена именно карбонатными породами. Поэтому является приоритетной разработка рекомендаций по вскрытию данных коллекторов для обеспечения формирования качественной призабойной зоны пласта и высокого коэффициента извлечения углеводородов.

Карбонатные породы, являются осадочными горными породами и формируются в большинстве своем в течении миллионов лет из остатков различных морских животных. Минералами, которые составляют карбонатные породы являются кальцит и доломит, которые в свою очередь могут быть представлены в залежи как по отдельности, так и совместно и в разных пропорциях. Также в данных породах довольно часто наблюдается немалая концентрация терригенных образований, представленных глинистыми и обломочными породами. Возможность извлечения углеводородов из карбонатной залежи определяется наличием в ней пустотно-порового пространства, строение которого является довольно разнообразным. Оно образуется на всех стадиях литогенеза и особенно при внестадияльных процессах и может быть первичным и вторичным.

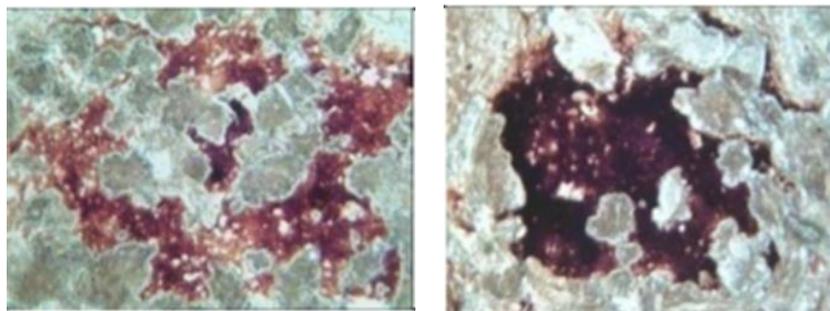
Первичные пустоты встречаются преимущественно в породах обломочных (межобломочные поры), оолитовых (межоолитные пустоты), сферолитовых (межсферолитовые пустоты), комковато-сгустковых (межформенные пустоты, развитые между комками и сгустками) и органогенных (межформенные и внутриформенные биопустоты). Вторичное пустотно-поровое пространство складывается в результате процессов перекристаллизации, появления трещин, химического воздействия (растворения). К вторичным пустотам относятся межкристаллитные и кавернообразные поры, каверны, трещины. Трещины характеризуются морфологией (степень извилистости), углом падения, направлением (ориентация в пространстве), расположением в пространстве, длиной, раскрытостью, густотой, интенсивностью трещинообразования (Рис 1).

Характер пустот в карбонатных породах отличается, к примеру, от терригенных. В терригенных породах пластовый флюид находится главным образом в порах, тогда как в карбонатных флюид сосредоточен в трещинах и кавернах. Коэффициент продуктивности скважины, а из него и возможность извлечения нефти и газа из трещиноватой продуктивной толщи главным образом определяется трещинной проницаемостью и наличием каверн. Также в сравнении с терригенными коллекторами карбонатные имеют существенно большие размеры пустот, которые в месте с тем имеют неравномерное распределение в породе. Наблюдается также и высокая степень сообщаемости пор, обусловленная процессами разрушения и химического растворения.

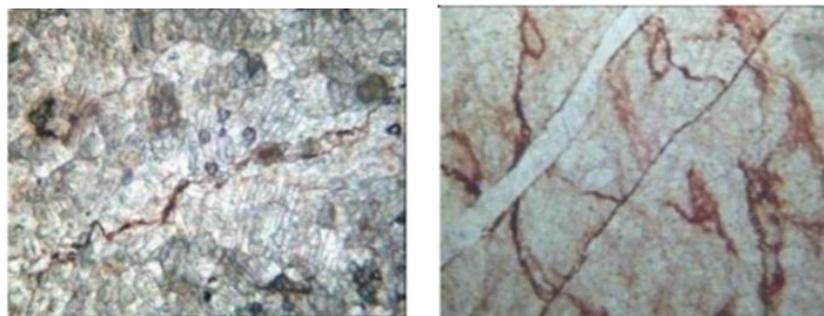
Породы, имеющие открытую пористость, обладают фильтрационно-емкостными свойствами, что дает им способность вмещать различные пластовые флюиды: нефть, газ, пластовую воду. Если пласт способен вмещать пластовые флюиды и их возможно извлечь в процессе разработки под действием перепада давления, то он в это случае обладает

коллекторскими свойствами. Доля пустотного пространства (совокупность пустот) и определяет пористость породы, которую численно можно представить как отношение объема имеющихся пор ко всему объему образца породы. Для извлечения углеводородов из продуктивного пласта является определяющим коэффициент эффективной пористости $K_{эф}$, равный отношению объема пор $V_{эф}$, через которые возможно движение жидкости или газа при способствующих этому давлению и температуре к объему образца горной породы $V_{обр}$:

$$K_{эф} = \frac{V_{эф}}{V_{обр}};$$



Распределение нефти в кавернах



Нефтяное вещество в трещинах

Рисунок 1 - Особенности распределения нефти в карбонатных породах.

Проницаемость карбонатных коллекторов – один из наиболее важных характеристик, от которой зависит возможность фильтрации пластового флюида к забою разрабатываемой скважины. Из факторов, напрямую влияющих на проницаемость, можно назвать: размеры и состав материала обломков карбонатной породы, их отсортированность, тип и состав цементирующего материала, строение порового пространства и характер пористости породы. Также проницаемость породы зависит от того, как проявляются вторичные изменения после седиментации, также влияет и тип самого пластового флюида, его подвижности по фильтрационным каналам породы.

В случае, когда порода гидрофильна, флюиды, содержащиеся в ней, по-разному занимают поровое пространство. К примеру, нефть и газ сосредоточены в центре пор, когда как вода, в основном, сосредоточена на стенках порового пространства. При разработке продуктивного пласта, сложенного карбонатными породами, главным условием прохождения флюида к забою является сообщаемость пустотного пространства. Ведь в случае изоляции пустот друг от друга матрицей горной породы движение пластового флюида невозможно даже при существенном перепаде давления. Поэтому для возникновения фильтрации жидкости или газа в пласте поры должны быть соединены между собой каналами (Рис. 2). Наиболее высокой проницаемостью для флюидов обладают трещиноватые породы, трещины в которых не только существенно ее увеличивают, но и задают направление фильтрации. В общем смысле, проницаемость пород делится на абсолютную, относительную и эффективную.

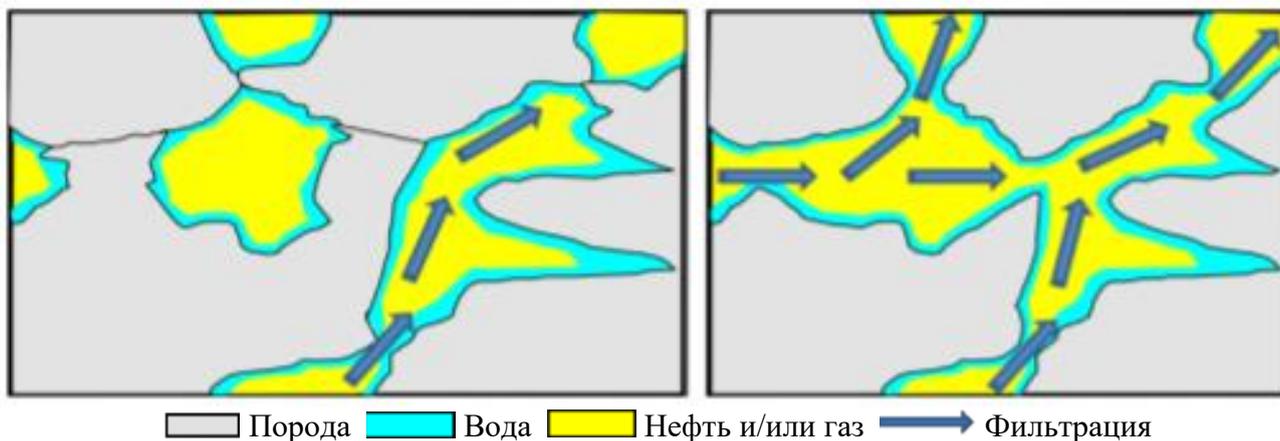


Рисунок 2 - Особенности фильтрации пластовой жидкости в породах с закрытыми, частично открытыми и открытыми пустотами.

Относительная проницаемость – это отношение эффективной проницаемости для флюида при данной насыщенности горной породы к абсолютной проницаемости. В случае, когда поровое пространство породы вмещает несколько флюидов, проницаемость по каждому флюиду будет называться фазовой (эффективной).

Под абсолютной (физической, удельной) проницаемостью понимают проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной пластовой жидкости), химически не реагирующей с минералами породы, при условии полного заполнения порового пространства газом или жидкостью [1].

Все перечисленные выше параметры, напрямую влияющие на нефтегазоносность продуктивного пласта, будут изменяться при вскрытии продуктивной толщи бурением и, главным образом на них будет влиять состав промывочной жидкости. Состояние призабойной зоны пласта определяется степенью ее загрязнения (когельматации) вследствие воздействия бурового раствора. Коллекторские свойства пород в призабойной зоне изменяются в результате как физико-механического, так и физико-химического воздействия. Физико-химическое воздействие на пласт оказывают:

- плотность бурового раствора;
- гидродинамические условия на забое скважины;
- фильтрация бурового раствора;
- температурный режим в скважине и др.

Влияние физико-химических факторов в скважине проявляется через действие адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил. Вследствие бурения при репрессии, когда давление промывочной жидкости поддерживается для избежания нефтегазоводопроявлений выше пластового. В следствие этого буровой раствор и его фильтрат проникают в толщу продуктивного пласта и приводят к закупорке проводящих каналов в нем. Лабораторный анализ влияния состава и свойств буровых растворов с различными реагентами определил слой, препятствующий движения пластового флюида, состоящий из поверхностной фильтрационной корки, закогельматировавшихся пор породы, зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

Учитывая особенности продуктивных коллекторов и механизмы образования загрязнений, ухудшающих качество призабойной зоны пласта, были разработаны методы управляемой когельматации, обеспечивающие формирование на поверхности фильтрации плотной, непроницаемой, но тонкой фильтрационной корки. Данный метод обеспечивает минимальное действие загрязняющих факторов со стороны бурового раствора. Это можно обеспечить применением для вскрытия продуктивных пластов малоглинистых и безглинистых буровых растворов, основные реагенты в которых: биополимеры, эфиры целлюлозы, крахмальные реагенты. Различное сочетание этих реагентов наряду с другими добавками позволяют получить широкий спектр свойств, необходимых для качественного вскрытия продуктивного пласта и формирования призабойной зоны [2].

Библиографический список:

1. Н. М. Недоливко, А.В. Ежова / Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.
2. Уляшева Н. М. К вопросу использования полимерных реагентов в буровых растворах для вскрытия продуктивного пласта / Н. М. Уляшева, А. М. Шишов, Ю. Л. Логачев, В. В. Дуркин // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 года): в 5-ти т. Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – С. 111–119.

УДК 622.276.72

Применение колтюбинга при бурении боковых стволов скважин

Ворона А.А.

Научный руководитель: Шедь С. Н.

Филиал Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовск г. Нижневартовск

На сегодня колтюбинг – одно из самых молодых и развивающихся направлений специального оборудования. Использование колтюбинговых установок, в будущем, приведет к коренным изменениям в бурении и КРС, прежде всего в районах с осложненными геологическими и климатическими условиями.

Колтюбинговые технологии используют долговечные длиномерные (до 3000-5000м) безмуфтовые гибкие трубы, которые находятся на катушке колтюбинговой установки.

С помощью колтюбинга выполняются операции:

- по вызов притока нефти из продуктивного горизонта;
- шаблонирование эксплуатационной колонны;
- ремонтные работы по очистке ствола скважины от парафиновых отложений, гидратных и песчаных пробок;
- создание перфорационных каналов в эксплуатационной колонне;
- ловильные работы и т.д.

В данной статье мы рассматриваем применение колтюбинга для бурения боковых стволов скважин.

Сейчас, существуют два типа буровых установок, которые используют колонны гибких труб:

Традиционные: используют только гибкие трубы.

Гибридные: позволяют применять как гибкие трубы, так и стандартные стальные трубы.

Для бурения скважин по колтюбинговой технологии необходимо:

- колтюбинговая буровая установка;
- противовыбросовое оборудование;
- регулируемый штуцер с манифольдом;
- система приготовления и очистки бурового раствора;
- комплект забойного оборудования, включающий: систему ориентации, управляемый отклонитель, скважинные расходомеры жидкости, измерители усилия на долоте и т. п.;
- азотный агрегат (или генератор нейтрального газа);
- насосная установка;
- силовой привод;
- система контроля за процессом бурения и оборудованием;
- буровой раствор;
- ингибитор коррозии (необходимо добавить в буровой раствор при наличии в нефти большого количества сероводорода);
- пенные жидкостные системы (альтернатива азоту) [3].

При данной технологии бурения используются гибкие трубы диаметром от 44,5 мм и больше. Данный диаметр трубы является оптимальным по сравнению с другими по продолжительности службы, по величине гидравлических потерь по длине и по стойкости к реактивному моменту от ВЗД. Наибольшей популярностью пользуются трубы диаметром 60,3 мм. Сейчас колтюбинговые трубы изготавливаются из нержавеющей, обычной, малоуглеродистой, низкоуглеродистой.

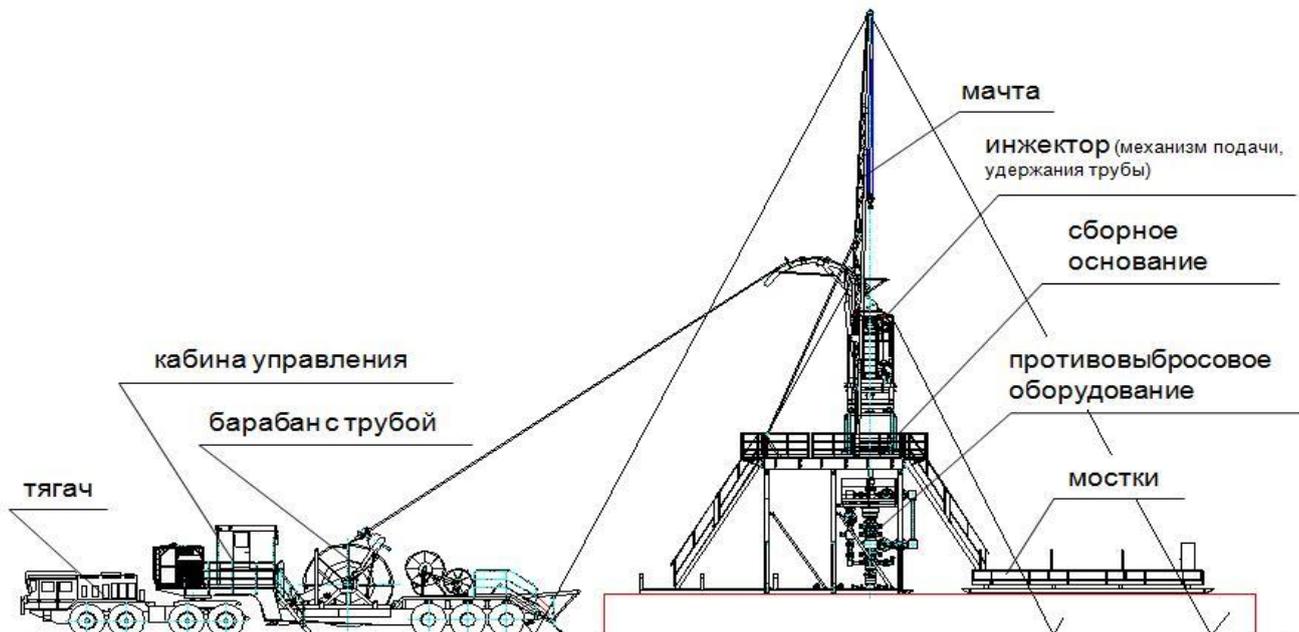


Рисунок 1 - Общий вид колтюбинговой установки

Применение колтюбинговых технологий при проведении буровых работ обусловлено их следующими **преимуществами**:

- увеличивается коэффициент отдачи продуктивных пластов (бурение с использованием в качестве бурового раствора нефти или продуктов ее переработки, что снижает затраты на химию для приготовления и обработки бурового раствора);
- исключается возможность возникновения ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием;
- становится возможным выполнять бурение скважины в условиях депрессии [4];
- отсутствует необходимость остановки процесса бурения для наращивания труб, вследствие чего управляемая депрессия на пласт постоянна на всем протяжении бурения;
- есть возможность непрерывной подачи бурового раствора в колонну гибких труб при спуске и подъеме, что позволяет свести к минимуму вероятность прихвата, исключает эффект поршневания при высокой скорости подъема и таким образом не ограничивает максимальную скорость подъема;
- повышается надежность колонны бурильных труб, поскольку исключаются резьбовые соединения;
- облегчается контроль состояния колонны за счет использования непрерывно работающих дефектоскопов;
- уменьшение времени СПО (например, подъем КГТ осуществляется с постоянной скоростью до 1 м/с, это означает, что 1000 метров труб поднимается менее чем за 20 минут);
- обеспечивается эффективное бурение горизонтальных участков скважин [1];
- становится возможным применять устройства, информирующие бурильщика о режимах бурения и оперативного управления процессом проводки скважины, реализуется "эффект присутствия" оператора установки на забое скважины;
- снижаются затраты времени и расход материалов на борьбу с осложнениями и авариями (отсутствуют поглощения, прихваты, вызванные репрессией и т. д.);
- полная экологическая безопасность вскрываемых коллекторов и окружающей среды;
- снижается общее время бурения и заканчивания скважин;

- существенно улучшаются условия труда бригады (исключаются трудоемкие работы, связанные со свинчиванием и развинчиванием резьбовых соединений, установкой труб в магазин);

- в процессе бурения скважины можно добывать нефть;
- по окончании бурения скважина уже переведена на нефть;
- после бурения можно освоить скважину.

Как показывает опыт использования колтюбинговой установки на Ямбургском месторождении время монтажа установки сокращается с 9,6 суток (БУ-1600/100У) до 2 суток и 2 часов. Скорость механической проходки ствола скважины существенно увеличивается, а показатели загрязнения окружающей среды существенно уменьшаются за счет исключения вероятности выброса нефти.

Недостатки колтюбингового бурения:

- для извлечения забойного оборудования и забуривания бокового ствола скважины необходимо применение стандартной установки для капитального ремонта скважин;
- необходимость применения стандартной установки для капитального ремонта скважин при спуске длинных обсадных колонн и эксплуатационных хвостовиков и для извлечения забойного оборудования;
- ограниченная глубина спуска колонны (на сегодня – 3600 м) из-за ограничений по диаметру и весу труб, намотанных на барабан;
- применение для бурения дополнительного превертора в устьевом оборудовании;
- низкая жесткость на растяжение-сжатие и кручение приводит к существенным линейным и угловым деформациям колонны и потере устойчивости, в результате чего ось колонны принимает вид спирали (особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах) [2];
- невозможность принудительного проворота КГТ (при бурении горизонтальных интервалов существует высокая вероятность прихвата бурильной колонны);
- ограничение подачи бурового раствора вследствие высоких гидравлических сопротивлений из-за малого проходного сечения;
- сложность ремонта КГТ в промысловых условиях;

Вывод. Технологии колтюбингового бурения следует развивать в области создания труб больших диаметров, позволяющих увеличивать скорость механической проходки и объем подаваемой буровой промывочной жидкости, еще нужно уделить внимание эффекту использования труб со средним диаметром. Перспектива данной технологии состоит в разработке и применении колтюбинговых труб из композитных материалов они дороже, но вместе с тем способны прослужить в 3-4 раза дольше традиционных стальных труб. К тому же композитные трубы позволят отказаться от геофизического кабеля за счет металлической оплетки входящей в их состав.

Таким образом Дальнейшее применение колтюбинговых установок и развитие данной отрасли специального оборудования значительно увеличит степень добычи нефти в России за счет трудноизвлекаемых запасов нефти. В тоже время эта технология значительно экономичнее, быстрее в сборке и проще в эксплуатации чем применение традиционных стальных буровых труб.

Библиографический список:

1. Басарыгин Ю.М. Будников В.Ф. Булатов А.И. Гараськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. - Москва Недра 2000 г.
2. Лысенко В.Д. Проблемы разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. // Нефтяное хозяйство. 1997, №7
3. Третьяк А.Я., Сердюк Н.И., Кравченко А.Е. Технологии применения колтюбинга. - Новочеркасск: ЮРГТУ(НПИ), 2011. -368 с.
4. Шукин А.А. Строительство скважин – Томск. 2005 г.

УДК 622.24.063:622.24.063.2

Модифицированный асбестовый наполнитель как материал для предотвращения поглощений бурового раствора

Горячевский А.С.

Научный руководитель – Уляшева Н.М.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний день проблемы поглощений и снижения проницаемости призабойной зоны пласта в результате глубокого проникновения в продуктивный горизонт технологических жидкостей остаются актуальными. В условиях разработки зрелых месторождений данные проблемы встают более остро в связи с некомпенсированным отбором пластового флюида на объектах разработки.

Анализом и исследованием причин данных осложнений занимались следующие отечественные ученые: Крылов В.И., Мишевич В.И., Ясов В.Г., Басарыгин Ю.М., Городнов В.Г., Курочкин Б.М. и другие. В УГТУ данными вопросами занимаются: Уляшева Н.М., Каменских С.В., Близнюков В.Ю. и другие. На основе проведенных исследований фильтрационные процессы в проницаемых породах были классифицированы, установлены причины их возникновения, методы предупреждения и ликвидации.

Несмотря на достаточно высокую изученность процессов, при возникновении поглощений нефтедобывающие компании ежегодно несут значительные убытки по причине различных видов потерь, таких как:

- время на борьбу с осложнениями;
- материалы, затраченные на борьбу с осложнениями;
- ухудшения качества скважинной продукции.

На различных этапах развития технологии бурения, начиная с 50-годов, применяли хризотил-асбест. Его использовали как вспомогательную структурирующую добавку к глинистым растворам и как армирующий материал к тампонажным жидкостям. В некоторых случаях как твёрдый эмульгатор гидрофобных эмульсий. Именно с этой целью его выпускают в настоящее время для буровых предприятий зарубежные фирмы.

Рядом специалистов доказана высокая эффективность асбестосодержащих растворов при вскрытии продуктивных пластов и бурении в зонах поглощения. По данным ВНИИБТ, полученным в конце 60-х годов, только длиноволокнистый асбест является эффективным структурообразователем, но он увеличивает потери в гидравлических двигателях, вплоть до полной их остановки, делает невозможным очистку виброситом, увеличивает расход понизителей фильтрации.

Асбест проявляет большую инертность по отношению к компонентам буровых растворов и удерживается в них за счёт «самозагущевания». При разжижении системы под влиянием внешних факторов асбест может выпасть в осадок. [1]

Главными причинами, которые сдерживали применение асбеста при бурении скважин являлись:

- малая изученность этого минерала с позиции физикохимии буровых и тампонажных композиций;
- отсутствие технологии применения асбеста в товарном виде для обработки бурового раствора;

Исходя из вышесказанного необходимо провести дополнительные исследования с целью целесообразности использования хризотил-асбеста в сегодняшних реалиях. А именно, в качестве метода борьбы с поглощениями с использованием асбестосодержащих растворов;

Гипотеза: создание непроницаемой внутрипоровой корки за счёт адгезионного сцепления модифицированного асбеста между волокнами и фильтрационными каналами.

Цель: создание методики приготовления асбестосодержащих буровых растворов на водной основе для изоляции зон поглощения.

Для анализа возможности решения данной проблемы использованы материалы бурения сверхглубоких скважин Колва №1 и Тимано-Печорская №1 (Т-П №1) (таблица 1-3). В качестве базовой системы применялся полимер-глинистый раствор следующего состава:

- Глинопорошок 5%
- Поташ 0.1%
- Хлорид калия 0.3%
- Гипан 1.5%
- Тилоза CHR-100м-т 0.3%

Таблица 1 - Характеристики бурового раствора со скважины Колва №1

УВ, с	ρ , г/см ³	ϕ , см ³ /30 мин	k	pH	η , дПа*с	τ_0 , дПа	C _к	Q _{1/10} , дПа
65	1.03	9.5	1	9.5	31	102	4.7	10/20

Перед вскрытием поглощающего горизонта буровой раствор был обработан 5%-ми кислотой-активированной затравкой (КАЗ) следующего состава:

- Al₂(SO₄)₃ 4%
- Асбест 10%

Технологические свойства бурового раствора после введения КАЗ приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 2 - Характеристики бурового раствора +5% КАЗ скважины Колва №1

УВ, с	ρ , г/см ³	ϕ , см ³ /30 мин	k	pH	η , дПа*с	τ_0 , дПа	C _к	Q _{1/10} , дПа
50	1.04	12	1	7	26	69	-	16/62

Таблица 3 - Характеристики бурового раствора + 2-4% КАЗ (скважина Т-П №1)

Наименование пробы р-ра	ρ	УВ	ϕ/k	η	τ_0	СНС	Примечание
Исходный р-р	1,62	60	5,5/0,5	30	114	102/125	28.11.88 г
+2% р-ра с КАЗ	1,64	60	6	23	168	122/158	29.11.88 г
+4% р-ра с КАЗ	1,64	50	7	26	102	72/132	Р-р с бур. №1 - Колва

В результате применения бурового раствора + КАЗ удалось пройти «рифовые отложения» без осложнений и аварий, в том числе без поглощений бурового раствора.

Исходя из практического опыта можно судить о высокой эффективности хризотил-асбеста в формировании изолирующего слоя на поверхности стенок скважины.

Для наиболее эффективного использования асбеста для наших целей его необходимо распушить, то есть модифицировать. Распушивание может быть механическим и химическим. Механический способ используется для получения асбестовой крошки, например, асбест хризотилковый марки А-6-К 30 (ГОСТ 12871-93), размер волокон которого составляет 1.35-0.4 мм и менее. Для достижения более мелкой фракции волокна необходимо использовать химический способ. Этот материал хорошо «распушивается» в кислой или сильно щелочной среде. Причем в кислой более эффективно, поэтому было решено остановиться на этом варианте. Для исследований была приготовлена кислотно-адгезионная затравка (КАЗ) (рисунок 1) следующего состава:

- Асбест 10%
- Сульфат магния 4%

Следующим этапом эксперимента было исследование влияния составов буровых растворов на формирование фильтрационной корки. В качестве установки для опыта использовался фильтрпресс высокого давления (рисунок 2).



Рисунок 1 – Асбестовая крошка - не модифицированный асбест, КАЗ – модифицированный асбест (слева направо)



Рисунок 2 – фильтропресс высокого давления

Состав базового раствора:

- Кальцинированная сода 0,3%
- Глинопорошок 7%
- РАС LV 0,2%

По результатам эксперимента было установлено, что с добавлением асбеста формируется устойчивая и в тоже время тонкая фильтрационная корка толщиной 1.5-2,5 мм (таблица 4).

Таблица 4 – Толщина фильтрационной корки

Параметры	Исходный раствор	С добавлением не модифицированного асбеста	С добавлением 2% КАЗ	С добавлением 4% КАЗ	С добавлением 6% КАЗ
Толщина Фильтрационной корки	1 мм	1,8 мм	1,9 мм	2,1 мм	2,2 мм

При использовании асбестовой крошки в сухом виде, часть хризотил-асбеста не переходит в состав раствора и может выпасть в осадок. Это хорошо заметно при проведении теста на «условную вязкость, когда заливаем раствор в воронку Марша через его фильтр, то на фильтре остаётся не растворившийся асбест (рисунок 3).

Наличие частиц глины на фильтре воронке Марша объясняется повышенной адгезии раствора при добавлении КАЗ, что приводит к слипанию глинистых частиц при приготовлении бурового раствора (рисунок 3-4).



Рисунок 3 – Отфильтровавшиеся частицы на фильтре воронки Марша после прохождения раствора с не модифицированным асбестом, с 2 % КАЗ (слева направо)

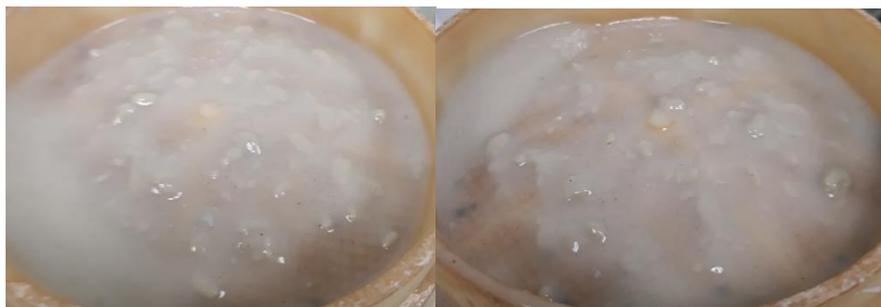


Рисунок 4 – Отфильтровавшиеся частицы на фильтре воронки Марша после прохождения раствора с 4 % КАЗ, с 6 % КАЗ (слева направо)

Так же стоит отметить понижение фильтрации при использовании хризотил-асбеста (таблица 4), что говорит о формировании внутрипоровой корки, препятствующей выходу фильтрата.

Таблица 4. Характеристики бурового раствора

Наименование пробы р-ра	ρ	УВ	ϕ	η	τ_0	СНС	Примечание
Исходный р-р	1,04	45	11	21	93	14/32	
+ не мод. асбест	1,04	88	10	23	190	19/44	2,8 сухого асбеста
+2% р-ра с КАЗ	1,04	42	9,5	19	122	13/34	14 г КАЗ, из них 1,4г сухого асбеста
+4% р-ра с КАЗ	1,04	62	9	19	171	18/42	28 г КАЗ, из них 2,8 г сухого асбеста
+6% р-ра с КАЗ	1,04	64	10	18	190	20/36	42 г КАЗ, из них 4,2 г сухого асбеста. Воронка Марша после снятия пробы УВ забилась.

По результатам исследований можно сделать выводы:

- Перспективность модификации хризотил-асбеста сульфатом магния;
- Использование модифицированного асбеста позволяет сформировать низкопроницаемую внутрипоровую корку, что может в дальнейшем использоваться для сохранения коллекторских свойств пласта;
- Для решения вопросов при освоении скважины необходимо провести дополнительные исследования.

Библиографический список:

1. Ангелопуло О.К. Асбест в буровых растворах [Текст]/ О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков // Буровые растворы для осложнённых условий. – Москва, «Недра» 1988 г. – С. 25-27.

УДК 622.243

Повышение точности искривления скважин отклонителями фрезерующего типа в твердых горных породах

Лысаков Д.В.

Научный руководитель – Нескоромных В.В.

ФГАОУ ВО Сибирский федеральный университет (СФУ), г. Красноярск.

Наиболее точными и активно используемыми средствами управления кривизной скважины в современном направленном бурении являются отклоняющие системы типа rotary steerable system (RSS) или роторные управляемые системы (РУС), которые по механизму набора кривизны делятся на отклонители реализующие искривление за счет отклонения долота без его перекоса (*push the bit*) и отклонители реализующие искривление за счет перекоса долота (*point the bit*). [2, 3, 4].

Второй вид отклоняющих систем обеспечивает набор кривизны за счет формирования заданного в плоскости искривления скважины перекоса долота, при котором наличие и роль отклоняющей силы в процесс формирования кривизны минимальна в отличии от первого вида в котором набор кривизны полностью обеспечивается при помощи фрезерующего действия на горную породу боковым вооружением долота [2, 3, 4].

К РУС фрезерующего типа можно отнести *Power Drive X5, Power V, Power Drive Xceed* компании *Schlumberger, APS Technology, Baker Hughes Auto Trak* компании *Baker Hughes, Power Drive Archer* компании *Schlumberger* [2], а также отечественные отклоняющие системы ГМ-195 ООО НПП «БУРИНТЕХ».

Интенсивность искривления, реализуемая отклонителем фрезерующего типа, определяется следующей аналитической зависимостью [5]:

$$i_{\phi} = \frac{57,3v_{\phi}}{v_{\phi}L_{\text{ж}}} \quad (1)$$

где v_{ϕ} , v_{ϕ} – скорости фрезерования скважины под действием отклоняющей силы и скорость бурения, м/ч; $L_{\text{ж}}$ – длина жесткой базы отклонителя, м.

Главным достоинством искривления скважины отклонителем фрезерующего типа состоит в возможности реализовать искривление с высокой интенсивностью, что позволяет сократить интервал бурения и объем работ.

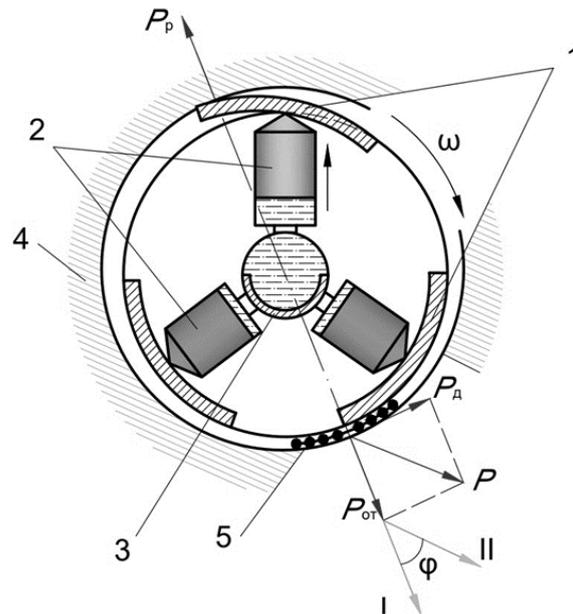
Исходя из зависимости (1), можно сделать вывод, что интенсивность набора кривизны прямо пропорциональна скорости фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия со стороны отклонителя и обратно пропорциональна скорости бурения. Согласно существующим рекомендациям скорость бурения при которой происходит эффективное искривление за счет фрезерования находится в диапазоне 0,8–1 м/ч. [3]. Превышение данных показателей скорости проходки приведёт к снижению интенсивности набора кривизны отклонителя вплоть до нулевых значений, если скорость бурения будет достаточно высокой. Таким образом, для каждого значения интенсивности искривления может быть установлена определённая скорость бурения.

В то же время отмечается существенная зависимость интенсивности искривления от величины скорости фрезерования стенки скважины, что предполагает связь данного параметра как с индивидуальными особенностями вооружения долот, вида горной породы так и технического состояния долота, характеризующегося прежде всего степенью износа бокового вооружения.

Одна из проблем реализации качественного искривления скважин отклонителями фрезерующего типа (*push the bit*) заключается в отклонении плоскости набора кривизны под действием реактивного момента на долоте при разрушении горной породы на забое скважины $M_{\text{д}}$ [2] и момента, вызванного действием отклоняющей силы со стороны долота на стенку скважины $M_{\text{от}}$ [3].

При использовании отклонителей фрезерующего типа в твердых горных породах следует учитывать влияние значительного по величине отклоняющего усилия на отклонение плоскости набора кривизны в связи с появлением дезориентирующего усилия P_d при фрезеровании стенки скважины, которая направлена в сторону противоположную вращению долота.

На рис. 1 показана схема работы ПУС типа *Power Drive X5, Power V* компании *Schlumberger*.



1 – выдвижные лопатки; 2 – поршни; 3 – клапан; 4 – стенка скважины; 5 – боковое вооружение долота; ω – направление вращения долота; P_d – дезориентирующее усилие; $P_{от}$ – отклоняющее усилие; P_p – распорное усилие; P – результирующее усилие.

Рисунок 1 - Схема работы ПУС типа *Power Drive*

Выдвижные лопатки 1, работа которых регулируется поршнями 2 при воздействии бурового раствора, направляемого клапаном 3, управляемого электронным блоком, обеспечивает взаимодействие лопатки 1 со стенкой скважины с усилием P_p . В результате силового воздействия на стенку скважины на долоте 5 возникает отклоняющее усилие $P_{от}$ и осуществляется фрезерование стенки скважины в заданном направлении искривления I. Фрезерование осуществляется боковым вооружением долота 5.

Тем не менее, заданное направление искривления потребует корректировки вследствие возникающего в процессе работы боковых резцов 5 дезориентирующего усилия P_d . Данное усилие вызвано сопротивлением резанию-скалыванию горной породы резцами, прижатыми к стенке скважины и будет возрастать пропорционально величине отклоняющей силы на долоте $P_{от}$:

$$P_{от} = P_d \cdot R, \quad (2)$$

где R – радиус торца долота.

Совместное действие усилия P_d и $P_{от}$ приводит к появлению реактивного момента направленного параллельно результирующей P . В результате в процессе работы отклонителя будет происходить смещение плоскости набора кривизны I заданной оператором при постановке задачи, в направлении искривления II на угол ϕ .

Управление параметрами искривления осуществляется в режиме текущего времени посредством применения забойных телеметрических систем (ЗТС) и компьютерных систем обработки данных, но следует понимать, что информация о параметрах набора кривизны поступает дискретно (время между поступающими «непрерывно» данными может составлять 20–30с), при этом датчики контроля направления искривления располагаются на существенном расстоянии (2 – 4 и более м) от забоя, а значит не вполне реально оценивают процесс набора кривизны и его корректировку вследствие действия, упомянутых выше, реактивных моментов на долоте.

Таким образом, возникающее отклонение плоскости искривления при фрезеровании стенки скважины долотом под действием отклоняющей силы является существенной проблемой, влияющей на точность и качество искривления скважины РУС фрезерующего типа.

Величина дезориентирующего усилия в значительной мере зависит от процесса разрушения горной породы боковыми породоразрушающими вставками долота, которое можно охарактеризовать коэффициентом сцепления фрезерующего вооружения долота с горной породой и величиной отклоняющего усилия $P_{от}$, создаваемая отклонителем.

Исследования компании *Baker Hughes*, показали, что долота с резцами *PDC* по сравнению с шарошечными имеют более высокий коэффициент сцепления вооружения с породой, то есть при равном отклоняющем усилии величина дезориентирующего усилия будет выше, а значит и отклонение плоскости набора кривизны. Такие результаты можно объяснить различиями в механизме разрушения горной породы [3].

В связи с тем, что отклонение плоскости набора кривизны характерно для всех конструкций отклонителей фрезерующего типа и предопределено механизмом разрушения горных пород вооружением долота под действием отклоняющего усилия, проблема является актуальной, а ее решение требует создания специальных технических средств, в частности создания долот с резцами *PDC*, алмазных и шарошечных долот со специальной схемой размещения бокового вооружения, способного уменьшить отклонение плоскости искривления под действием отклоняющей силы на долоте.

Так была разработана и запатентована конструкция алмазного долота [1], которое позволяет снизить влияние дезориентирующего усилия на отклонение плоскости искривления скважины. Конструкция включает резьбу, корпус, и матрицу, имеющую на периферии наклонные алмазосодержащие штабики (рис. 2). Оптимальный угол наклона штабиков, который позволит наиболее эффективно компенсировать дезориентирующее усилие определяется из величины сил, действующих на наклонное вооружение долота в процессе разрушения породы, а также глубины внедрения резцов в породу.

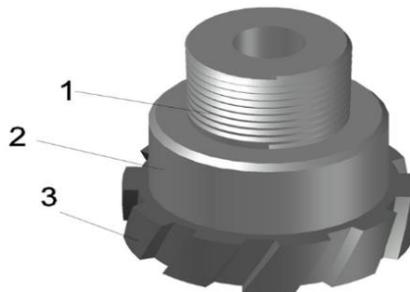


Рисунок 2 - Конструкция алмазного долота: 1 – резьба; 2 – корпус; 3 – алмазосодержащие штабики.

В связи с тем, что в процессе работы алмазного бурового долота, фиксируемого на отклонителе, возникает отклонение плоскости набора кривизны от проектного направления за счет дезориентирующего усилия, которое предопределено процессом разрушения горной породы алмазными резцами на боковой поверхности алмазосодержащей матрицы под действием отклоняющего усилия. Совместное действие усилий P_d и $P_{от}$ формирует результирующее усилие P (рис. 1).

Зависимость для оценки величины угла отклонения плоскости набора кривизны φ :

$$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{P_d}{P_{от}} . \quad (3)$$

Условием более точного направления искривления скважин отклонителя фрезерующего типа с использованием алмазных буровых долот является снижение дезориентирующего усилия P_d в вплоть до нулевых значений.

Поскольку усилие P_d вызвано сопротивлением горной породы резанию-скалыванию прижатой частью бокового вооружения алмазного долота, зависимость для определения P_d с учетом определённого в работе [6] усилия резания-скалывания горной породы алмазным резцом, выглядит следующим образом:

$$P_d = \frac{\pi \cdot (h + 0.25\sqrt{d \cdot h})^2 \cdot n_6}{2\text{tg}\gamma_{\text{СК}}} \cdot \sigma_{\text{СК}} + P_{\text{от}} \cdot \mu = P_a + P_{\text{от}} \cdot \mu. \quad (4)$$

где P_a – усилие резания-скалывания горной породы алмазным резцом, даН; h – глубина внедрения алмазного резца в породу, мм; d – диаметр алмазного резца, мм; n_6 – количество прижатых к стенке скважины боковых алмазных резцов; $\gamma_{\text{СК}}$ – угол скалывания породы перед передней гранью резца, градус; $\sigma_{\text{СК}}$ – предел прочности горной породы на скалывание, даН/мм²; μ – коэффициент трения алмазного резца о породу.

Глубина внедрения алмазного резца в породу может быть рассчитана из следующей зависимости [6]:

$$h = 0,5d - \sqrt{0,25d^2 - \frac{P}{\pi \cdot p_{\text{ш}} \cdot (1 + \text{tg}\varphi_{\text{п}})}}. \quad (5)$$

где $p_{\text{ш}}$ – твердость горной породы, даН/мм²; $\varphi_{\text{п}}$ – угол внутреннего трения горной породы, градус.

Механизм работы долота с наклонным расположением алмазосодержащих штабиков на боковой поверхности определяется силовым взаимодействием торцевых n_t и боковых n_6 алмазных резцов с горной породой под воздействием осевого $P_{\text{ос}}$ и отклоняющего $P_{\text{от}}$ усилий. С учетом того, что часть осевого усилия $P_{\text{ос}}$ компенсируется силой прижатия резцов (рис.3), на каждый торцевой и боковой алмазный резец будет действовать усилие P_i , определяемое как:

$$P_i = \frac{P_{\text{ос}} + P_{\text{откл}} \cdot \mu}{n_t + n_6}, \quad (6)$$

где $P_{\text{ос}}$ – осевое усилие, даН; n_t – количество торцевых алмазных резцов.

Осевому внедрению алмазных резцов в штабике долота препятствует реакция разрушаемой горной породы P_c , направленная от породы в направлении резцов, определяющих геометрию наклонного штабика. С учетом того, что сопротивление со стороны твердой горной породы вызвано в основном ее упругими реакциями, которые могут быть выражены через коэффициент внутреннего трения $\text{tg}\varphi$, на все боковые резцы, прижатые к стенке скважины, отклоняющей силой действует усилие сопротивления:

$$P_c = n_6 \cdot P_i(1 - \text{tg}\varphi). \quad (7)$$

Поскольку боковые резцы, внедрившиеся в породу и образующие алмазосодержащий штабик, расположены с наклоном, часть силы сопротивления трансформируется в горизонтальную боковую силу P_r , величина которой с учетом угла наклона γ определяется как:

$$\begin{aligned} P_r &= P_c \cdot \sin \gamma \cdot \cos \gamma = n_6 \cdot P_i(1 - \text{tg}\varphi) \cdot \sin \gamma \cdot \cos \gamma = \\ &= \frac{n_6 \cdot (P_{\text{ос}} - P_{\text{откл}} \cdot \mu) \cdot (1 - \text{tg}\varphi) \cdot \sin 2\gamma}{2(n_t + n_6)}. \end{aligned} \quad (8)$$

С целью устранения угла отклонения плоскости набора кривизны φ (рис. 1), а, следовательно, и повышения точности процесса искривления скважин отклонителями непрерывного действия фрезерующего типа, необходимо обеспечить такую величину угла наклона алмазосодержащих штабиков γ , чтобы величина горизонтальной боковой силы полностью компенсировала величину дезориентирующего усилия:

$$P_p + P_{\text{откл}} \cdot \mu = \frac{n_6 \cdot (P_{\text{ос}} - P_{\text{откл}} \cdot \mu) \cdot (1 - \text{tg}\varphi) \cdot \sin 2\gamma}{2(n_t + n_6)}. \quad (9)$$

откуда величина угла наклона алмазосодержащего штабика γ определяется как:

$$\gamma = \frac{1}{2} \arcsin \frac{2(n_t + n_6) \cdot (P_p + P_{\text{откл}} \cdot \mu)}{n_6 \cdot (P_{\text{ос}} - P_{\text{откл}} \cdot \mu) \cdot (1 - \text{tg}\varphi)}. \quad (10)$$

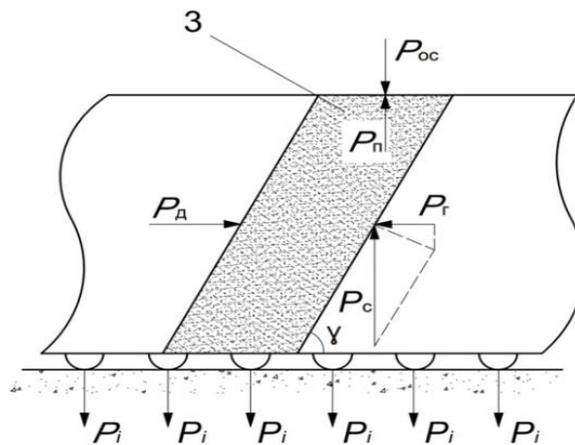


Рисунок 3 - Схема силового воздействия на наклонный алмазосодержащий штабик в процессе работы: 3 – наклонный алмазосодержащий штабик; P_d – дезориентирующее усилие; P_c – реакция разрушаемой горной породы; P_r – горизонтальная составляющая; γ – угол наклона штабика; P_{oc} – осевая нагрузка; P_i – сила, действующая на резец.

Применение предложенного алмазного бурового долота позволит повысить точность искривления скважин отклонителями фрезерующего типа (push the bit) с использованием алмазных буровых долот за счет компенсации дезориентирующего усилия, возникающего за счет прижатия бокового вооружения алмазного долота к стенке скважины.

Таким образом использование долота разработанной конструкции позволит повысить эффективность работы отклонителей и снизить стоимость работ по искривлению скважин за счет повышения точности искривления и снижения времени на проработку скважины перед искривлением.

Библиографический список:

1. Алмазное буровое долото: пат. 198234 Рос. Федерация. № 2020105794/ Нескоромных В. В., Головченко А. Е., Лысаков Д. В; заяв. 06.02.2020; опубл. 06.02.2020, Бюл №18.
2. Нескоромных В. В. Направленное бурение. Бурение горизонтальных и многозабойных скважин: учебник/ Красноярск: Сиб. Федер ун-т, 2020, 410 с.
3. Нескоромных В. В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник/ М., Инфра-М, 2015 г., 346 с.
4. Нескоромных В.В. Отклонители для искусственного искривления геологоразведочных скважин. Обзор АОЗТ «Геоинформарк», М., 1995 г. – 95 с.
5. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. Москва: изд. Инфра-М, 2015 г.
6. Шраго Л.Г., Юдборовский И.М. Искривление скважины под действием постоянной по величине отклоняющей силы. – «Методика и техника разведки», Л., ОНТИ ВИТР, №48, 1964, с. 47–51.

УДК 622.245

Особенности строительства скважин в осложненных условиях.

Мальцев Д.Д.

Научный руководитель – Цуканова А.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Актуальность исследования:

В текущий момент основная часть современных месторождений нефти и газа вырабатывается в северных диапазонах на вечной мерзлоте. Разработка месторождений в таких условиях влечет к значительному увеличению капитальных расходов, объединённых потребностью предотвращения растепления многолетнемерзлых пород.

Цель исследования: рассмотрение основных способов бурения в многолетне-мерзлых породах.

- Знакомство с понятием вечная мерзлота;
- успешные примеры бурения в многолетне-мерзлых породах;
- изучение технологических нюансов при добыче нефти и газа в многолетне-мерзлых породах;
- определение оптимальных буровых и тампонажных растворов в многолетне – мерзлых породах;
- анализ эффективных способов проводки скважин в многолетне-мерзлых породах.

Понятие Многолетняя мерзлота подразумевает под собой ту часть криолитозоны, которая отличается характерным признаком, отсутствием так называемого циклического протаивания. Вся площадь постоянной мерзлоты на земле составляет около тридцати пяти миллионов квадратных километров, что, к примеру, в России приблизительно шестьдесят пять процентов от общей территории государства. К наиболее крупным локационным районам всемирной карты мерзлоты относят север Америки, Европы, Азии, острова Северного Ледовитого океана, Антарктида. Само определение многолетней мерзлоты подразумевает такие районы неглубокой части земной коры, где температура на протяжении длительных интервалов времени, превышающих тысячелетия, не превышает 0 °С, при чем грунтовые воды располагаются в связанном положении, в виде льда, а глубина промерзания может превосходить тысячу метров.

Существует так называемая градация ММП по Местоположению: субаэральная; субгляциальная; шельфовая. Рассмотрим ниже, каждую из них, более подробно:

Субаэральная криолитозона имеет крайнюю градацию по частоте и площади распространения, с поверхности представляет собой многолетнемерзлые породы, на территории России встречается на площадях тундровой и лесотундровой зон, мощность мерзлых толщ начинается с глубины от 10–20 и может достигать 1500 м (Средняя Сибирь). Субгляциальная криолитозона наблюдается в ледниках островов Франца – Иосифа Земля, Новая Земля, Северная Земля, там для неё отличительно характерны аномально малые для высоких широт мощности и высокие температуры. Это не единственные локационные массивы данной криолитозоны, они встречаются под ледниками в горах на Северо-Востоке России и на Алтае.

- Шельфовая криолитозона распространена в арктических водах у прибрежной линии Сибири, включая огромную часть Арктического бассейна, отличием являются области, подверженные влиянию тёплого Северо-Атлантического течения.

Единственный крупный материк, где нет вечной мерзлоты - Австралия, так как даже в Африке, в высокогорных уголках континента, мерзлота встречается. Нынешняя вечная мерзлота, наследие от прошлой ледниковой эры, сейчас постоянно, тает, при этом соотношение льда в таких породах изменяется от нескольких сотых процента до 90 %. В вечной мерзлоте копятся и образуются залежи газовых гидратов, в частности— гидрата метана. Максимум вечной мерзлоты, обнаруженный в результате разведочных и промысловых изысканий- в устьях реки Вилюй в Якутии, был зафиксирован в феврале 1982 года, глубина залегания ледников составила свыше одной тысячи трехста семидесяти метров.

Самое первое представление о многолетней мерзлоте было заложено в середине 17 столетия, российскими путешественниками, открывшими Сибирь. Первым, кто заметил необычное состояние почвенного покрова был Ярослав Святогоров, входивший в состав казачьего полка, разведывающего удаленные территории Российского государства, в дальнейшем были получены данные от поездок, основанных Семёном Дежнёвым и Иваном Ребровым.

На сегодняшний момент классификация таких пород отталкивается от продолжительности существования мерзлого состояния, поэтому принято классифицировать «родовое» определение «мерзлые породы» на три главные видовых представления: кратковременно мерзлые породы (часы, сутки); сезонно мерзлые породы (месяцы); многолетнемерзлые породы (годы, сотни и тысячи лет).

Между этими группами могут быть переходные формы и взаимные переходы.

Сплошная мерзлота в основном распространена в северной части Большеземельской тундры, на Полярном Урале, в тундре Западной Сибири, в северной части Среднесибирского плоскогорья, на полуострове Таймыр, архипелаге Северная Земля, при этом значительность толщ многолетнемерзлых пород.

Варьируется в диапазоне триста – пятьсот метров, а в горах достигает полутора тысяч метров, при этом температура промерзания составляет от минус трех до минус девяти (и ниже). Мерзлота с островами талых грунтов (прерывистая, спорадическая), в основном, представлена в Большеземельской и Малоземельской тундрах, на Среднесибирском плоскогорье между реками Нижняя Тунгуска и Подкаменная Тунгуска, южной части Приленского плато, в Забайкалье, мощность мёрзлых толщ тут достигает 250–300 метров, температура составляет от 1 до –3 °С. Островную мерзлоту можно встретить на Кольском полуострове, в Канино-Печорском районе, в Западной Сибири, в южной части Среднесибирского плоскогорья, а также на Дальнем Востоке, вдоль берега Охтского моря и на севере полуострова Камчатка, что касается мощности, то она варьируется в диапазоне от нескольких метров до нескольких километров, температура составляет от 0 до –2 °С.

Рассмотрим примеры успешного бурения в многолетне-мерзлых породах:

1) Ямало-Ненецкий автономный округ располагается на севере Западно - Сибирской

Равнины, среднесуточные показания термометра в зимний период времени часто находится на отметке ниже пятидесяти градусов. Характерной особенностью является длительное время зимнего периода, около девяти месяцев в году. Холода сопровождаются метелями, бурями и полярным сиянием. Совокупность вышеперечисленных факторов и удаленность от большой земли долгое время являлись причиной неисследованности данного региона на карте Советского Союза, лишь в середине двадцатого века, в 1962 году при поисковом и исследовательском бурении на Тазовском месторождении была обнаружена крупнейшая залежь газа, давшая мощный газовый фонтан. Именно это послужило началом так называемого периода «газовой революции» Ямала, благодаря которому, к концу шестидесятых годов двадцатого столетия на территории региона Ямала было пробурено свыше 85 тысяч метров скважин, включая глубокие и сверхглубокие отрезки. Сейчас, по примерным подсчетам, Ямал содержит 30 трлн м³ газа. Ежегодно «сокровищница вечной мерзлоты» приносит России более 80% отечественного газа, что является 1/5 мировой добычи. Прогнозируемый запас Ямала составляет около 150 млрд м³ газа и свыше 40 млн тонн нефти.

2) Якутия включена в состав Дальневосточного федерального округа, в северо-западной части Якутии бурением было установлено распространение ММП до глубины 1400 м. В области нахождения крупных месторождений ОАО «Газпром» (Уренгойского и Ямбургского) глубина ММП в среднем составляет 500–600 м. Технологические нюансы, связанные с выбором конструкций скважин при бурении многолетне-мерзлых пород.

Технология бурения скважин в многолетнемерзлых породах базируется на данных о мерзлотных и климатических условиях данного участка. Для проведения работ по строительству скважин на таких территориях требуется наличие уточненной геологии в виде мерзлотных карт, в которых детализировано представлены данные о температуре, мощности, льдистости и др. Отсутствие этих данных негативно отражается на качестве и эффективности проводки скважин, работы будут затруднены из-за частых капитальных ремонтов обсадных колонн, например, смятия, в результате зон кавернообразований, в промежутках многолетне-мерзлых пород с повышенной льдистостью и неравномерным их промерзанием.

Условно многолетнемерзлые породы можно разделить на активную мерзлоту и пассивную. Состав активной мерзлоты - песчаники, суглинки с повышенной льдистостью до 60%, тогда как пассивная мерзлота представляет собой глины с незначительным процентом льдистости. Мощность многолетнемерзлых пород колеблется от 400 до 600 метров, а температура в подошве многолетнемерзлой породы находится в пределах от –5° до –8°С. Самыми проблемными при бурении скважин в многолетнемерзлых породах являются две основные зоны:

- активная, как правило, представлена льдистыми отложениями и песком, мощность этой зоны составляет до 150 метров, данная зона располагается в верхней части многолетнемерзлой породы;

- пассивная, представлена густыми глинами, располагается в нижней части многолетнемерзлой породы.

К основным сложностям при проводке скважин в многолетнемерзлых породах можно отнести следующие факторы:

- 1) значительное кавернообразование в активной зоне многолетнемерзлой породы;
- 2) значительное поступление песка;
- 3) размыв и, как следствие, интенсификация обвалов пород, протаявших вследствие прогрева циркулирующей промывочной жидкостью;
- 4) смятие обсадных колонн из-за промерзания водосодержащих масс за периметром обсадной колонны или в межтрубном пространстве;
- 5) замерзание промывочной жидкости при отсутствии циркуляции в случаях бурения при температурах промывочной жидкости $+2^{\circ}\dots+3^{\circ}\text{C}$;
- 6) интенсивное простаивание мерзлых пород при поддержании температуры бурового раствора в процессе бурения $+8^{\circ}\dots+15^{\circ}\text{C}$ и выше;
- 7) низкое качество цементажа в многолетнемерзлой породе.

Для избежания вышеизложенных ситуаций, предотвращения размыва и создания застойных зон в активной части многолетнемерзлой породы, рекомендуется использовать нестабилизированные растворы с повышенной вязкостью 100–120 сек. С обеспечением температуры входящего раствора в минимально возможных низких диапазонах. Задача усложняется при бурении в условиях низких температур, так как при температуре закачиваемого раствора, температура которого составляет ниже 20°C , существует вероятность заморозки манифольда.

Бурение пассивной части многолетнемерзлой породы часто сопровождается интенсивное сальникообразование, поэтому, для обеспечения стабильности работ по углублению скважин, вязкость раствора при входе в пассивную часть многолетнемерзлой породы должна быть ниже 45 секунд, при обеспечении максимальной промывки. Практика показывает, что бурение двух несовместимых зон по данной технологии, как правило, проходит успешно.

Ниже представлен перечень условий, обеспечивающих эффективность углубления в многолетнемерзлых породах: в качестве промывочных растворов рекомендуется применение РНО, при оснастке устья скважины необходимо использовать холодильные установки, при креплении применять теплоизоляционные трубы повышенной прочности и специальные тампонажные растворы. Что касается вероятности процессов смятия колонны, то картина замерзания и последующего смятия выглядит следующим образом: жидкость, находящаяся в кавернах, после окончания бурения постепенно замерзает с периферии, приводя к сжатию жидкости, в результате чего создается давление на колонну. По мере замерзания колонны в незамерзшей части колонны возникает давление, существенно превышающее прочность труб на смятие. Для предотвращения смятия колонн на практике может применяться метод управляемого замораживания, разработанный в НКЛ ВНИИГаз, состоящий в следующем: прогрев скважины циркулирующей жидкостью с температурой $1-2^{\circ}\text{C}$ и подачей 10-12 л/с, до снижения температуры за колонной до -1°C , что обеспечивает завершение замерзания жидкости в каверне.

В обсаженном стволе скважины в интервале залегания многолетнемерзлых пород и на 50 м ниже, обсадные колонны должны снабжаться жесткими центраторами- турбулизаторами типа ЦТГ. Для обсадных колонн диаметром 324 мм и более допускается применение жестких центраторов типа «стрингер» конструкции Тюмень НИИГипрогаз. В необсаженном стволе кондуктор необходимо оснащать центраторами типа ЦЦ-1. В обсаженном или открытом стволе скважины ниже многолетнемерзлой породы с углом наклона до 250° возможно использование упругих центраторов типа ЦЦ-1. Для наклонных более 250° и горизонтальных участков ствола скважины необходимо применять жестко упругие центраторы типа ЦЦ-2,4 или жесткие – типа

ЦТГ. Потайные колонны, особенно осуществляющие роль части эксплуатационной или перекрывающие верхний этаж нефтегазоносности, должны обязательно оснащаться заколонными пакерами. Буферные жидкости используемые при работах по креплению обсадных колонн, в том числе, в случаях, предусматривающих вымыв жидкости на поверхность, должны обладать морозостойкостью.

Ниже представлены оптимальные буровые и тампонажные растворы для проводки скважин в многолетне – мерзлых породах:

- промывочные агенты с отрицательной температурой;
- охлажденный воздух, аэрированные жидкости, пены;
- буровые растворы с положительной температурой, но с использованием соответствующих методик.

В первом моменте могут быть комбинированы растворы как на углеводородной, так и водной основе.

В качестве противоморозных добавок в водные растворы вводятся активные реагенты, такие как NaCl, KCl, CaCl₂, Na₂Br₄O₇, Na₂CO₃, Na₂NO₃, с повышением их концентрации температура замерзания раствора снижается и может быть доведена до -16° С. Однако при этом растет скорость таяния льда.

Для получения необходимых свойств в раствор вводятся глинопорошок, гипан, КМЦ, ПДА. Разумеется, введение противоморозных добавок существенно снижает стабильность растворов, в итоге происходит их распределение на твердую и жидкую стадии. Кроме того, летом охлаждение раствора до отрицательных температур затруднено.

Лучшим сценарием с точки зрения минимального воздействия на ММП является продувка скважин воздухом.

Аэрированные жидкости и пены имеют перечень существенных преимуществ как промывочные агенты. При их применении гидростатическое давление в скважине мало, что приводит к возрастанию механической скорости бурения, повышает износостойкость долот. Внесение в газожидкостную смесь ПАВ, ПАА, КМЦ, гипана, сульфонола, глинопорошка, смазывающих, противоморозных, ингибирующих добавок позволяет присвоить буровые растворы с нужными свойствами и управлять их в широких пределах. В целом применение в качестве очистных агентов жидкостей с отрицательной температурой, аэрированных жидкостей и пен почти всегда невозможно при бурении основной части ствола глубокой скважины, а замена раствора после проходки ММП приводит к значительному удорожанию работ.

В связи с этим в подавляющем большинстве случаев бурение скважин на нефть и газ в ММП реализуется с промывкой буровым раствором с положительной температурой.

Методы повышения эффективности проводки скважин в многолетнемерзлых породах:

Для недопущения катастроф при проводке скважин в многолетнемерзлых породах желательно спрогнозировать и воссоздать следующие мероприятия от вероятных инцидентов: моментальное протаивание мерзлых пород; кавернообразование; обвалы протаявших пород на забой; прихват бурильного инструмента в интервале залегания многолетнемерзлых пород; аварийные выплески межмерзлотных вод; выброс газа из вероятных гидратных пропластков; промерзание промывочного раствора в процессе остановок циркуляций; обеспечение оптимальных условий закачивания скважин, постройка конструкций скважин, гарантирующих повышение технико-экономических данных возведения скважин и надежную работу в процессе эксплуатации; создание требований надежной опоры обсадных колонн на устье за счет недопущения образования приустьевых воронок, размывов пород, камнепадов пород вблизи устья в процессе бурения.

Изложенные выше задачи намереваются на концепции осуществления комплекса геокриологических исследований и технологических мероприятий:

1) бурение промежутков многолетнемерзлой породы долотами меньшего диаметра, с дальнейшим расширением ствола скважины;

2) применение обыкновенных глинистых растворов на пресной воде, с температурой ниже +6°...+8°С на входе в скважину, за счет уменьшения объема раствора, сокращение времени на механическое бурение, промывки, применение глинисто-полимерных растворов, составов на нефтяной основе, пен. Необходимо помнить, что низкие отрицательные температуры воздуха, при температуре входящего раствора ниже 20°С при применении глинистого раствора, могут привести к заморозке линии подачи раствора, что не дает возможности вести нормальное расширение скважины;

3) бурение активной составляющей многолетнемерзлой породы и пассивной необходимо осуществлять отдельно, после перекрытия колонной активной части;

5) при бурении в ММП необходимо использовать обсадные трубы повышенной прочности и с увеличенной толщиной стенки;

6) при бурении в ММП необходимо применять теплоизолированные обсадные трубы;

Подводя итоги, можно сказать, что бурение нефтяных и газовых скважин, в районах, представленных многолетнемерзлыми породами, достаточно специфично и имеет ряд технологически сложных моментов, но при соблюдении правил проведения работ по бурению, позволяет значительно снизить опасности возникновения внештатных ситуаций при выполнении буровых и проектных работ в районах залегания многолетнемерзлых пород, и как следствие, повышает безопасность как для оборудования, так и для персонала, а также дает возможность снижать сроки и стоимость строительства скважин.

Библиографический список:

1. Гидрогеология и инженерная геология. ИД МИСиС 2019 стр. 424. Гальперин А.М., Зайцев В.С.
2. Экологическая энциклопедия. 6 том, Энциклопедия 2018, стр. 656, Данилов- Данильян В.И.
3. Горнопромышленная экология, ИД МИСиС, 2016, стр. 111, Чмыхалова С.В.

УДК 622.276.04

К вопросу об особенностях разработки морских месторождений углеводородов

Набиева Е.М.

Научный руководитель – Заборовская В.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Постепенное истощение запасов углеводородов на суше вызвало необходимость разработки углеводородных ресурсов морского дна, которые, по предварительным оценкам, содержат почти в 3 раза больше нефти и газа, чем на суше.

«На 1 января 2019 года у Роснефти 55 лицензий на земельные участки в Дальневосточном, Арктическом и Южном морях России. Ресурсы углеводородов на этих территориях оцениваются в 41 миллиард тонн нефти» [3].

Затраты на разработку морских месторождений окупаются в четыре раза, поэтому, несмотря на большие капитальные вложения, добыча нефти и газа на морских месторождениях дает значительные выгоды. Затраты на геологоразведочные работы в акватории составляет 10-20% от основной стоимости разработки морских месторождений.

Расходы на освоение месторождения складываются из:

- факторов окружающей среды;
- качества и объёма извлекаемого сырья;
- способа обустройства морского промысла;
- научно-технического прогресса в области бурения;
- выбранного способа подготовки и транспортировки.

Изучим способы добычи нефти и газа в морских залежах.

Для начала геологи определяют место бурения скважины, если она не далеко от берега, то выбирается способ бурения наклонных скважин с установкой буровой вышки на суше.

При большом удалении от берега месторождения относятся к шельфовой зоне и для разработки залежи используются специальные буровые платформы. «Шельф – это выровненная область подводной окраины материка (береговая платформа), примыкающая к суше (ставшая подводной в результате разрушения волнами) и характеризующаяся общими с ней чертами рельефа и геологической структурой» [4]. Платформы в основном делятся на три типа: полупогружные, самоподъемные и гравитационные.

При глубине до 100-120 метров можно использовать самоподъемные установки. Они состоят из понтона (плоское плавучее судно), подъемного механизма, который обеспечивает подъем платформы над водой и опорных колонн, по которым осуществляется перемещение понтона. Для обеспечения устойчивости и безопасности колонны углубляют в грунт.

На таких установках могут располагать жилые помещения для экипажа и рабочих, вертолетную площадку, даже собственную электростанцию. Но их недостаток в том, что устойчивость такой платформы во многом зависит от того, какой грунт залегает на дне моря и гидродинамических процессов, происходящих в точке ведения работ.

При глубине до 350 метров используют установки гравитационного типа. Их особенность в том, что они имеют мощное бетонное основание, но их использование возможно только на прочных грунтах. В основание встраиваются колонны для бурения скважин, резервуары для хранения сырья, и трубопроводы, а поверх основания располагается буровая вышка.

В местах где глубина превышает 150 метров и более используют полупогружные буровые установки. Они обладают высокими мореходными качествами и способны преодолевать огромные расстояния. Конструкция платформ состоит водоизмещающего понтона, верхней части с жилыми и производственными конструкциями и системы удержания судна над местом добычи (якорная, позиционирующая и комбинируемая).

Сотни тысяч рабочих могут жить и работать на таких платформах, образуя маленький город со своей инфраструктурой, окруженный водой и удаленный от берега на множество километров.

Бурение скважины.

Чтобы начать бурение глубоководной скважины, буровому судну необходимо преодолеть множество задач, а главное - добраться до места бурения и занять точное положение. Для этого буровое судно «зависает» над установленной геофизиками нижней точкой, постоянно корректируя свое положение с помощью тяги гребных винтов, определяя точность системой динамического позиционирования на основе GPS.

После установления точной позиции и её закрепления, через сквозную буровую шахту в корпусе судна на буровой колонне спускается кондуктор. Это стальной трубный фундамент массой 200 и более тонн, высотой до 28 м и с фланцем для соединения с устьевой арматурой.

Далее, с помощью подводных датчиков и камер гидромониторное долото, которое находится внутри кондуктора, мощными водными потоками размывает на дне колодец и конструкция под давлением воды проскальзывает в него. По буровой колонне подается цементное тесто, которое через специальную головку выдавливается в затрубное пространство и надежно бетонирует кондуктор.

«Гестом называется масса, образующаяся при соприкосновении вязких минеральных веществ с морской водой. Она превращается в искусственный камень не более чем через 18 часов. Сразу после этого в скважину спускается долото, вращающееся под напором морской воды, как турбина, и буровики проходят еще около сотни метров для установки первой секции обсадной трубы» [5].

Для изоляции от водоносных пластов и противодействия давлению породы скважина заливается цементным раствором, это очень важный процесс в бурении называемый «томпонаж». Плохая защита от давления пластов, которое достигает до 1000 атм, может привести к потере скважины ценой около \$100 млн и даже к экологическому бедствию.

После цементирования блок противовыбросовых превенторов (ПВП) массой около 100 тонн опускается в устье с борта платформы. Эти автоматические затворы призваны уберечь акваторию от загрязнения нефтью в случае аварии. Сверху к превенторам крепится или райзер.

Соединяет буровую установку со стволом скважины, состоящий из множества отдельных секций, райзер. По нему в скважину доставляется бурильная колонна с гидравлическим долотом, буровой раствор, обсадные трубы, цементное тесто, измерительное оборудование и спец. инструмент, а отработанный раствор с обломками породы выносится вверх.

После установки райзера начинается непосредственно бурение, которое длится несколько месяцев и состоит из прохода отрезка грунта, спуска секции обсадной трубы, заливания скважины раствором, теста на герметичность, смены долота, снова проходки и так далее.

На рисунке (Рис.3) можно схематично увидеть, как выглядит скважина изнутри, на нем изображены: райзер, буровая колонна по центру которой подается специальный раствор, а по краям он вместе с грунтом и нефтью поднимается обратно на танкеры для дальнейшей отчистки, у начала скважины установлен превентор, который опирается о морское дно, от райзера вглубь опускается обсадная труба, которая удерживает грунт от обрушения, и завершает установку гидромониторное долото.



Рисунок 1 - Превентор



Рисунок 2 - Райзер

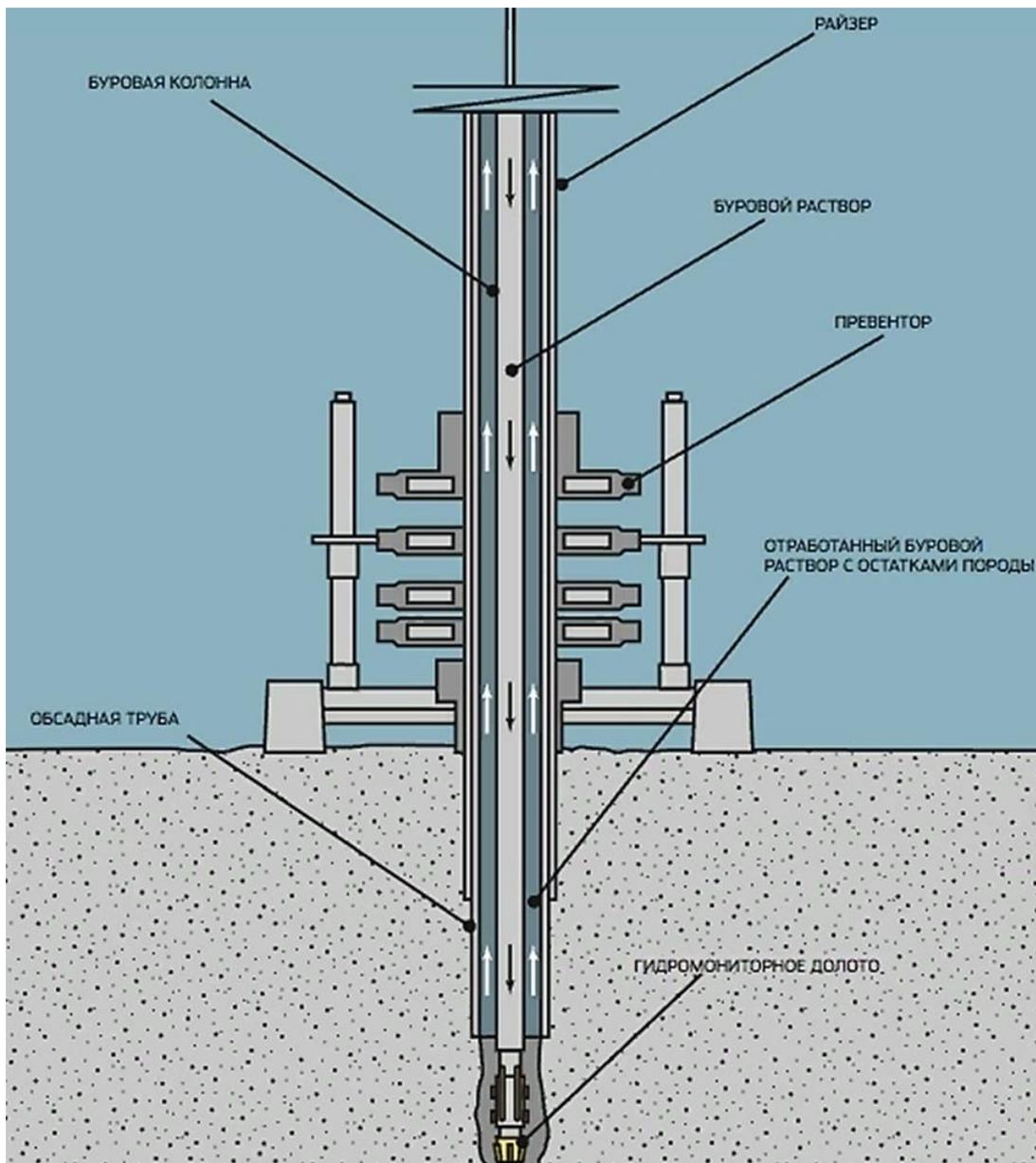


Рисунок 3 - Устройство скважины в разрезе

Технологии не стоят на месте, но разработка морских месторождений по-прежнему является очень трудоемким и опасным процессом, сравним различия в добыче углеводородов на суше и на море.

Результаты сравнения и различия морских и наземных методов добычи полезных ископаемых я приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Различия морских и сухопутных способов добычи углеводородов.

Месторождения на суше	Морские месторождения
Доступность информации по характеристике грунтов	Сложность получения информации по характеристике грунтов
На процесс бурения влияет только ветровая нагрузка	Волновые нагрузки, движение сооружений, ледовые нагрузки затрудняют процесс бурения
В случае разливов нефти возможен сбор без критических последствий	Сложный сбор нефти при разливе
Происходит перегрев оборудования из-за отсутствия постоянного доступа к воде	Отсутствие затруднений в наличии воды для охлаждения
Потребность в трубопроводном транспорте	Относительно простая операция погрузки нефти на танкеры

В итоге хочу сказать, что, несмотря на все сложности и высокие затраты, при рациональном подходе добыча углеводородов с морских месторождений полностью оправдана.

Библиографический список:

1. Филиппов А.Г, Петренко В.Е. и др. Подводная техника и технологии освоения морских месторождений углеводородов. Издательский дом Недра 2017 г.
2. Gazprominfo.ru: Газпром Информаторий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
3. Rosneft.ru: РОСНЕФТЬ на благо России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/>, свободный. – Загл. с экрана.
4. Wikipedia.org: Википедия свободная энциклопедия [Электронный ресурс].– Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Шельф>, свободный.
5. Asuneft.ru: OIL портал о нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://asuneft.ru/transportirovka/skolko-stoit-neftyanaaya-skvazhina-kak-dobyvayut-neft-burovym-putyom.html>, свободный. – Загл. с экрана.

УДК 622.257.122

Обзор последних достижений: новые материалы и технологии для долговечной цементной оболочки

Политов Н.М., Копылов И.А.

Научный руководитель - Цуканова А.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Ключевой задачей цементирования скважин всегда было обеспечение зональной изоляции в нефтяных, газовых и углекислотных (CO₂) хранилищах для обеспечения безопасности и предотвращения экологических проблем. Потеря зональной изоляции и разрушения ствола скважины в основном связаны с несоответствующим цементированием и (или) проблемами устойчивости цементной оболочки. В зависимости от операций в скважине цементная оболочка может испытывать ряд условий, которые могут вызвать ее разрушение. Для обеспечения долговременной зональной изоляции цементная оболочка должна быть рассчитана на работу в течение всего срока службы скважины. Достижения в области материалов и технологий, таких как наноматериалы, полимерные материалы, контролируемые процессы и электрокинетические процессы, в настоящее время внедряются и могут быть реализованы в цементной промышленности для решения проблем, возникающих при цементировании нефтяных и газовых скважин.

В данной работе представлен обзор достижений в области применения наноматериалов при цементировании нефтяных и газовых скважин.

Первичное цементирование - это процесс помещения цементного раствора в пространство между обсадной колонной и стенкой скважины. Основная цель первичного цементирования - обеспечить зональную изоляцию, то есть полностью изолировать нефть, газ и воду от ствола скважины. Это требование делает цементирование скважин одной из самых важных и ответственных операций в нефтяных и газовых скважинах. Без полной изоляции ствола скважины скважина никогда не сможет достичь своего полного производственного потенциала.

Обычные материалы на основе цемента являются естественно хрупкими и обладают низкой прочностью на растяжение и объемной усадкой. Из-за гидратации цемента в цементной структуре могут развиваться усадочные напряжения, что может привести к расслоению и образованию микроканалов между цементной оболочкой и обсадной колонной или образованию трещин растяжения. Это может привести к плохой работе цементной системы в забойных условиях и, как следствие, может привести к дорогостоящим ремонтным работам, снижению производительности, экологическим проблемам и, в худшем случае, к потере скважины.

При разработке прочной цементной оболочки на весь срок службы скважины мы должны более внимательно изучить новые материалы и технологии и оценить возможности внедрения этих достижений в цементирование скважин. Были достигнуты многочисленные достижения в области наноматериалов, полимеров, интеллектуальных жидкостей, волокон и самовосстанавливающихся материалов. Помимо материалов, новые интеллектуальные методы модификации материалов, такие как контролируемая доставка и электрокинетический метод.

В работе рассматриваются новые материалы и методы, которые были внедрены и (или) потенциально могут быть применены при цементовании нефтяных и газовых скважин.

Долговечная цементная обработка

После пробуривания секции ствола обсадная колонна спускается и цементируется на месте. Идеальная толщина кольцевого цемента составляет 3,8 - 7,6 см. Каждая секция обсадной трубы скважины будет частично или полностью зацементирована, в зависимости от свойств пласта, длины и т.д. Рис. 1 представляет собой схематическое изображение типичной добывающей скважины. Для обеспечения хорошего цементирования на начальном этапе процедура цементирования должна выполняться эффективно путем помещения хорошо спроектированного цементного раствора в затрубное пространство. Для этого важны надлежащая централизация обсадной колонны, адекватное удаление бурового раствора, отсутствие загрязнения цементным раствором, полное размещение цемента и адекватное соединение цемент-пласт и цемент-обсадная колонна.

После укладки краткосрочные свойства цементного раствора должны соответствовать требованиям, установленным промышленностью. Если нет немедленной миграции жидкости на поверхность, вполне вероятно, что краткосрочные свойства цементного раствора рассчитаны удовлетворительно. Хорошая укладка цемента с контролируруемыми краткосрочными свойствами необходима и важна для эффективной долгосрочной зональной изоляции. Однако со временем по мере изменения условий внутрискважинного напряжения, в основном в ответ на колебания температуры и давления, даже успешные цементные работы с хорошо спроектированными краткосрочными свойствами могут потерпеть неудачу. Цементная оболочка обычно имеет дефекты и микротрещины, вызванные внутренними усадочными напряжениями, даже до приложения внешней нагрузки. Обычные цементные системы без компенсации объемной усадки имеют высокий риск выхода из строя на всех этапах работы скважины. Однако, когда уменьшение объема смягчается без значительного изменения механических свойств, риск повреждения цементной оболочки значительно снижается.

Кроме того, последующие операции на скважине могут вызвать напряжения в цементной оболочке, что приведет к ее разрушению под действием приложенных растягивающих напряжений. Из-за низкой прочности на разрыв и низкой гибкости постоянная деформация и циклические напряжения на цементной оболочке приводит к увеличению микроканалов и развитию мелких и крупных трещин, которые открываются для миграции жидкости через цементную оболочку. На рис. 2 показаны режимы разрушения цементной оболочки, подвергшейся усадочным напряжениям и / или колебаниям температуры и давления.

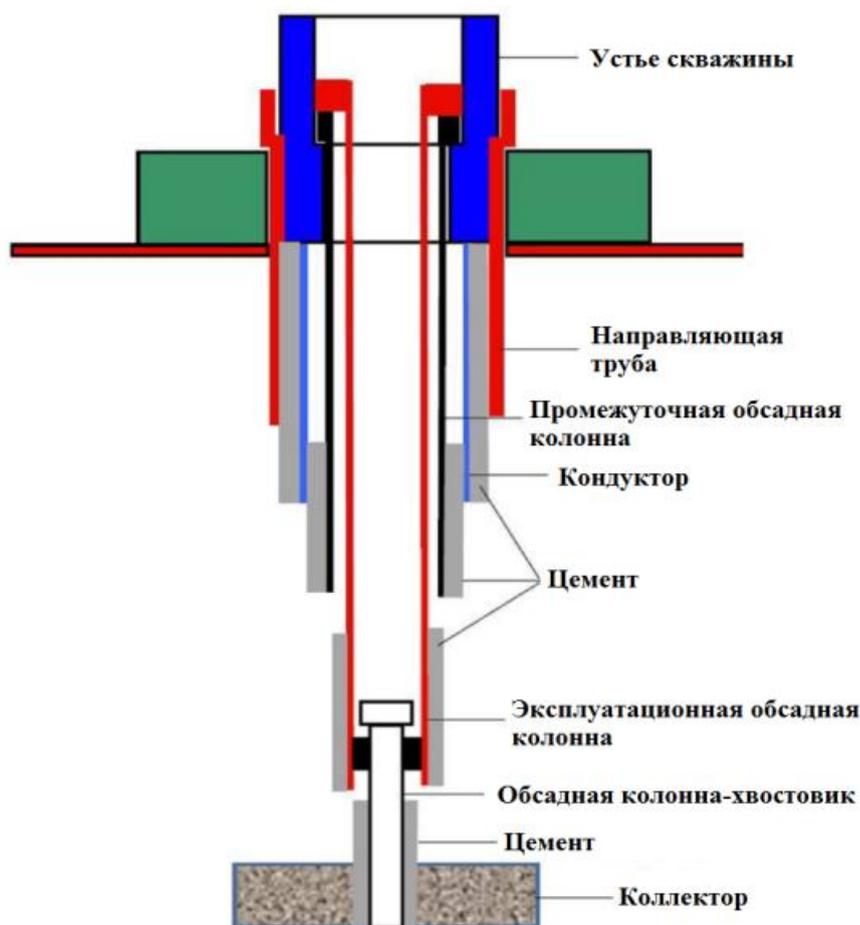


Рисунок 1 - Схема типичной добывающей скважины

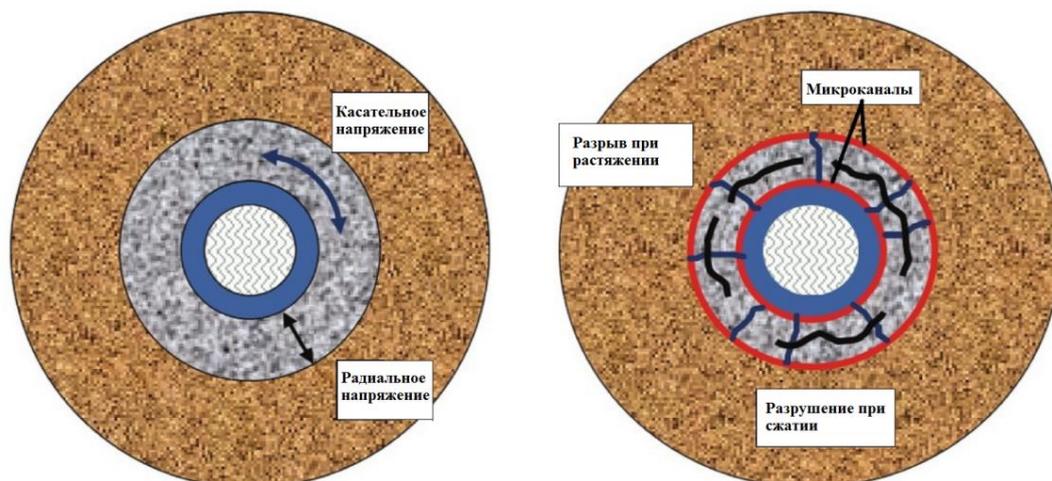


Рисунок 2 - а) Взаимодействие касательных и радиальных напряжений, которые могут быть вызваны усадкой цементной массы или колебаниями температуры и давления;
 б) эти изменения напряжения могут вызвать разрушение цементной оболочки при растяжении или сжатии или отслоение цементной оболочки от обсадной колонны или стенки скважины, создавая микроканалы

Наномодификация

Нанотехнологии применялись во многих отраслях, в том числе в нефтегазовой. Ожидается, что возможность производства индивидуальных наноматериалов с особыми свойствами будет играть ведущую роль в нефтегазовой отрасли. Наноматериалы в основном определяются размером от единицы до 100 нм, демонстрируя особые механические, оптические, электрические и магнитные свойства, которые могут существенно отличаться от

свойств тех же материалов при микро / макро размерах. Использование нанотехнологий при цементировании скважин является относительно новым, и многие разработки все еще находятся в стадии коммерциализации. Наноматериалы предлагают средства для изменения свойств цементной системы для конкретных условий / областей применения, демонстрируя улучшенные характеристики при снижении затрат.

В данной работе будут описаны исследования, проведенные с применением различных наноматериалов для цементирования нефтегазовых скважин.

Нанокремнезём. Наиболее широко проводимые исследования по использованию наночастиц в вяжущих материалах относятся к наноксидам, таким как SiO_2 , Fe_2O_3 и Al_2O_3 . В университете Суррея исследовали влияние нано- SiO_2 на свойства тампонажного раствора. Добавление нано- SiO_2 улучшило прочность на сжатие и изгиб, а также уменьшило время схватывания, свободную воду, пористость и проницаемость образцов цемента. Наблюдаемые улучшенные свойства объяснялись эффектом нанонаполнителя SiO_2 , заполняющего пустые поры в геле C-S-H, а также способствующего пуццолановой реакции.

Кроме того, в Болонском университете изучали влияние нанокремнезема оливина на гидратацию и характеристики тампонажных растворов. Введение нанокремнезема оливина в систему тампонажного цемента сократило период индукции или покоя и время схватывания. Сравнимый результат был получен при использовании 0,5% оливина нанокремнезема вместо 10% микрокремнезема. В Норвежском университете естественных и технических наук также оценили цементные системы, содержащие нанокремнезем различных размеров, по сравнению с системами, содержащими микрокремнезем. Свойства цементного раствора представлены в таблице 1 (содержание кремнезема в каждом цементном растворе: 15% от веса цемента).

Таблица 1 - Влияние размера и типа частиц кремнезема на свойства цементного раствора

Тип кремнезема	Размер частиц	Время загустевания до 70 Вс	Прочность на сжатие	Прочность на растяжение
Нанокремнезем	30 нм	163 мин	2,95 МПа	1,02 МПа
Нанокремнезем	10 нм	300 мин	2,77 МПа	1,01 МПа
Аморфный кремнезем	2,5-50 мкм	872 мин	1,45 МПа	0,66 МПа
Кристаллический кремнезем	5-10 мкм	1200+ мин	1,74 МПа	0,7 МПа

Наноцеллюлоза и графен. Благодаря современным достижениям в области биотехнологий наночастицы целлюлозы приобрели значительную привлекательность в качестве биоразлагаемых и возобновляемых материалов. Наночастицы целлюлозы обладают уникальными прочностными, электрооптическими и поверхностными свойствами с возможностью легкой модификации и функционализации. Наночастицы целлюлозы были введены в тампонажный цемент для изменения реологических свойств. Влияние нановолокн целлюлозы на реологию, отверждение и механические свойства тампонажного цемента исследовали в Китайском Северо-Западном университете A&F. При добавлении 0,04 мас.% нановолокн целлюлозы прочность на изгиб увеличилась на 21%. Повышение механических свойств было связано с повышенной степенью гидратации, уменьшением пор и перекрывающим эффектом однородно распределенных нановолокн целлюлозы в цементной матрице.

Миссурыйский университет науки и технологий ввел графеновые нанопластины в тампонажный раствор. Добавление 0,6% графеновых нанопластинок модифицировало микроструктуру продуктов гидратации, что привело к увеличению прочности при растяжении на 30% и уменьшению усадки на 30%. Гибридное использование 0,05% графеновых нанопластин и 0,04% целлюлозных нановолокн в системе тампонажного цемента привело к 25% увеличению прочности на изгиб, вызванному мостиковым эффектом графеновых нанопластин и целлюлозных нановолокн.

Цементная система с нечувствительной к температуре вязкостью

Стабильность цементного раствора трудно достичь при длительном цементировании горизонтальных скважин, когда раствор подвергается воздействию высоких температур в течение длительных периодов времени. Реологические свойства цементных растворов заметно меняются при изменении температуры. При повышении температуры в большинстве цементных растворов будет наблюдаться явление термического истончения. Это повлияет на стабильность раствора, эффективность вытеснения и может создать дополнительные трудности при проектировании цемента. Следовательно, желательны новые добавки, которые улучшают стабильность раствора при высоких температурах без высокой поверхностной реологии и связанных с этим проблем смешивания / перекачивания. В Китайском Северо-Западном университете A&F разработали цементный раствор с нечувствительной к температуре вязкостью, добавив термочувствительный контроллер вязкости (ТКВ). ТКВ представляет собой комплекс неорганических и органических полимеров. Цементный раствор с ТКВ показал термостабильные реологические свойства и очень незначительное термическое разжижение при 20–120°C. Рис. 3 сравнивает реологическое поведение обычной цементной системы и цементной системы, содержащей ТКВ, при различных температурах. Реологические свойства цементной системы, содержащей ТКВ, практически не зависели от температуры, тогда как вязкость традиционной цементной системы значительно варьировалась в зависимости от температуры. Добавление ТКВ к цементной системе привело к повышению эффективности вытеснения и конструкции цементирование и было успешно применено на нефтяном месторождении в бассейне Денвер-Джулесбург в Северной Америке с приемлемым качеством цементирование.

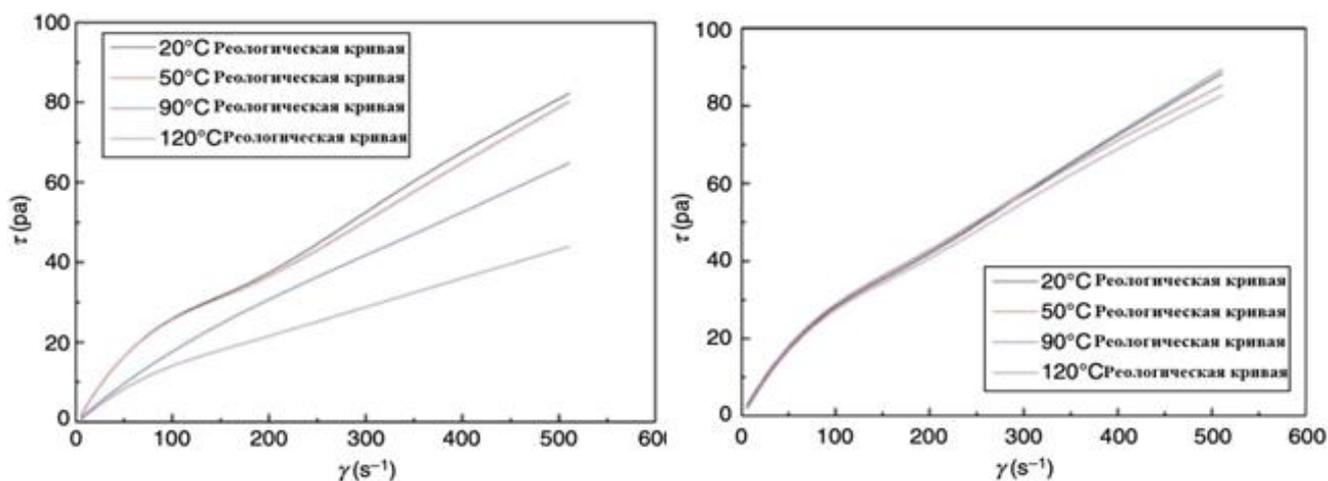


Рисунок 3 - Реологические кривые а) обычной цементной системы и б) цементной системы, содержащей термочувствительный регулятор вязкости (ТКВ) при различных температурах.

Электрокинетические процессы

Электрически индуцированные или связанные транспортные процессы, включая электрофорез, электроосмос и электромиграцию в растворах и пористых средах под действием внешнего электрического поля, были широко изучены и используются во многих дисциплинах. Частицы цемента в растворе электрически заряжены; таким образом, ими можно управлять, применяя внешнее электрическое поле. Профессор Норвежского Университета естественных и технических наук Александр Лавров исследовал манипулирование границей раздела цемент / обсадная колонна путем приложения напряжения к обсадной колонне. Согласно визуальным наблюдениям, сцепление цементной пасты со стальной трубой улучшилось на положительном электроде и, по-видимому, было плохим на отрицательном электроде. Это показывает рис. 4. Гранулометрический состав вблизи катода и анода (поверхность стальной трубы) был проанализирован с помощью микроскопии синхротронного излучения. Цемент около анодной поверхности был обогащен крупными частицами цемента, тогда как около катода цементная система была обеднена крупными частицами. Рентгеноструктурный анализ также показал, что цемент около анода был обогащен трикальций силикатом. Применение электрокинетических процессов при цементировании нефтяных и газовых скважин может быть

потенциальным методом улучшения сцепления цемента с обсадной колонной и (или) использования этой концепции для очистки обсадной колонны с целью эффективного размещения цемента в затрубном пространстве.

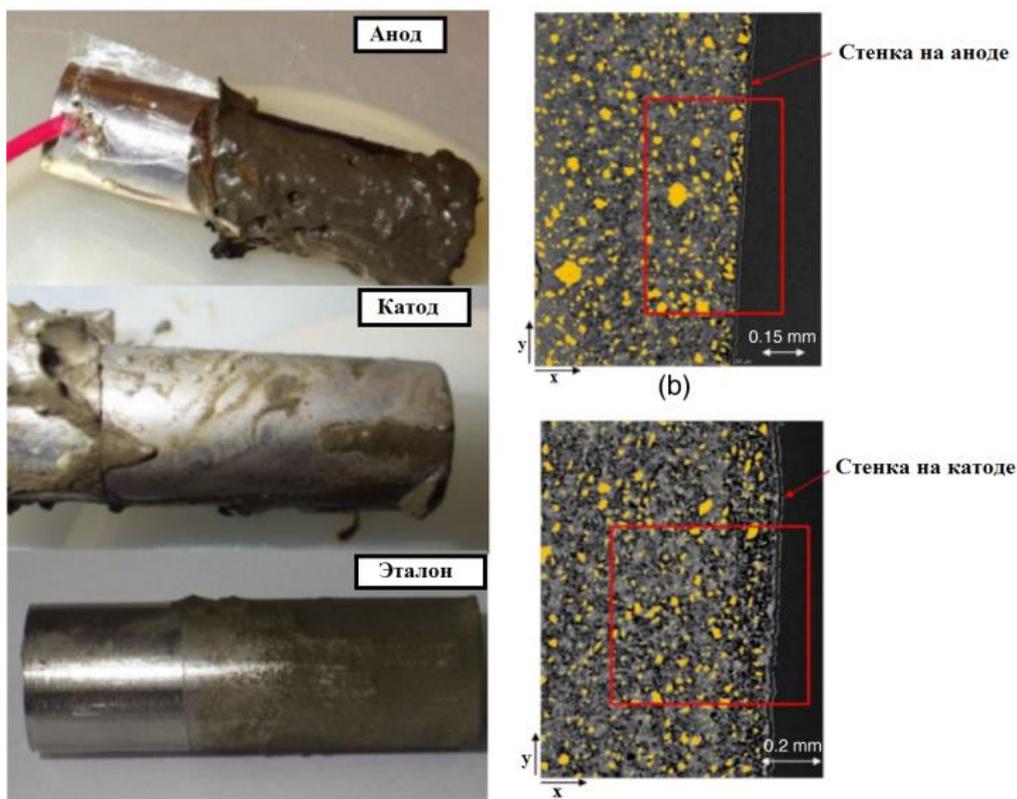


Рисунок 4 - а) Прикрепление цементного теста к стальной трубе после 18 минут воздействия 18 В, улучшенное сцепление на аноде, плохое сцепление на катоде и промежуточное сцепление в контрольной точке; Сканирование с помощью синхротронной радиационной микроскопии пристенных зон на аноде б) и катоде в)

В последние годы, с быстрым развитием технологий разведки и бурения нефтяных месторождений, скважины были пробурены и завершены в более сложных условиях, таких как условия высокого давления и высокой температуры. Несмотря на широкое технологическое развитие цементных материалов, проблемы цементирования в этих средах все еще остаются. В данной работе представлены новые применения наноматериалов в системах тампонажных цементов, которые являются многообещающими для обеспечения инженерной цементной оболочки на протяжении всего срока службы скважины и описываются электрокинетические процессы как средство улучшения сцепления цемента с обсадной колонной и устранения утечек в цементной оболочке. Эти новые материалы и технологии перспективны в обеспечении долгосрочной зональной изоляции за счет повышения эксплуатационных характеристик цементной оболочки с разумной стоимостью и более низким экологическим воздействием, что имеет большое значение в нефтегазовой промышленности.

Библиографический список:

1. Alkhamis M., Lmqam A., Новые рецептуры цемента с использованием нанопластинок графена для улучшения свойств цемента и долгосрочной надежности в нефтяных скважинах.
2. Rashidi M., Ardjmand A., Влияние нанокремнезема на физические свойства цемента для нефтяных скважин.
3. Dousti R., Boluk Y., Влияние нанокристаллов целлюлозы на свежие свойства цементной пасты для нефтяных скважин
4. Lavrov A., Gawel K., Манипулирование границей цемент-сталь с помощью электрического поля.
5. Lavrov A., Gawel K., Структурные изменения, вызванные электрофорезом на границе раздела цемент-сталь.

УДК 622.257.122

Современные методы предупреждения и способы ликвидации прихватов в процессе строительства нефтяных и газовых скважин

Пухальский В.Е.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В процессе бурения и строительства нефтяных и газовых скважин возникают непроизвольные эксцессы, следствием которых являются геологические осложнения. Под термином осложнение, подразумевается нарушением технологического процесса, вызванного внезапным или систематическим отклонением от заданного технического проекта. По статистике, самым распространенным видом нарушения технологического процесса является прихват бурильных колонн, который сопровождается заклиниванием бурового инструмента по следующим причинам:

- прилипание бурильной колонны и её элементов к глинистой корке на стенках скважины;
- в результате желобообразований;
- вследствие образования сальника на её элементах;
- заклинка долота, калибратора в местах сужений ствола при проработках, при применении жесткой компоновки низа бурильной колонны (КНБК), по сравнению с ранее применявшейся;
- заклинивание бурильной колонны в скважине упавшим в неё посторонним предметом (как с устья, так и из скважины).

Остановимся более подробно на каждом из рассматриваемых осложнений:

Прихваты бурильной колонны вследствие её прилипания к стенке скважины происходят в интервалах залегания проницаемых отложений (песчаников, известняков), где в результате фильтрации бурового раствора образуется глинистая корка, при этом, прилипанию бурильной колонны (наиболее часто - УБТ) с последующей потерей подвижности, способствуют такие факторы, как:

- повышенная плотность бурового раствора, а именно, большое содержание в нём глины,
- одновременно высокие показатели водоотдачи и липкости глинистой корки, вызывающие значительный статический перепад давления между скважиной и пластами пород;
- наклон ствола, наличие желобных выработок;
- применение в составе компоновки гладких УБТ с диаметром близким к диаметру скважины и отсутствие в КНБК элементов, уменьшающих поверхность контакта УБТ с глинистой коркой на стенке скважины (переводников увеличенного диаметра, калибраторов, центраторов).

Силы, удерживающие трубы при прилипании, напрямую зависят от площади поверхности контакта труб с глинистой коркой, её адгезионных свойств и перепада давления между скважиной и пластом. Как правило, прилипание возникает при временной (примерно 5-6 минут) неподвижности колонны в скважине, когда КНБК находится в зоне залегания проницаемых пород.

Основные признаки таких прихватов - неподвижность колонны бурильных труб при попытках её движения вверх, вниз или вращения, свободная циркуляция бурового раствора.

При наличии в открытом стволе проницаемых пластов, особенно в зоне размещения КНБК, необходимо:

- установить в КНБК противоприхватные переводники увеличенного диаметра;
- использовать преимущественно (при возможности) роторный способ бурения;
- при бурении с ГЗД производить проворачивание инструмента не реже, чем через 4-5 минут, при возможности – постоянное вращение на пониженной скорости;
- не оставлять бурильный инструмент без движения более 4-5 минут. При невозможности обеспечить это условие, поднять КНБК в «башмак» предыдущей колонны или в прихватобезопасный интервал;
- применять спиральные, квадратные УБТ, ограничить их длину, диаметр;

- контролировать плотность бурового раствора в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 2013 г.;

Прихват бурильной колонны в желобной выработке.

Под желобом, принято считать выработку-углубление в стенке скважины, образующуюся в результате воздействия на породу элементов бурильной колонны вследствие осевого движения и вращения. Сечение желоба приближено к диаметру формирующих его элементов бурильной колонны (замков, УБТ). Заклинка в нём элементов бурильной колонны может произойти, когда глубина желоба превышает половину диаметра заклиниваемого элемента. При желобах меньшей глубины прилипание КНБК возникает из-за большой поверхности контакта поверхности труб с глинистой коркой.

Желобные выработки могут иметь значительную протяженность, особенно опасны желоба в перемежающихся по твердости породах, где между уширенными участками ствола в более плотных породах образуются глубокие углубления.

Основная причина образования желобов - наклон ствола более 5 градусов, изменение его направления по азимуту, изменение зенитного угла в большую или меньшую сторону, наиболее опасными считаются «нижние» желоба, образовавшиеся на нижней стенке скважины. Из них самыми опасными являются желоба на участках снижения зенитного угла. «Верхние» желоба образуются на участках набора зенитного угла отклонителем и опасны при использовании жестких КНБК.

Факторы, способствующие образованию желобов:

- вращение бурильной колонны в процессе бурения;
- большой вес компоновки низа бурильной колонны;
- большое количество СПО, малые проходки на долото;
- форма элементов бурильной колонны (наличие острых углов, фрезерованных канавок),

при которых возрастает скорость разрушения стенок скважины.

Многоступенчатая форма колонны также способствует возникновению прихватов, в том числе, применение в нижней части бурильных и УБТ разного диаметра.

Характерным предвестником таких прихватов являются затяжки инструмента, но при смене состава КНБК, прихват может произойти и без предыдущих затяжек.

Основными признаками образования желобных выработок являются: нарастающий вес на крюке свыше обычного (при подъеме инструмента); скачкообразное изменение (от максимума в меньшую сторону) нагрузки на крюке при выходе элемента бурильной колонны из желоба; свободная циркуляция бурового раствора; большой момент при вращении бурильной колонны; движение бурильной колонны вниз при разгрузке её веса на нижнюю часть.

К основным мерам по предотвращению прихвата бурильной колонны в желобе, можно отнести: использование одноразмерных секций бурильных труб и УБТ, противоприхватных переводников; своевременную фиксацию интервалов затяжек в буровом журнале; периодическую проработку интервалов желобообразований специальными компоновками; с периодическим проведением профилометрии в интервалах возможного или фактического желобообразования; строгое соблюдение заданных параметров бурового раствора, особенно ингибирующих добавок, водоотдачи, липкости глинистой корки; если произошло попадание в желоб - не допускать натяжку инструмента свыше веса колонны.

Прихват бурильной колонны из-за сальникообразований

Образование сальников происходит из выбуренной глины с наполнением из шлама других пород. Сальникообразованию способствует:

- разбуривание разреза с высоким содержанием глины;
- высокая скорость бурения;
- некачественная очистка бурового раствора;
- низкие смазывающие свойства бурового раствора, липкость глинистой корки, большая вязкость;
- недостаточная подача бурового насоса;
- чередование каверн и участков с номинальным диаметром, ступенчатая форма ствола скважины, КНБК;
- продолжительное бурение без подъема бурильной колонны в глиносодержащем разрезе;

- промыв бурильной колонны.

Ключевым признакам сальникообразований относят:

- появление затяжек при подъёме бурильной колонны в интервалах, в которых отсутствуют желоба;
- возрастание давления при промывке вплоть до прекращения циркуляции;
- уменьшение механической скорости бурения, вследствие зависания бурильной колонны;
- периодический вынос к устью скважины больших кусков глины, перелив бурового раствора через устье;
- наличие сальников после подъёма инструмента на долоте, калибраторе, УБТ, замках бурильных труб;
- увеличение крутящего момента на роторе.

Основные мероприятия по предотвращению сальникообразований: обеспечение качественной очистки бурового раствора (через все элементы системы очистки); поддержание технологических свойств бурового раствора (вязкости, липкости глинистой корки, плотности, водоотдачи, содержания песка); обеспечение максимально возможной подачи бурового раствора, в т.ч. - работу двумя насосами; при длительном бурении (более 24-30 часов) в геологических условиях, способствующих процессу сальникообразования, производить профилактический подъём инструмента до «башмака» предыдущей колонны; при вынужденном длительном простое и невозможности при этом промыть скважину с нормальной подачей насосов, долото следует поднять в «башмак» предыдущей колонны или не осложнённый участок открытого ствола; при появлении затяжек и посадок с признаками сальникообразования прорабатывать проблемные интервалы роторной компоновкой; для уменьшения сальникообразований в буровой раствор вводятся смазывающие и антиадгезионные добавки;

Заклинивание КНБК при спуске инструмента, проработке и бурении

Заклинка элементов КНБК (долота, калибраторов) относится к «жёстким» прихватам – это когда отсутствует возможность осевого перемещения бурильной колонны или вращения.

Основные виды заклинок КНБК:

- заклинка калибраторов, долота при проработке или расширении после алмазного бурения или отбора керна;
- заклинивание режуще-истирающих долот при спуске на забой;
- заклинка калибраторов при проработках, расширке ствола, смене (увеличение жесткости) компоновок;
- заклинивание КНБК при подъёме в интервале залегания высокопластичных пород;
- заклинивание долота на забое в процессе бурения;
- заклинка КНБК в призабойной зоне, вследствие обрушения пород.

Заклиниванию КНБК в скважине при различных операциях в стволе способствуют:

- наличие в разрезе плотных, абразивных пород, перемежающихся с менее твердыми породами;
- наличие в стволе высокопластичных отложений - гипсов, солей, пластичных глин, ссужающих ствол скважины;
- наличие в разрезе отложений, склонных к обрушению, в основном - трещиноватых карбонатных пород;
- чередование разных способов бурения (роторного, турбинного, колонкового), разных по жесткости типов КНБК.

Предотвращение заклинивания шарошечных долот достигается при выполнении следующих мероприятий (заклинивание долот режуще-истирающего действия не рассматривается, ввиду не актуальности их применения на Северо-Мукеркамьльское месторождение):

- входной контроль поступающих новых долот, измерение их диаметра;
- оснащение буровых моментометрами и постоянный контроль крутящего момента бурильщиком и станцией ГТИ;
- при существенном падении давления на стояке - признаке промыва бурильной колонны, произвести подъём инструмента;

Предотвращение заклинивания калибраторов, центраторов, жестких частей КНБК при спуске инструмента и в призабойной зоне достигается путём: контроля диаметра каждого спускаемого и поднимаемого долота, калибратора, центратора с записью диаметра и интервала их применения в буровом журнале; увеличение КНБК повышенной жесткости, по сравнению с ранее применявшейся, применять только при необходимости; периодически выполнение профилометрии и выявление интервалов, перемычек с номинальным или уменьшенным диаметром ствола; при спуске полноразмерных калибраторов, центраторов не допускать посадок более 3-4 тонн, зоны посадок прорабатывать до их прекращения, исключить применение калибраторов с большим диаметром, чем диаметр спускаемого долота; при сплошном отборе керна производить промежуточное расширение ствола скважины через 2-3 долбления керноотборного снаряда.

Прихваты бурильной колонны в результате обвалов стенок скважины, скопившегося в кавернах шлама и оседание его из бурового раствора

К факторам, способствующим прихватам бурильной колонны обвалившейся породой и шламом, относят:

- наличие в разрезе неустойчивых, склонных к обвалообразованиям, осыпям пород, формирование в скважине каверн;
- неудовлетворительное качество бурового раствора, в том числе низкая вязкость и СНС, высокая водоотдача, слабые ингибирующие свойства раствора;
- ступенчатая форма ствола, приводящая к накоплению шлама на переходе от большего сечения к меньшему;
- продолжительные сроки бурения открытого ствола, приводящие к увеличению нарушения устойчивости стенок скважины и объемом каверн.

Поскольку первопричиной таких прихватов является нарушение устойчивости стенок скважины, то мероприятием предотвращения таких прихватов, является соблюдение указанных в «Регламенте промывки и крепления» параметров бурового раствора и содержание в нём ингибирующих и смазывающих добавок.

Кроме того, рекомендуется выполнять следующие мероприятия: вскрытие таких отложений производить раствором с требуемыми параметрами; не допускать снижения плотности бурового раствора ниже указанных в РТК, также не допускать снижения уровня раствора в скважине при подъёме; проработку и восстановление нормального состояния ствола скважины производить только роторной компоновкой при повышенной производительности насосов; для размыва скоплений шлама в кавернах рекомендуется применять специальный переводник с боковыми гидромоторными насадками; в случае падения давления на стояке, следует поднять долото от забоя на величину, исключающую прихват компоновки осевшим шламом (обычно больше одной свечи – 37 метров), выявить и устранить причину падения давления.

Прихваты бурильных колонн посторонними предметами

Как показала практика бурения, наиболее часто заклиниваются элементы КНБК - долото, калибратор, УБТ, ГЗД. Из деталей поверхностного оборудования и инструмента чаще всего в скважине оказываются - клин ПКР, сухари УМК, плашки АКБ, рожковые ключи, кувалды, ломы.

Падению посторонних предметов в скважину способствуют грязь, обледенение на буровой, плохое крепление плашек АКБ, сухарей УМК, нарушение правил техники безопасности, отсутствие приспособления для предотвращения попадания посторонних предметов в скважину.

Основные мероприятия по предотвращению падения в скважину посторонних предметов:

- применение исправных механизмов, обеспечивающих СПО, со стопорными и блокирующими устройствами, надежным креплением сухарей;
- периодическая проверка и поддержание центровки ротора;
- установка над устьем скважины резиновых обтирателей или специальных устройств, для предупреждения попадания в скважину посторонних предметов (УПП);
- исключение (по возможности) работ над устьем скважины, применение ручного инструмента с надежным креплением.

Наименее прочными деталями компоновки низа бурильной колонны и ведущей трубы является их резьбовые соединения.

Поломки резьбовых соединений происходит в результате:

- накопления усталостных напряжений в металле под действием изгибающих нагрузок и осевой вибрации бурильного инструмента;
- наличия в трубах концентрантов напряжений (остроугольных проточек, резких переходов от одного диаметра к другому);
- дефектов изготовления деталей, в том числе - дефектов (скрытых трещин) металла, термообработки резьбовой части;
- физического износа резьбы из-за многократной сборки-разборки, отсутствие смазки, чрезмерного крутящего момента;

Библиографический список:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - Москва: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.
2. Самотой, А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин [Текст]. – Москва: Недра, 1979. - 182 с.
3. Уляшева, Н.М. Разработка технологических регламентов буровых растворов [Текст]: Методические указания по курсовому проектированию / Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская, М.А. Михеев. - УГТУ. - Ухта, 2010. - 66 с.
4. Ясов, В.Г. Осложнения в бурении [Текст] / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. - Москва: Недра, 1991. - 334 с.
5. Самотой, А.К. Прихваты колонн при бурении скважин [Текст] / Н.А. Самотой.– Москва: Недра, 1984. – 205 с.

УДК 622.244.43

Практические подходы по реализации гидромониторной промывки шарошечных долот.

Хорошилов Р.А.

Научный руководитель – Логачёв Ю.Л.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Начиная с середины XX века до наших дней, шарошечное долото является одним из самых распространенных породоразрушающих инструментов при бурении нефтяных и газовых скважин. С целью снижения вероятности зашламования долота, увеличения продолжительности срока эксплуатации резцов и увеличения механической скорости бурения шарошечное долото оборудовано различными по конструктивному исполнению схемами гидромониторной промывки, обеспечивающей создание на забое турбулентных высокоскоростных струй.

Струя формируется в промывочном узле, который состоит из плавно сужающего участка ускорения потока и участка свободного истечения жидкости. На этом этапе происходит переход потенциальной энергии потока жидкости в кинетическую, что влечет за собой потери энергии. Гидродинамическое совершенство промывочного узла, а также к.п.д. в процессе изменения энергии характеризуется коэффициентом расхода долота μ_d .

Для долот с одинаковыми по диаметру отверстиями насадок справедлива формула [2]:

$$\mu_d = \frac{\mu_{\Pi} \mu_{Н}}{\sqrt{\mu_{\Pi}^2 + \frac{d_0^4}{d_{\Pi}^4} (\mu_{Н}^2 - \mu_{\Pi}^2)}} \quad (1)$$

где μ_{Π} – коэффициент расхода подводящего канала, $\mu_{Н}$ – коэффициент расхода насадки. d_0 – диаметр насадки, d_{Π} – диаметр подводящего канала .

Экспериментально доказано, что μ_{Π} и $\mu_{Н}$ – величины постоянные и общие потери давления долота приходятся именно на эти два соответствующих участка.

Для долот в которых промывочный узел состоит лишь из подводящего канала $\mu_{\text{п}} = 0.7$; если промывочный узел состоит из подводящего канала и гидромониторной насадки одинакового диаметра $\mu_{\text{п}} = 0.82$. Для оптимального сочетания элементов на границе подводящий канал – насадка в первую очередь необходимо учитывать диаметр отверстия на выходе из насадки. Долота диаметром 215.9 мм имеют $d_{\text{п}} = 24$ мм, долота большего внешнего диаметра – 28 мм. Коэффициент $\mu_{\text{н}}$ зависит преимущественно от геометрической формы и материала насадки. Экспериментально установлено, что наибольшие значения $\mu_{\text{н}}$ характерны для эллиптических и керамических удлиненных насадок.

Величина $\mu_{\text{д}}$ увеличивается при уменьшении диаметра насадки, поскольку диаметр подводящего канала – величина постоянная, конструктивный параметр определяемый заводом-изготовителем.

Для долот с различными диаметрами отверстий насадок коэффициент $\mu_{\text{д}}$ можно найти по формуле [2;4]:

$$\mu_{\text{д}} = \frac{\sum_{i=1}^z (f_i \mu_i)}{\sum_{i=1}^z f_i} \quad (2)$$

где μ_i – коэффициент расхода промывочного канала:

$$\mu_i = \frac{1}{\sqrt{\frac{1 - \alpha^2}{\mu_{\text{н}}^2} + \frac{\alpha^2}{\mu_{\text{п}}^2}}}; \quad \alpha = \left(\frac{d_{\text{н}}}{d_{\text{п}}}\right)^2 \quad (3)$$

Расход и скорость истечения жидкости через насадку прямо пропорциональны коэффициенту расхода промывочного узла, что отображено в формулах [1;2;4]:

$$Q_i = \mu_i f_i \sqrt{\frac{2p_{\text{д}}}{\rho}} \quad (4)$$

где $p_{\text{д}}$ – давление на долоте;
 ρ – плотность жидкости.

$$v_i = \frac{Q_i}{f_i} \quad (5)$$

Обычно давление на долоте определяется по остаточному принципу, т.е. как резерв давления, в соответствии с которым необходимо подбирать размеры насадок, чтобы получить площадь сечения долота [2]:

$$f_{\text{сеч}} = \frac{Q}{\mu_{\text{д}}} \sqrt{\frac{\rho}{2p_{\text{д}}}} \quad (6)$$

Таким образом, исходя из формулы (3) с уменьшением диаметра насадки, скорость (5) и расход жидкости (4) будут увеличиваться. Эта зависимость используется при обеспечении асимметричного эффекта при гидромониторной промывке забоя скважины. При использовании насадок одного диаметра в забойной зоне образуются три равных струи, которые создают синхронный вихревой поток. Это явление крайне нежелательно, поскольку выбуренная порода стремится вверх практически под прямым углом и происходит повторное ее вовлечение в нисходящие струи и размельчение породы. В практических условиях предпочтительнее использовать насадки различных диаметров, причем чем больше их разность, тем эффективнее процесс выноса шлама с забоя.

Как известно, струя жидкости, при выходе из насадки, увлекает (разгоняет) окружающую жидкость, что приводит к расширению струи, в результате чего, поток жидкости приобретает форму трапеции. Расширение описывается уравнением [1]:

$$d = d_0 \left(1 + a \frac{l_c}{d_0} \right) \quad (7)$$

где d – диаметр струи на расстоянии l_c от среза насадки до забоя, d_0 – диаметр насадки, a – коэффициент расширения струи [2, 4] равный $[0.223 + 0.01(\frac{l_c}{d_n} - 6)]$.

В процессе расширения, часть потока жидкости рассеивается и попадает на стенки скважины, лапы долота и шарошки, тем самым уменьшая эффективную площадь давления струи на забой. Оценку вписываемости потока струи в межшарошечное пространство можно учитывать через показатель стесненности. Коэффициент стесненности может быть вычислен по формуле [3]:

$$K_c = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{d_{max i}}{d_i} \quad (8)$$

где n – число промывочных узлов долота, $d_{max i}$ – максимальный диаметр насадки i -го узла, при котором струя свободно доходит до забоя, d_i – диаметр применяемой насадки.

Стесненность струи потока можно оценивать с помощью набора плоских щупов и модели забоя скважины. Каждому стандартному диаметру насадки соответствует свой щуп, профиль которого спроектирован в соответствии с формулой (7). Щуп вставляется в промывочный узел долота и проворачивается вокруг своей оси. В результате чего, можно определить максимальный диаметр насадки, струя которой будет беспрепятственно достигать забоя скважины. Модель забоя скважины позволяет оценить площадь контакта струи и контакт струи с боковой стенкой скважины. Поскольку для максимально эффективной промывки скважины струя не должна терять компактность, следует подбирать те насадки, которые характеризуются минимальным коэффициентом a и обеспечивают максимальную длину ядра постоянных скоростей $m_0 = (l_0/d_0)$. Наилучшее сочетание этих условий наблюдается в насадках с эллиптическими входными и остроугольными выходными кромками, причем нанесение расточек на выходную кромку приводит к уменьшению m_0 .

При движении турбулентной струи, ее гидродинамические параметры, характерные для основного участка струи (динамическое давление, скорость в сечении, расход в сечении, запас кинетической энергии в сечении) меняются вдоль оси. Причем, при достижении определенного расстояния l_i , динамическое давление начинает уменьшаться по гиперболической зависимости в соответствии с формулой [2]:

$$p_{oc} = \frac{4.46Q^2\rho}{z^2 d_n^4 \left(1 + \frac{al_c}{d_n} \right)^2} \quad (9)$$

где z – число используемых насадок

На уменьшение давления влияют:

- 1) Форма входных и выходных кромок насадки – наименьший темп падения обеспечивают насадки с кромками в форме эллипса.
- 2) Показатель стесненности гидромониторной струи
- 3) Расход жидкости через насадку.
- 4) Увеличение расстояния от насадки до забоя. На расстоянии более 15 см от сопла до забоя, гидродинамический удар потока жидкости составляет менее 40% от величины на участке постоянных скоростей. Чтобы расстояние не было критичным, используют удлиненные насадки или удлинительные трубы.
- 5) Диаметр насадки – с увеличением диаметра, темп падения давления уменьшается.

Несмотря на многолетний опыт эксплуатации шарошечных долот, практическая система промывки имеет некие недостатки. До сих пор, у многих технологов нет четких и эффективных практических подходов по определению конкретных комбинаций размеров гидромониторных насадок и их расположению в промывочных каналах и, зачастую, обслуживающий персонал устанавливает их, опираясь лишь на многолетний опыт или интуицию.

В случае, когда шарошечное долото имеет три боковых промывочных узла, в которых возможна установка одной, двух, либо трех насадок, насчитывается 968 комбинаций сочетаний насадок при наличии 16 стандартных калибров гидромониторных насадок. Число возможных комбинаций определяется суммой сочетаний из доступного множества калибров по числу устанавливаемых насадок:

$$N_1 = n_{\text{кал}} \quad (10)$$

$$N_2 = \sum_{i=1}^{n_{\text{кал}}} i \quad (11)$$

$$N_3 = \sum_{i=1}^{n_{\text{кал}}} \sum_{j=1}^{n_{\text{кал}}} j \quad (12)$$

Где N_1 ; N_2 ; N_3 – число комбинаций при использовании 1-й, 2-х и соответственно 3-х насадок на долоте. Для 16 калибров расчет дает следующее: $N_1=16$; $N_2=136$; $N_3=816$.

При установке менее 3-х насадок в остальных гидромониторных узлах должны устанавливаться заглушки, которых серийно не выпускают. Возникают технические проблемы и другого характера. В общей сложности, когда существует около 1000 различных вариантов комбинаций гидромониторных насадок отличающихся суммарной площадью сечения, коэффициентом расхода на долоте, распределением расхода по насадкам, делающим возможной асимметричную промывку забоя, вероятность, что интуитивно или случайно будет выбрана оптимальная схема реализации забойной промывки крайне мала. К тому же, у сервисных компаний, сопровождающих гидравлическую программу промывки скважины не всегда есть возможность иметь все 16 калибров в количестве не менее 3-х шт. каждого (чтобы можно было устанавливать три одинаковых по диаметру насадки), и приходится использовать только доступные комбинации.

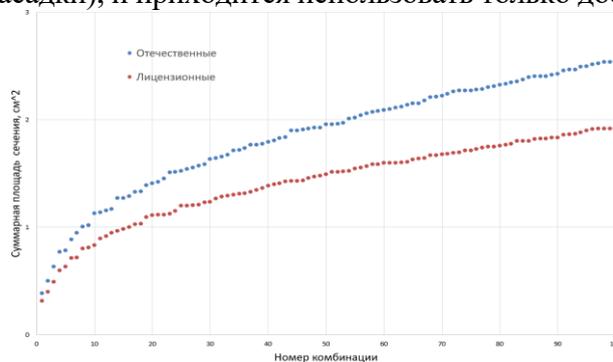


Рисунок 1 - Сравнение отсортированных по суммарной площади сечения отечественных и лицензионных насадок для первых 100 комбинаций

С целью преодоления вышеназванных проблем был разработан алгоритм и реализована компьютерная программа на языке QBASIC по расчету всех возможных комбинаций гидромониторных насадок по заданным ограничениям, их сортировка по площади сечения, расчет коэффициента расхода промывочного узла долота и создание базы данных для практического использования. Алгоритм позволяет рассчитывать комбинации сочетаний насадок не только для 3-х, но также для современных долот типа ЦГ (тип К по стандарту API) с 4-ой не сменной центральной насадкой. Компьютерная программа предоставляет возможности:

- 1) Задавать доступные для реализации диаметры насадок;
- 2) определять все комбинации сочетаний насадок с расчетом их суммарной площади сечения, коэффициента расхода долота;
- 3) проводить сортировку по возрастанию площади сечения с использованием пузырькового алгоритма;
- 4) выводить в файл результаты расчета, показывает график распределения площадей сечения для оценки однородности отсортированного ряда для выбранных диаметров насадок.

Исходя из графиков можно сделать вывод, что лицензионные насадки, которые имеют шаг изменения диаметра 1/32 дюйма, дают более плавное распределение площадей сечения и имеют меньшее количество участков резкого изменения площади, чем отечественные с шагом изменения диаметра в 1 мм. Таким образом, для снижения дискретизации площадей сечения и увеличения количества комбинаций, предлагается выпускать насадки с меньшим шагом изменения диаметра.

Выводы и рекомендации

1. Изложена краткая теория расчета гидромониторной промывки шарошечных долот.
2. Разработан алгоритм и реализована компьютерная программа на языке QBASIC по расчету всех возможных комбинаций гидромониторных насадок по заданным ограничениям, их сортировка по площади сечения и создание базы данных для практического использования.
3. Проведен анализ литературы, в частности рассмотрены научные и практические подходы по учету стесненности межшарошечного пространства, что позволит выбирать из множества близких вариантов гидромониторной промывки наиболее приемлемые, которые учитывают забойные условия и конструктивные особенности долот, без чего невозможна полноценная реализация гидравлической мощности на забое.
4. В соответствии с полученными результатами, предлагается заводам-изготовителям шарошечных долот выпускать приложение к паспорту изделия, в котором были бы отражены максимальные диаметры насадок для каждого гидромониторного узла, струи которых достигают забоя без потери компактности.

Библиографический список:

1. Козодой А.К., Зубарев А.В., Федоров В.С. Промывка скважин при бурении. Гостоптехиздат, 1963
2. Осипов П.Ф. Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин: Учебное пособие / - Ухта: Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2004. - 204 с.
3. Кравчук М.В. Обоснование и разработка технологических параметров бурового раствора на углеводородной основе для бурения наклонно-направленных скважин гидромониторными долотами. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский горный университет. Санкт-Петербург, 2018
4. Осипов П.Ф., Скрыбин Г.Ф. Оптимизация режимов бурения гидромониторными шарошечными долотами. – Ярославль: Медиа-Пресс. – 2001. – 239 с.

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

УДК 550.822

Оптимизация комплексов LWD, применяемых при бурении горизонтальных скважин на месторождениях Пермского края

Еремеев Н.С.

*Отдел геологического сопровождения бурения, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми*

Одной из тенденций нефтегазовой отрасли последних двух десятилетий является рост объемов бурения горизонтальных скважин. Широкое применение этой технологии повлекло активное развитие методов исследования скважин, прежде всего, каротажа во время бурения LWD (logging while drilling (англ.)). Своевременное получение корректных и качественных данных LWD – это залог успешной геонавигации и, как следствие, эффективного бурения скважин. До середины 2000-х годов сфера LWD почти полностью была представлена зарубежными компаниями, однако, повышенный спрос на услуги LWD стимулировал появление отечественных производителей в этом сегменте рынка. Данная работа посвящена поиску решений по оптимизации комплексов LWD в геологических условиях месторождений Пермского края при сохранении либо повышении существующей эффективности проводки.

Сложности в сфере LWD, с которыми сталкиваются российские нефтедобывающие предприятия продиктованы, прежде всего, зависимостью от технологий иностранных компаний. Это влечет за собой высокие затраты на исследования скважин. В отдельных случаях применение зарубежного LWD оборудования невозможно в принципе по причине санкционных запретов на использование импортных технологий на ряде проектов (шельфовые месторождения, нетрадиционные коллекторы и т. д.).

В рамках данной работы формализованы подходы к выбору оптимальных комплексов LWD, исходя из геологических особенностей объектов и стратегий геонавигации более 200 горизонтальных скважин (ГС), пробуренных на месторождениях Пермского края. При выполнении данной работы авторы базировались на принципах разумной достаточности объемов исследований и недопущения роста рисков неэффективного бурения скважин.

Анализ российских и зарубежных комплексов LWD

История развития зарубежных LWD комплексов началась с середины 1980-х годов. Приборы записи гамма-каротажа (ГК) и индукционного каротажа (ИК) стали первыми датчиками, используемыми при проведении геофизических исследований в процессе бурения [3]. С развитием техники и технологии LWD комплексы дополнились датчиками нейтронного (ННК) и плотностного каротажа (ГГКп), азимутальными приборами ГГКп и бокового каротажа (БК), а также картографами границ пласта на основе электромагнитных измерений.

История развития российских LWD комплексов началась с первого десятилетия 2000-х годов. На тот момент отставание отечественных LWD разработок составляло порядка 20 лет [4]. На сегодняшний день российские нефтесервисные компании существенно сократили этот разрыв.

Анализ опыта применения LWD систем на территории Пермского края, позволил выделить 3 типовых комплекса LWD:

- 1) стандартный, включающий в себя датчики ГК, ИК, ННК, ГГК-П (рисунок 1);



Рисунок 1 – Стандартный комплекс LWD

- 2) расширенный, в стандартный комплекс добавлен прибор азимутального каротажа ГГКп или БК (рисунок 2);



Рисунок 2 – Расширенный комплекс LWD

- 3) специальный, в стандартный комплекс добавлены прибор азимутального каротажа ГГКп и картограф границ пласта (рисунок 3).



Рисунок 3 – Специальный комплекс LWD

Выделение геологических особенностей объектов бурения

В ходе работы проанализированы результаты проводки 234 ГС, пробуренных в Пермском крае в 2015-2019 гг. в разрезе объектов бурения. Для более объективного анализа объекты сгруппированы по стратиграфической и тектонической приуроченности.

Объекты месторождений, относящиеся к тектоническому району северного склона Башкирского свода:

– терригенные отложения визейского яруса характеризуются согласным залеганием песчаников и перекрывающих их аргиллитов тульского и бобриковскогo возраста, выдержанностью нефтенасыщенных толщин и однородностью пласта (рисунок 4);

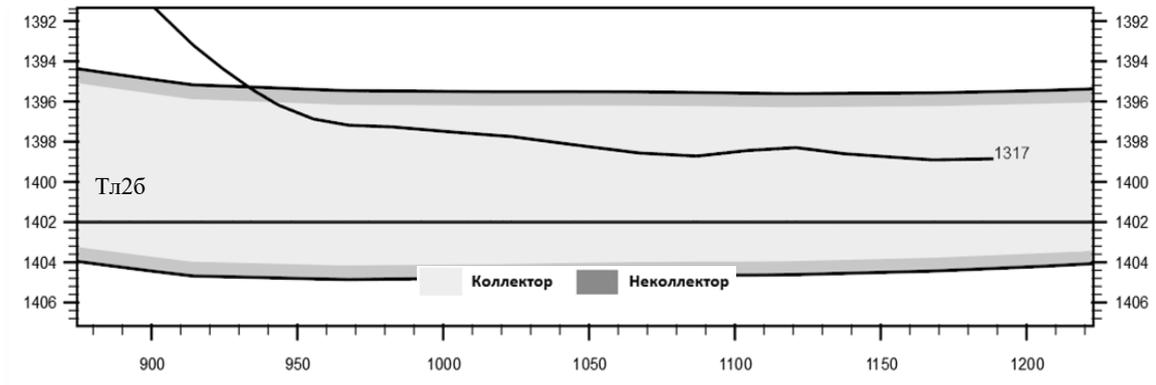


Рисунок 4 – разрез по ГС на тульском объекте северного склона Башкирского свода

– карбонатные отложения турнейского яруса характеризуются большой мощностью, выдержанностью по латерали и вертикали (рисунок 5);

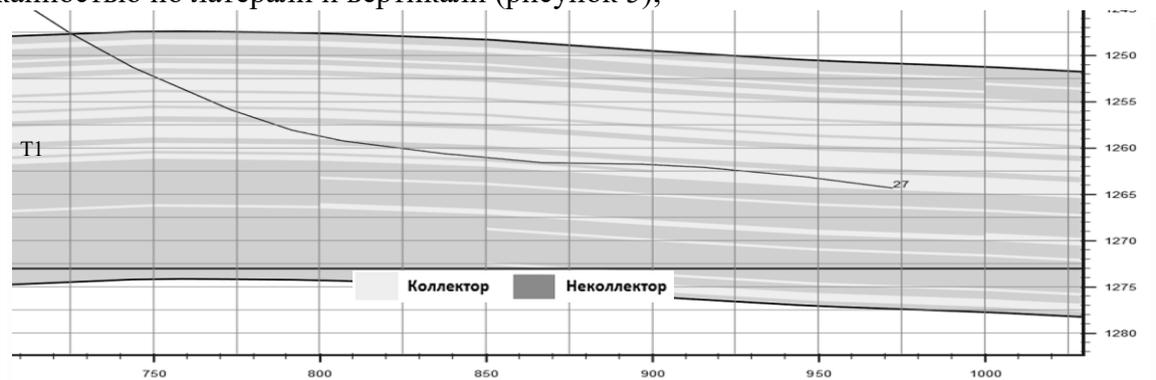


Рисунок 5 – разрез по ГС на турнейском объекте северного склона Башкирского свода

– карбонатные отложения фаменского яруса характеризуются высокой расчлененностью, невыдержанностью по количеству и мощности прослоев (рисунок 6);

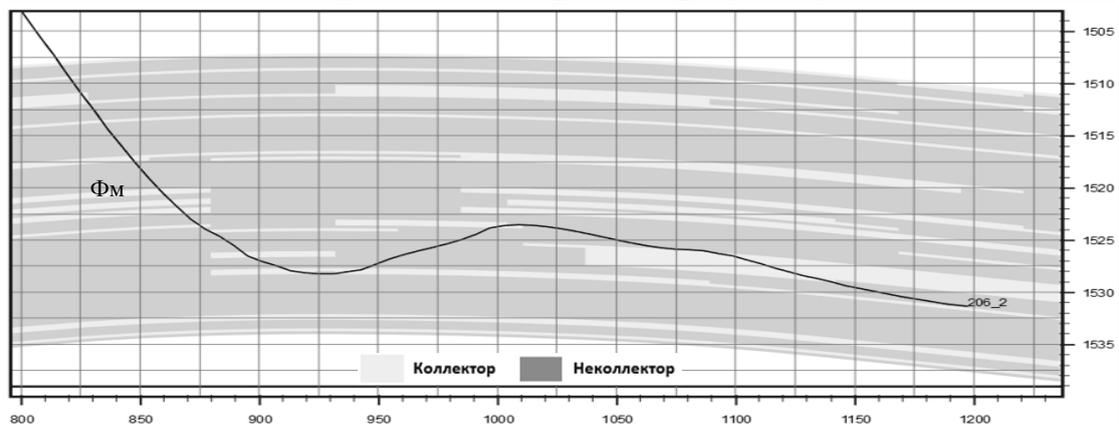


Рисунок 6 – разрез по ГС на фаменском объекте северного склона Башкирского свода

Объекты месторождений, относящиеся к тектоническому району Бабкинской седловины и Бымско-Кунгурской моноклинали:

- верейские объекты представлены терригенно-карбонатными отложениями, характеризующиеся выдержанностью по площади и малыми толщинами (рисунок 7).

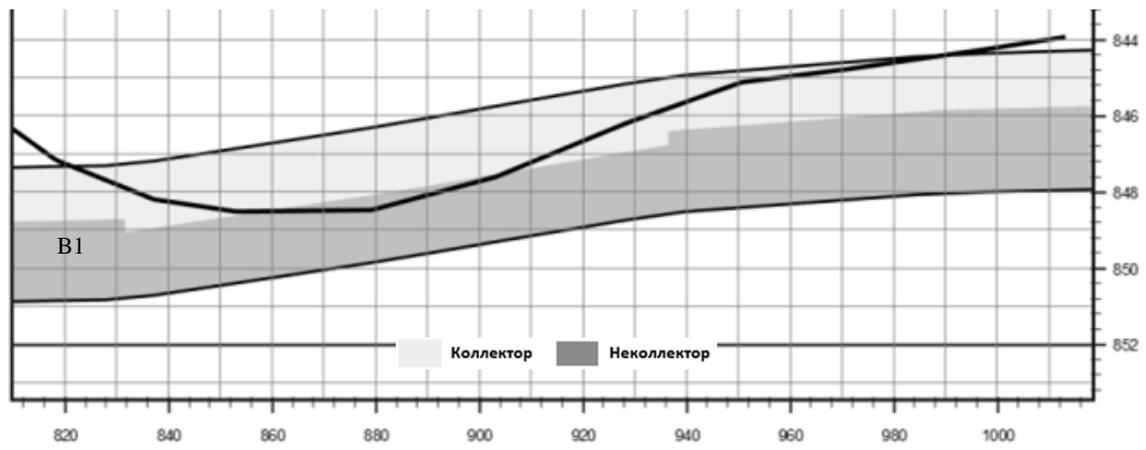


Рисунок 7 –разрез по ГС на верейском объекте Бабкинской седловины и Бымско-Кунгурской моноклинали

-Объекты башкирского возраста представлены карбонатными породами, характеризующиеся высокой расчлененностью и выдержанностью нефтенасыщенных толщин (рисунок 8).

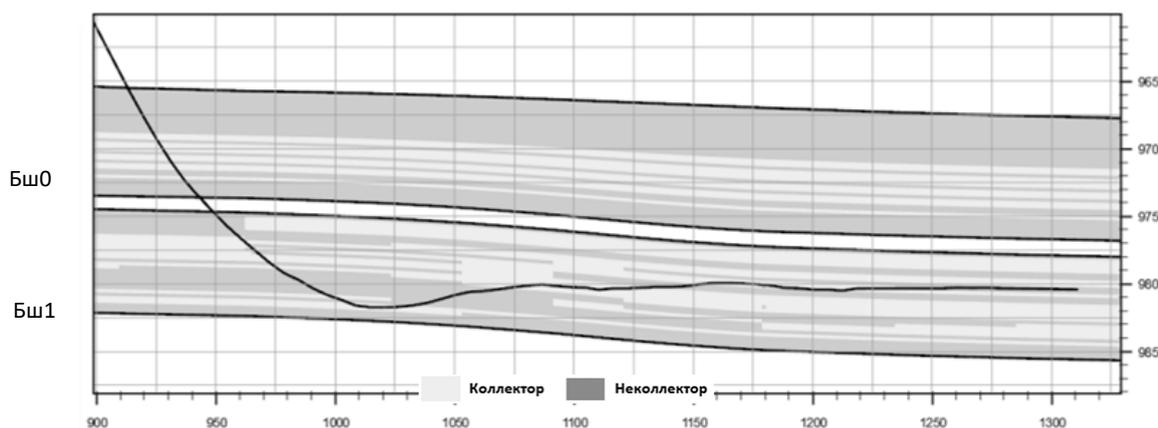


Рисунок 8 – разрез по ГС на башкирском объекте Бабкинской седловины и Бымско-Кунгурской моноклинали

-турнейские карбонаты этого района характеризуются выдержанностью нефтенасыщенных толщин и четким прослеживанием нескольких продуктивных пачек, разделенных плотной перемычкой (рисунок 9).

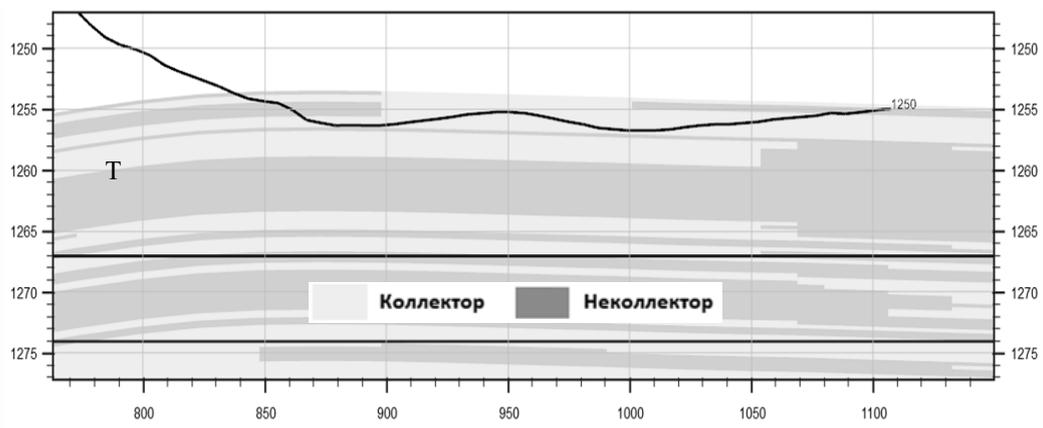


Рисунок 9 – разрез по ГС на турнейском объекте Бабкинской седловины и Бымско-Кунгурской моноклинали

Объекты месторождений, относящиеся к Соликамской депрессии, имеют следующие особенности:

– карбонатные отложения башкирско-серпуховского яруса характеризуются высокой расчлененностью и невыдержанностью по количеству и мощности прослоев (рисунок 10);

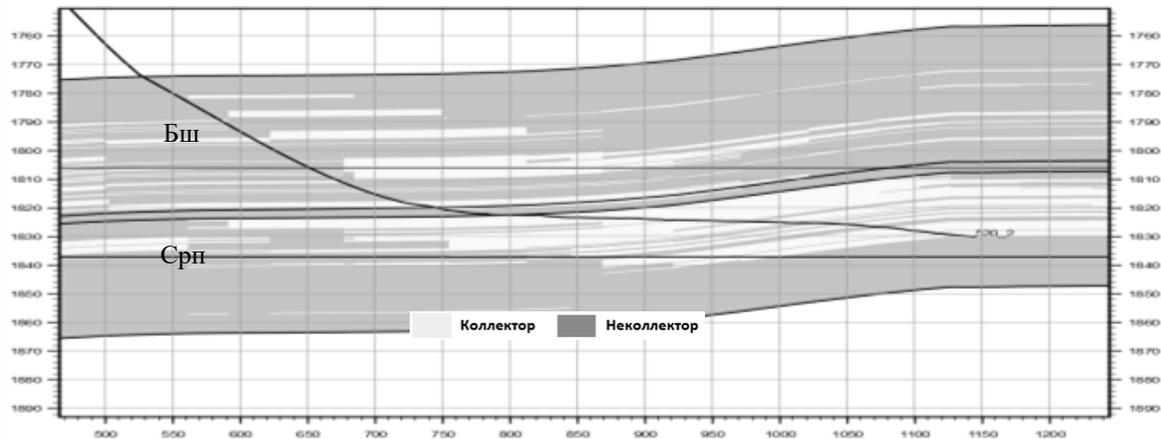
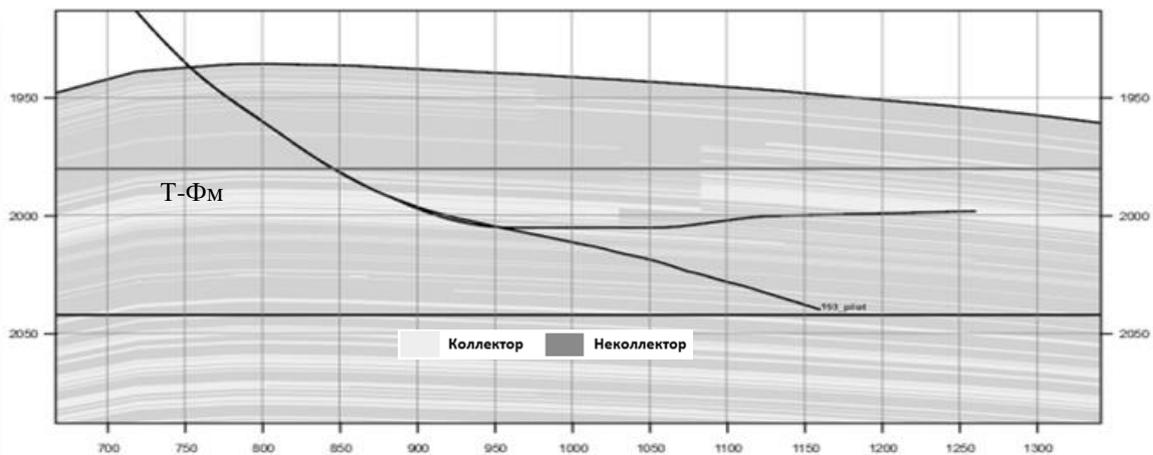


Рисунок 10 – разрез по ГС на башкирско-серпуховском Соликамской депрессии

– карбонатные отложения турней-фаменского возраста характеризуются рифогенным происхождением и еще более высокой степенью неоднородности по сравнению с башкирско-серпуховскими отложениями (рисунок 11);



4) Рисунок 11 –разрез по ГС на турней-фаменском объекте Соликамской депрессии

– терригенные отложения, прежде всего бобриковского горизонта, характеризуются неоднородностью и значительным изменением эффективной мощности по латерали, что связано с русловым генезисом этих пород (рисунок 12).

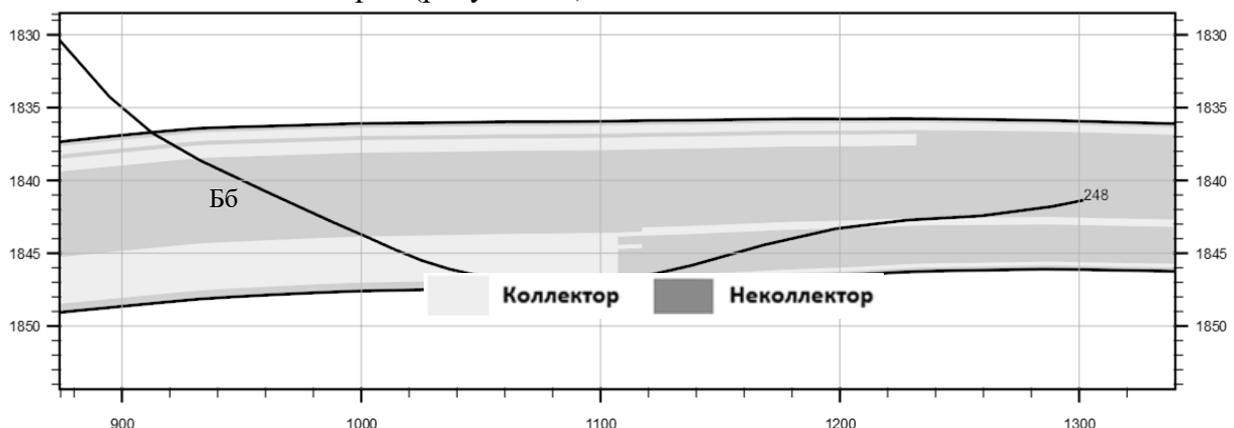


Рисунок 12 –разрез по ГС на бобриковском объекте Соликамской депрессии

Таким образом, можно сделать вывод, что объекты для бурения ГС имеют свои характерные особенности, которые не позволяют использовать единый подход к выбору оптимального оборудования для проводки.

Методика определения сложности геонавигации

С целью формализации подхода к выбору оптимальных комплексов LWD для бурения горизонтальных стволов скважин введен параметр сложности геонавигации (ПСГ).

ПСГ – это комплексная величина, равная сумме коэффициентов критериев сложности (1). Были выделены следующие 7 критериев:

- тип профиля ствола;
- мощность целевого интервала;
- изученность района бурением;
- расчлененность пласта;
- угол залегания пласта;
- выдержанность пласта;
- близость ВНК/ГНК по вертикали.

В таблице 1 приведены характеристики и присвоенные им коэффициенты сложности по каждому критерию.

В зависимости от характеристики объекта бурения коэффициент сложности по каждому критерию варьируется от 0 до 1. Значение коэффициента возрастает при уменьшении мощности целевого интервала, росте угла залегания пласта, высокой расчлененности и невыдержанности пласта.

Таким образом, чем выше значение ПСГ, тем потенциально сложнее планируемая работа по геонавигации.

Таблица 1 – Критерии оценки параметра сложности геонавигации

Критерий		Характеристика	Коэффициент сложности
1	2	3	4
К1	Тип профиля	Горизонтальный	0.1
		Пологий	0.2
		Ступенчатый	0.3
		Синусоидальный	0.4
		Многозбойный	0.5
		Многоствольный	0.6
К2	Мощность целевого интервала	Менее 1 м	1
		Толщина 1-2 м	0.8
		Толщина 2-5 м	0.6
		Толщина 5-8 м	0.4
		Толщина более 8 м	0.2
К3	Изученность района бурением	Низкая	1
		Средняя	0.5
		Высокая	0
К4	Расчлененность пласта	0-2	0
		2-5	0.5
		>5	1
К5	Выдержанность пласта	Выдержанный пласт	0
		Невыдержанный пласт	1
К6	Угол залегания пласта	0 – 1 град.	0.2
		1 – 2 град.	0.6
		Более 2 град.	1
К7	Близость ВНК/ГНК по а.о.	Более 10 м	0
		5-10 м	0.5
		Менее 5 м	1

$$\text{ПСГ} = K1 + K2 + K3 + K4 + K5 + K6 + K7, \quad (1)$$

где $K1 - K7$ – величина коэффициента сложности по соответствующему критерию оценки параметра сложности геонавигации.

Для каждого типа комплекса LWD, используемого для бурения горизонтальных стволов скважин в Пермском крае, определены диапазоны значений ПСГ.

Таким образом, по расчетному ПСГ можно определить рекомендуемый комплекс LWD для каждой скважины (каждой таблицы 2).

Таблица 2 – Типы комплексов LWD в зависимости от ПСГ

	Комплекс LWD		
	Стандартный	Расширенный	Специальный
	1	2	3
ПСГ	1.5 – 2.2	2.2 – 3.5	Более 3.5

Пример расчета ПСГ

Алгоритм выбора оптимального комплекса LWD рассмотрим на примере планируемой скважины №1204, целевой интервал бурения которой относится к турнейским отложениям южной части Пермского края.

Проектный объект характеризуется высокой изученностью в районе бурения (рисунок 13), высокой степенью расчлененности, выдержанностью по вертикали и латерали. Угол залегания изменяется в пределах 1° в азимуте бурения. Тип профиля - пологий (рисунок 14). Мощность целевого интервала ~2 метра. Риск близости ВНК отсутствует.

На основе проведенного анализа выполнен расчет ПСГ. Таким образом, для скважины №1204 ПСГ равен 2.2. Следовательно, данную скважину можно рекомендовать к бурению как стандартным, так и расширенным типом комплекса LWD.

Стоит отметить, что ПСГ не является единственным критерием при определении необходимого комплекса LWD, но позволяет автоматизировать выбор методов LWD для планируемых скважин, провести их начальную сортировку. Это особенно актуально при выполнении планирования объемов и оценки рентабельности эксплуатационного бурения нефтегазодобывающими компаниями.

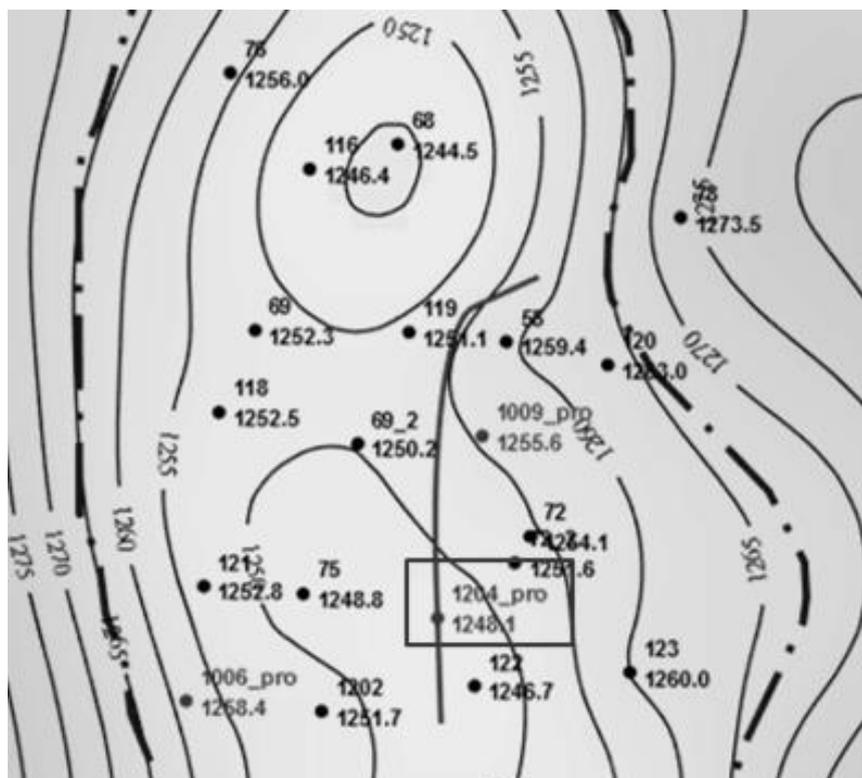


Рисунок 13 – Структурная карта кровли пласта Т в районе бурения ГС скважины №1204

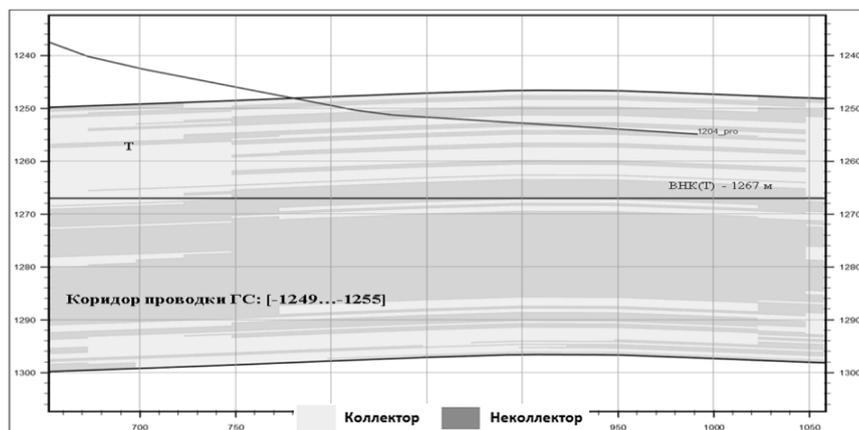


Рисунок 14 – Проектный разрез по ГС скв.№1204 по параметру литологии

Рекомендации по оптимизации комплексов LWD

Оптимизация состава комплексов LWD выполнена для 101 проектной горизонтальной скважины, планируемых к бурению в 2020-2022г.г. В ходе апробации описываемой методики 15 скважин по расчету ПСГ были рекомендованы к бурению стандартным комплексом LWD, 34 скважины – расширенным, а 19 скважин – специальным (таблица 3).

Таблица 3 - Результаты оптимизации комплексов LWD на 2020-2022 гг.

Комплекс LWD	Производитель	Количество скважин, ед.	
		До оптимизации	После оптимизации
№1. Стандартный	РФ	33	48
№2. Расширенный	РФ/Иностр.	24	15
№3. Специальный	Иностр.	44	38
Итого скважин:		101	101

Базовое распределение проектных скважин по типу комплексов LWD, а также результаты оптимизации представлены на рисунке 15.



Рисунок 15 – Распределение по комплексам LWD: слева - до оптимизации; справа - после оптимизации

До оптимизации применение стандартного комплекса LWD предполагалось при бурении 33 горизонтальных скважин, после оптимизации – 48. Это безусловно будет иметь положительный экономический эффект, т.к. даже по предварительным оценкам позволяет сократить затраты на бурение горизонтального ствола минимум на 20%.

Оценка эффективности

В 2020г было закончено бурением 60 скважин из 101 рассмотренной. 27 скважин пробурены с применением российских комплексов LWD (стандартного – 5ед. и расширенного – 22ед.) и 33 скважины с применением иностранного оборудования (рисунок 16).

Успешность бурения ГС оценивалась достижением плановых показателей: контакт с коллектором и начальный дебит. Фактическая величина контакта с коллектором во всех пробуренных ГС превысила плановые показатели как при использовании российского, так и иностранного комплексов LWD. Успешность ввода в эксплуатацию приведена на диаграммах (рисунок 17).

На ряде объектов были пробурены скважины с использованием как российских, так и зарубежных комплексов, что позволяет сделать сравнительную оценку эффективности в схожих геологических условиях (таблица 4).

Распределение по типам комплексов

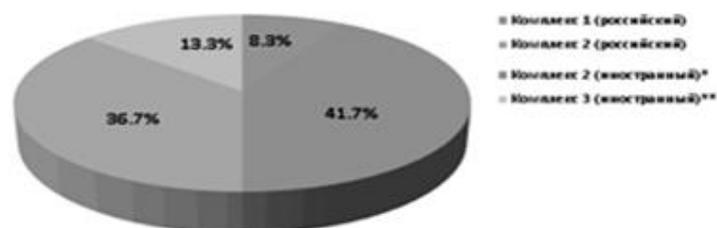


Рисунок 16 – Распределение по примененным комплексам LWD в 2020 году

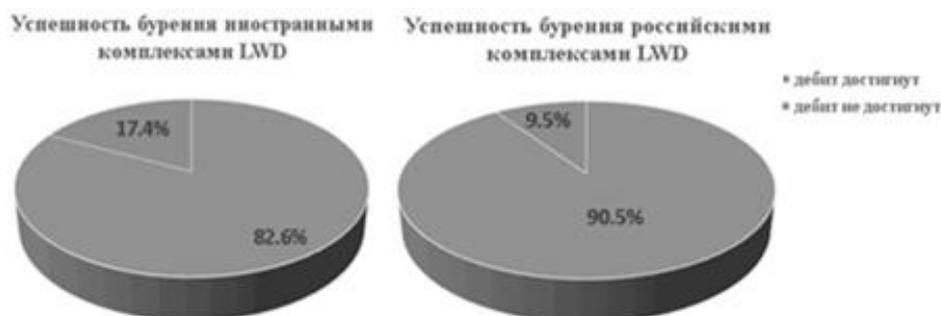


Рисунок 17 – успешность бурения ГС разными типами комплексов LWD

Таблица 4 – Информация по результатам бурения 10 скважин месторождений X, Y, Z и N Пермского края

Мест-е	№ скважины	Объект	Длина ГС, м	Плановый контакт с коллектором, %	Фактический контакт с коллектором, %	Начальный дебит, т/сут	Комплекс LWD
1	2	3	4	5	6	7	8
X	1	Бш-Срп	400	31.8	34.5	27.8	Расширенный иностранный
	2	Т-Фм	424	30.6	34.6	21	Специальный иностранный
	3	Бш-Срп	460	58.4	66	Не запущена в работу	Расширенный иностранный
	4	Т-Фм	397	34	35	22	Расширенный российский
Y	5	Т	250	77.6	79	22	Расширенный российский
	6		317	72.1	80	Нагнетательная	Специальный иностранный
Z	7		338	76.2	84.5	16.2	Расширенный российский
N	8	Т	252	85.5	94	16	Специальный иностранный
	9		296	77.9	81	14	Специальный иностранный
	10		169	83.7	90	18	Расширенный российский

На месторождении X использование расширенного российского комплекса LWD в скважинах 1 и 2 относительно расширенного иностранного (скважины 3 и 4) позволило сократить стоимость строительства горизонтальных участков скважин на 33% и 64% соответственно (рисунок 23).

Таким образом, при сопоставимом результате бурения горизонтальной секции – достигнутых плановых контакта с коллектором и начального дебита, затраты на строительство скважины при использовании расширенного российского комплекса LWD снизились более чем в 2 раза.

Аналогично, прослеживается связь и для других рассмотренных месторождений Y, Z и N (рисунок 24).

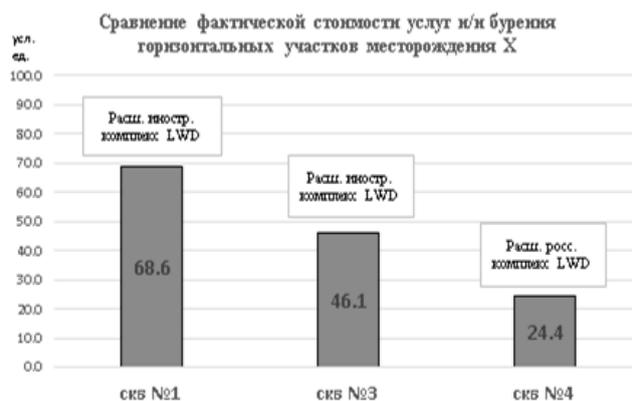


Рисунок 23 – Фактическая стоимость услуг по наклонно-направленному бурению горизонтальных участков месторождения X разными комплексами LWD

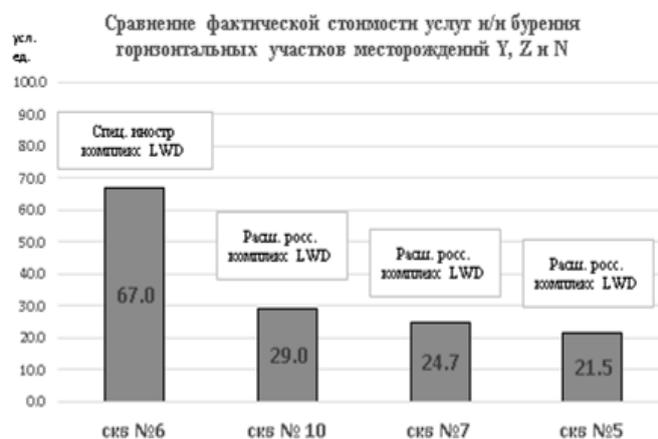


Рисунок 24 – Фактическая стоимость услуг по наклонно-направленному бурению горизонтальных участков месторождений Y, Z, N разными комплексами LWD

Заключение

По результатам выполнения данной работы разработаны критерии для определения параметра сложности геонавигации ГС на этапе планирования. На основании предложенных критериев проведена оптимизация комплексов по проектному фонду скважин. Подготовлены и переданы пользователю недр предложения по составу комплексов LWD. На базе этих предложений нефтедобывающей компанией Пермского края проведен тендер на оказание сервисных услуг LWD по техническому и технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения в 2020-2022 гг. Обосновано увеличение доли применения российских комплексов LWD до 47 %. Проведен анализ бурения ГС за 2020 год, выполнена оценка экономической и геологической эффективности использования отечественных комплексов LWD. Оптимизация состава комплексов LWD не снизила эффективность проводки и ввода ГС в эксплуатацию. Применение оптимизированных комплексов показало возможность существенного сокращения затрат при строительстве ГС без потери эффективности. Это в свою очередь позволяет расширить сферу применения ГС на объектах, которые ранее не рассматривались в качестве целей для бурения ГС по причине нерентабельности.

Библиографический список:

1. Винниковский С.А., Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области.– М.: Недра, 1977. – 272 с.
2. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А, Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 335 с.
3. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – 350 с.
4. Стищенко С.И., Сабиров А.Н. Геонавигация в 5 кликов. – М.: ЕАГЕ Геомодель, 2018. – 161 с.

УДК 553.98

Перспективы нефтегазоносности силурийских отложений Лайского вала Денисовской впадины

Кенф В.А.

Научный руководитель – Ростовщиков В..

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Основные черты тектонического строения

Лайский вал расположен в центральной части Денисовской впадины (прогиба). По нижнепалеозойским отложениям он приурочен к Лайско-Лодминскому палеовалу, ограниченному с запада Западно-Лайско-Лодминским разломом. На востоке палеовал моноклинально погружается до Западно-Колвинского разлома. Южная наиболее приподнятая часть палеовала соответствует Лодминскому поднятию, которое отделено от северного (Командиршорского) поперечной приподнятой зоной. Сводовая часть палеовала осложнена Мишваньским грабеном, продолжение которого намечается на юг, а именно в восточной части Лодминского поднятия.

В целом, Лайский вал представляет линейную складку, амплитуда которой не превышает 250 м. Строение Лайского вала асимметрично, выражено крутым западным крылом, срезанным Западно-Лайско-Лодминским глубинным разломом и отделяющим вал от Тибейвисской депрессии. Восточное крыло Лайского вала пологое, плавно переходящее в Верхнелайскую депрессию.

По осадочному чехлу Лайский вал (100 x 15-20 км.) осложнен серией унаследованных от фундамента и вновь образовавшихся крупных кулисообразно расположенных структур: Лаявожской, Командиршорской, Южно-Командиршорской, Мишваньской, Усть-Юрьяхинской, Восточно-Ламбейшорской, Ламбейшорской, Кэрлайской, Северо-Кэрлайской, Западно-Кэрлайской, Верхнеамдермаельской и др. Строение некоторых структур Лайского вала инверсионное, таким примером является Лаявожская структура, в пределах северной переклинали которой отмечаются увеличенные мощности ордовикско-нижнедевонских отложений.

Отражающий горизонт $IV_1(Si)$ выделен и прослежен в толще временного интервала, отвечающего силурийским отложениям, и условно отождествляется с границей раздела ниже и верхнесилурийских отложений. По скважине 1-Верхнелодминская, пробуренной в пределах Лодминского выступа фундамента (юго-восточнее площади), верхнесилурийские отложения в разрезе не выделены. При забое 5007,7 м скважина вскрыла 444 м нижнесилурийских отложений. Отсутствие верхнесилурийских отложений в пределах сводовой части Лайского выступа установлено скважинами 52- Командиршорская, 3-Сев. Командиршорская.

Отражающий горизонт $IV_1(Si)$ прослежен в северной части площади. Структурный план, на участке прослеживания отражающего горизонта $IV_1(Si)$, характеризуется в общих чертах унаследованностью от нижележащего ОГ V (O). Выделены Восточно-Амдермаельская и Усть-Юрьяхинская структуры, которые характеризуются смещением своего местоположения. Распространение верхнесилурийских отложений в восточном и юго-восточном направлениях контролируется древними разломами.

Абсолютная глубина залегания силурийских пород в пределах площади изменяются от 4480 м на палеоподнятиях до 4900 м в палеограбене. На этом стратиграфическом уровне происходит определенная перестройка структурного плана ОГ III-IV (D-S) относительно структурного плана по ОГ V (O), прослеженного на всей территории. Отмечается значительное выполаживание западной структурной зоны, представленной Верхнеамдермаельской и Северо-Трошской структурами. Верхнеамдермаельская структура характеризуется сглаживанием гипсометрического перепада между куполами, которые имеют общий замкнутый контур. Структура представляет линейную складку субмеридионального простирания осложненную двумя куполами. В контуре изогипсы -4600 м имеет площадь 15,9 км², амплитуду - 85 м. Южнее намечен свод Северо- Трошской структуры.

У структур Мишваньского палеограбена, также зафиксированы некоторые изменения. Во-первых, это касается структур - смещение местоположения в северо-восточном направлении Восточно-Амдермаельской структуры и изменение облика Усть-Юрьяхинской структуры. Во-вторых - затухание малоамплитудных дизъюнктивов.

Отложения верхнего девона по площади характеризуются фациальной изменчивостью, которая связана со структурной перестройкой всей Тимано-Печорской плиты. Известная часть Денисовской впадины (прогиба) представляла в доманиковое время некомпенсированную впадину, где накапливались породы доманикоидного типа. Эти породы сложены темно-серыми до черного битуминозными, кремнистыми, местами глинистыми известняками (разрез скважины 1 - Андриюшкинская). В пределах глубоководного бассейна на локальных поднятиях накапливались мелководношельфовые, органогенно-обломочные и биогермные карбонатные образования доманикового возраста. Позднее эти фации палеоподнятий являлись «цоколем» для формирования кольцевой атоловодной карбонатной постройки позднефранского возраста. На западе участка работ закартирован восточный борт Лайско-Лодминского атолла.

Литолого-стратиграфическая характеристика

Образования силурийской системы без видимого перерыва залегают на верхнеордовикских отложениях и представлены верхним и нижним отделами. Максимальная вскрытая мощность силурийских отложений в пределах Колвинского мегавала составляет 1300 м (скв. 51-Возей). Для Лайского вала характерны минимальные толщины силурийских отложений, что объясняется сокращением стратиграфического объема (500-700 м).

Нижний отдел силура сложен образованиями лландоверийского (джагалский и филиппьельский) и венлокского (седьельский горизонт) ярусов.

Джагалский и филиппьельский горизонты сложены массивной карбонатной толщей вторичных доломитов. Мощность нерасчлененной толщи этого возраста вскрыта скважиной 1-Верхнелодминская и составляет более 200 м. Седьельский горизонт представлен известняками и в нижней части вторичными доломитами. Максимальная вскрытая мощность нижнесилурийских отложений в пределах Колвинского мегавала составляет более 760 м (скв. 51-Возей).

В своде Лайско-Лодминского палеоподнятия нижнесилурийские отложения выходят под поверхность предфранского размыва, что установлено бурением скважин 1-Баяндыская, 1-Верхнелодминская.

В составе верхнего отдела силура выделен лудловский и пржидольский ярусы. Максимальная мощность этих отложений в пределах Колвинского мегавала (до 900 м), в Денисовской впадине она сокращается (до 100 м), а на Лайском валу отложения верхнего силура полностью уничтожены предсредне-позднедевонским размывом.

Лудловскому ярусу отвечает толща геодьюского горизонта, представленная переслаиванием глинистых известняков, седиментационных и вторичных доломитов, мергелей с прослоями аргиллитов. Максимальная мощность этих отложений в разрезах Колвинского мегавала составляет более 900 м (сверхглубокая скважина 1-Колва), в восточной части Денисовской впадины до 200 м, в пределах Лайского вала эти отложения размыты.

Пржидольскому ярусу отвечает толща гребенского горизонта, представленная чередованием известняков зеленовато-серых, комковатых, мергелей и аргиллитов. Максимальные мощности отложений гребенского горизонта отмечаются в пределах Колвинского мегавала (300-450 м), которые уменьшаются в западном направлении до полного отсутствия на Лайском валу.

Нефтегазоносность

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской провинции Лайский вал относится к Лайско-Лодминскому НГР Печоро-Колвинской НГО и входит в состав Лайской ЗГКНН.

Газоносность нижнесилурийских отложений установлена в пределах Западно-Командиршорской структуры, относящейся к Лайско-Лодминскому НГР. Залежь газоконденсата массивная, тектонически и стратиграфически экранированная. Коллекторами являются вторичные доломиты и доломитизированные известняки седьельского горизонта раннесилурийского возраста. Покрышкой служат глинистые отложения тиманского и саргаевского ярусов.

Нефтеносность позднесилурийских отложений установлена на Усинском валу (Леккерское месторождение). Залежь массивная, сводовая. Покрышкой служат аргиллиты и мергели нижнего девона.

Лайско-Лодминский нефтегазоносный район выделен в центральной части Печоро-Колвинской нефтегазоносной области, охватывает Лайский вал и примыкающие к нему депрессии. Промышленная нефтегазоносность района установлена практически по всему разрезу на 7 месторождениях, одно из которых (Лаявожское нефтегазоконденсатное) является крупным по запасам углеводородов. Остальные месторождения - мелкие.

В Лайско-Лодминском нефтегазоносном районе отмечено максимальное количество зон нефтегазонакопления: 7 зон в пределах доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса, 4 зоны в пределах верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса.

Перспективы нефтегазоносности

На ранней стадии развития осадочного чехла аккумулятором углеводородов служило Лайско-Лодминское палеоподняtie. Продуктивность отложений верхнеордовикско-силурийского комплекса связана с глубоким размывом силурийских отложений и выходом нижнесилурийских отложений под региональную покрывку. Максимально размыты силурийские отложения в пределах Верхнеамдермаельской, Северо-Трошской и Усть-Юрьяхинской структур. Для поиска залежей УВ в раннесилурийской толще представляет интерес Верхнеамдермаельская структура, гипсометрическое положение, которой наиболее благоприятно. В ее пределах под поверхность размыва выходят предположительно нижнесилурийские отложения, продуктивные в пределах Западно-Командиршорской площади. Залежь предполагается массивно-сводовая. Покрышкой для залежи будет служить региональная глинистокарбонатная толща тиманско-саргаевского возраста.

Верхнесилурийские отложения сложены известняками доломитизированными, мергелями и аргиллитами. Площадь распространения верхнесилурийских отложений, по сравнению с нижнесилурийскими, сокращена. Отсутствие их отмечено по сейсмическим данным и результатам глубокого бурения в центральной части Лодминской перемычки, на отдельных участках Тибейвисской депрессии и Лайского вала, что связано с выводом на дневную поверхность и размывом верхнесилурийских толщ в предсредне-предпозднедевонское время. Вскрыт верхний силур на разную мощность единичными скважинами на севере изучаемой территории: 11, 15-Мишваньские, 3,4-Северо-Командиршорские, 20,37-Северо-Мишваньские, 36-Южно-Командиршорская.

По керну и петрографическим шлифам изучены фациальные особенности силурийских отложений южной части Денисовской впадины, выделены литотипы и прослежены закономерности их распределения как по разрезу, так и по латерали. Для выделения литотипов за основу были взяты наиболее узнаваемые признаки: присутствие зоо- и фитообразований, теригенной примеси, изменение первичного состава пород вследствие диагенетических процессов: перекристаллизации, доломитизации, сульфатизации и выщелачивания.

В результате детального изучения состава пород по петрографическим шлифам в силурийской части разреза выделено 10 литотипов.

Воды первого гидрогеологического комплекса (O-D₃fr₁sarg) характеризуются высоким содержанием брома. Максимальное содержание брома (555–1002 мг/л) и стронция в водах первого комплекса характеризует структуры южной части Шапкино-Юрьяхинского и центральной части Лайского валов. В пределах этих структурных элементов между содержанием брома, минерализацией, содержанием хлора и кальция установлены значимые корреляционные связи ($r = \text{от} +0,82 \text{ до} +0,9$). Наибольшее содержание брома характерно для структур с высокоминерализованными и высокометаморфизованными водами. Следовательно, бром в этих районах бассейна может служить показателем высокой гидрогеологической закрытости недр. К этим участкам бассейна приурочены основные месторождения нефти и газа. Воды центральной части Лайского вала характеризуются средним бромным градиентом (13-27) и высоким бром-йодным коэффициентом (48-78). В пределах южной части Шапкино-Юрьяхинского вала нефтяные залежи обнаружены на многих площадях; нефти легкие, малосернистые, малосмолистые, обогащенные бензиновыми фракциями. Следует предполагать, что такие же легкие нефти могут быть встречены в центральной части Лайского вала.

Библиографический список:

1. Изучение и анализ ресурсной базы углеводородного сырья на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: отчет о НИР / НЦ УрО РАН – Сыктывкар., 2005. – 138 с.
2. А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Г.А. Габриэлянц, В.Ю. Керимов, Л.П. Мстиславская. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. Книга 1. М. Недра, 2016г.
3. Данилевский С.А., Скларова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. – Ухта, 2003. 298 с.

УДК 553.98.045

Особенности геологического строения и пересчет запасов на Северо-Ираельском месторождении

Климошенко О.В.

Руководитель – Овчарова Т.А.

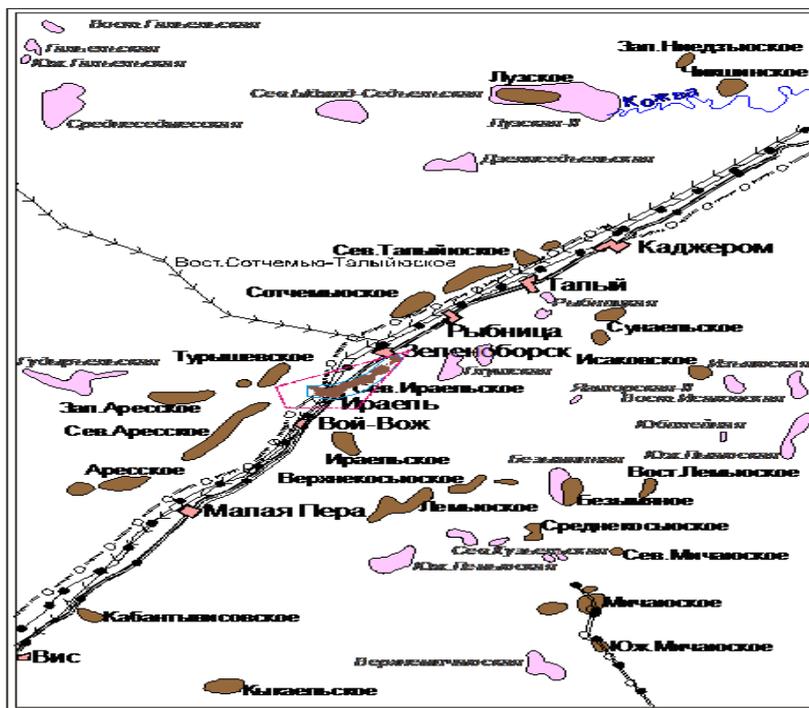
ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Цель работы – проанализировать данные по изученности, геологическому строению и нефтегазоносности Северо-Ираельского месторождения, обоснование и подбор подсчетных параметров, пересчет запасов нефти.

В административном отношении Северо-Ираельское месторождение нефти находится на границе Сосногорского и Печорского районов Республики Коми.

Энергоснабжение поселков и осваиваемых месторождений осуществляет Печорская ГРЭС.

Водоснабжение на месторождении осуществляется двумя водными скважинами глубинами 70 и 85 м, расположенными вблизи скважин №№ 50 и 51-Северо-Ираельские.



Масштаб 1:1 000 000
км 10 0 10 20 30 км

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- | | | | |
|--|------------------------------------|--|---|
| | - нефтяные месторождения | | - граница лицензионного участка ООО «НК «Речер-Коми» |
| | - структуры, наздающиеся в бурении | | - граница горного отвода Северо-Ираельского месторождения |
| | - населенные пункты | | |
| | - железная дорога | | |
| | - газопровод действующий | | |
| | - газопровод проектный | | |
| | - нефтепровод действующий | | |
| | - линия электропередач | | |

Северо-Ираельское месторождение нефти расположено в пределах Верхнелъжско-Лемьюского НГР Ижма-Печорской НГО. В пределах Лемьюской ступени открыты нефтяные месторождения: Лемьюское, Верхнекосьюское, Западно-Нерцовское, Аресское, Северо-Аресское, Западно-Аресское, Северо-Ираельское, Турышевское, Южно-Сотчемьюское, Сотчемьюское, Восточно-Сотчемью-Талыйюское. Промышленная нефтеносность месторождений связана главным образом с нижнефаменскими карбонатами верхнего девона.

Характеристика продуктивных пластов

Пласт Φ_0 задонского горизонта верхнего девона (D_3fm)

Пласт Φ_0 представляет собой толщу облекания верхнефранского рифогенного массива. Коллекторами являются известняки органогенные порово-кавернозного, кавернозно-порово-трещинного и кавернозно-трещинного типов. Флюидоупором служит пачка глин (репер «Г»). Пласт Φ_0 вскрыт в полном объеме только в двух скважинах (скв. №№ 1 и 12). В пласте установлены две залежи нефти с различными уровнями ВНК.

Юго-западная залежь

Залежь нефти вскрыта шестью поисково-разведочными и четырнадцатью эксплуатационными скважинами, из числа эксплуатационных скважин пять являются новыми. Все 20 скважин, вскрывших залежь, дали притоки нефти либо нефти с водой при испытании в процессе бурения, либо при вводе в эксплуатацию.

Новые 5 эксплуатационных скважин пробурены в разрабатываемой зоне, по данным ГИС продуктивны до самой низкой отметки минус 1671,5 м (скважина № 711), самая высокая отметка водонасыщенных коллекторов составила минус 1669,5 м (скважина № 652). Таким образом, по сравнению с предыдущим подсчетом запасов 2011 года, ВНК не изменился и остался равным средней абс. отм. минус 1670 м.

По результатам МОГТ кровля фундамента в пределах площади работ залегает на глубине 3-4 км, ступенчато погружаясь в восточном направлении. Осадочный чехол несогласно перекрывает породы фундамента, сложен ордовикскими, нижнесилурийскими, верхнедевонскими, каменноугольными, пермскими, триасовыми, юрскими и четвертичными отложениями. Особенности разреза являются:

- 1) три крупных стратиграфических перерыва;
- 2) барьерные рифы позднефранского возраста. Перерывы отражены в отсутствии в осадочном комплексе пород:
 - а) верхнесилурийско-среднедевонских и частично верхнедевонских (яранских) отложений;
 - б) большей части среднефаменских, верхнефаменских, турнейских, терригенных визейских образований;
 - в) меловых, кайнозойских (кроме четвертичных) пород.

Современное положение Северо-Ираельской структуры

Согласно схеме тектонического районирования Тимано-Печорской провинции Северо-Ираельское месторождение нефти приурочено к одноименной структуре, расположенной в центральной части Лемьюской ступени, выделенной в составе Омра-Лыжской седловины Ижма-Печорской синеклизы.

Северо-Ираельская структура выявлена в 1986 г. работами МОГТ (А.Ф. Панцерно, Е.М. Баринава, 1986 г.), подтверждена в 1988 г. (А.Ф. Панцерно) и подготовлена к глубокому бурению в 1990 г. (Е.М. Баринава). В 2001 с/п 2-02-Ираель проводились детальные сейсморазведочные работы.

Подсчет запасов производился объемным методом по категориям А, В₁ и В₂.

Категория запасов на месторождении выделялась согласно «Методическим рекомендациям по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (утв. распоряжением МПРиЭ РФ от 01.02.2016 №3-р).

Категория А на месторождении была выделена впервые. К категории А отнесен пласт Φ_0 целиком.

Категория В₁ была выделена на пластах Φ_{2-4} и Р₂₋₂₉.

Категория В₂ была выделена на пласте Φ_4 , Φ_3 и Р₂₋₂₉.

В результате подсчета начальные геологические/извлекаемые запасы нефти на Северо-Ираельском месторождении составляют:

- по категории А – 4792/1816 тыс. т
- по категории В₁ – 1815/518 тыс. т
- по категории В₂ – 1489/385 тыс. т

Геологические/извлекаемые запасы растворенного в нефти газа составляют:

- по категории А – 58/22 млн. м³
- по категории В₁ – 9/2 млн. м³
- по категории В₂ – 2/0 млн. м³

За основу структурных построений по продуктивным пластам Ф₂₋₄, Ф₀ и Р₂₋₂₉ были взяты результаты сейморазведочных работ МОГТ 3D в объеме 81,1 км², выполненные в 2008 г. силами ОАО «Севергеофизика» и проинтерпретированы ООО «Аравак Геосервис», а также использованы результаты бурения новых эксплуатационных скважин №№ 513, 651, 652, 691, 701 и 711.

Картирование структур на Северо-Ираельском месторождении определялось по трем опорным отражающим горизонтам ОГ Шф₀, ОГ Шф₂, ОГ Кз.

Площадь (F) нефтеносности залежей определялась по структурным картам коллектора, ограниченных внешним уровнем нефтеносности, литологическими и тектоническими нарушениями.

Структурные карты коллекторов пластов Ф₂₋₄ были построены методом схождения от ОГ Шф₂. Структурные карты коллекторов пласта Ф₀ были построены методом схождения от ОГ Шф₀. Структурные карты коллекторов пласта Р₂₋₂₉ были построены методом схождения от ОГ Кз. Структурные карты построены в масштабе 1:25000.

Библиографический список:

1. Геология нефти и газа: учебник для вузов Э.А. Бакиров. –М.: Недра, 1990.-240с.
2. Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин Геология нефти и газа: Учебник для вузов. - М, Недра 1990;

УДК 553.98

Бассейновое моделирование в обосновании перспектив нефтегазоносности Коротаихинской впадины

Красилова К.А.

Научный руководитель – Маракова И.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции сосредоточена основная ресурсная база углеводородов Европейского северо-востока России.

Уменьшение объема ресурсной базы нефти и газа за счет угасания старых разрабатываемых месторождений указывает на то, что необходимо научное обоснование новых направлений геологоразведочных работ в малоизученных районах. Одной из важных текущих задач геологоразведки является выявление и оконтуривание объектов, которые позволили бы в средне- и долгосрочной перспективе внести весомый вклад в развитие минерально-сырьевой базы провинции[2].

На сегодняшний день внимание специалистов привлекают перспективы нефтегазоносности слабоизученной Коротаихинской впадины.

Целью работы является обоснование перспектив нефтегазоносности Коротаихинской впадины.

Задачи работы:

- проанализировать геолого-геофизические данные;
- разработать геологическую модель исследуемой территории;
- выделить перспективные объекты;
- проанализировать распределение потенциальных очагов нефтегазообразования;
- произвести количественную оценку ресурсов в перспективных ловушках;

Коротаихинская впадина является структурой первого порядка, входит в состав Предпайхой-Новоземельского краевого прогиба, заложение которого произошло в карбоне-перми. Имеет северо-западное простирание. В тектоническом отношении впадина делится на внешнюю и внутреннюю зоны. В состав внешней зоны входит Вашуткино-Талотинская складчато-надвиговая зона, Долгинская седловина, Лабогейская моноклираль. К внутренней зоне относится Васьягинско-Сабриягинская складчато-надвиговая зона.

Территория слабо изучена сейсморазведкой и бурением.

Осадочный чехол Коротаихинской впадины выполнен карбонатными и терригенными отложениями палеозойского и мезозойского возрастов.

Формирование впадины происходило в ордовикско-пермское время. В ордовикско-силурийское время накапливались карбонатные отложения. В девонское время в результате тектонической активизации исследуемой территории происходит перерыв в осадконакоплении, после которого в карбоне стали накапливаться глинисто-карбонатные отложения. В позднекаменноугольное время преобладали вертикальные тектонические движения и в связи с этим наблюдается незначительный перерыв в осадконакоплении. Пермское время отождествляется с накоплением мощных терригенных молассовых толщ.

Нефтегазоносность изучаемой территории

Коротаихинская впадина относится к Припайхойско-Приюжноновоземельской нефтегазоносной области (НГО).

В разрезе осадочного чехла исследуемой территории выделяют 7 нефтегазоносных комплексов. Наиболее перспективным является нижнепермско-триасовый нефтегазоносный комплекс.

Гидрогеологическая характеристика изучаемой территории.

В гидрогеологическом отношении выделяют 3 водоносных комплекса:

- верхнедевонско-турнейский водоносный комплекс,
- карбонатный среднекаменноугольный водоносный комплекс
- терригенно-пермско-триасовый.

Перспективным является *пермско-триасовый водоносный комплекс* ($P_{1+2}+Thj$). Воды комплекса зонально-трещинные, возможно, на отдельных участках пластово-трещинные, напорные), хлоридно-натриевого состава (10,4 г/л).

Каменноугольный карбонатный водоносный комплекс характеризуется солеными водами хлоркальциевого типа (95-143 г/л).

Подземные воды *верхнедевонско-турнейского водоносного комплекса* относятся к слабонерассольным водам хлор-кальциевого типа с минерализацией до 120 г/л, то воды нижележащих водоносных комплексов представлены практически повсеместно слабыми-крепкими рассолами. Минерализация их увеличивается до 130-170 г/л и более.

Интерес представляют рифовые отложения позднедевонского возраста, в предрифовой части которых выделены глубоководные депрессионные отложения, где содержится органическое вещество.

Значительными перспективами по нефти в Коротаихинской впадине обладают дельтовые толщии клиноформного строения. Возраст – P_1 (рис.1). По материалам сейсморазведочных работ выделено 18 объектов[3].

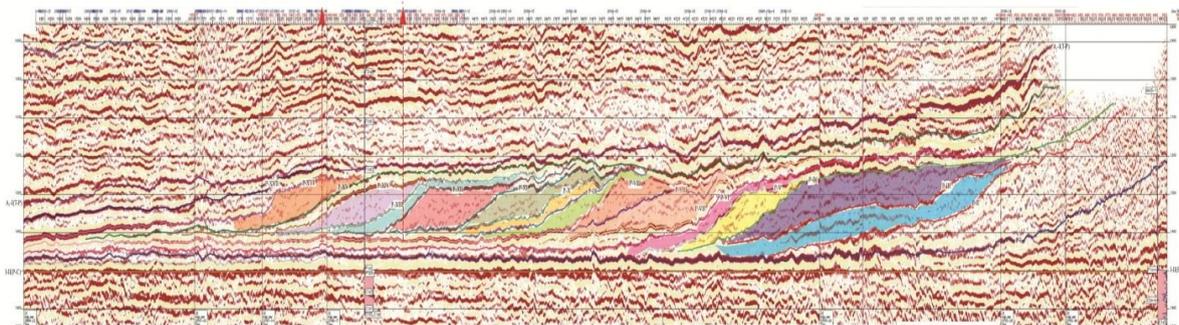


Рисунок 1 – Пример разновидностей клиноформных тел в коротаихинской впадине (Ростовщиков В. Б., Колоколова И. В.)

По модели Мараковой И. А. проградация дельт сформировала клинообразные ассоциации терригенных отложений из переслаивающихся песков, песчаников, алевролитов, глин[4]. С молодых гор Урала устремились обширные реки с обломочным материалом, перед шельфом и в пределах шельфовой равнины реки разбивались на дельты, которые мигрировали по мере отступления палеокеана в СВ направлении.

Одну из линз вскрыла скважина №2-Зап. Коротайхинская. Линза представлена переслаиванием песчаников и глин. Мощность отложений в центре линзы составляет 200 м. По керну отмечаются примазки нефти. По данным Мараковой И. А. предполагается, что ловушки могут быть заполнены углеводородами из вмещающих нефтегазоматеринских пород. Всего в разрезе отложений северной части Тимано-Печорской НГП выделяют 9 нефтегазоматеринских толщ.

По результатам моделирования отмечается значительное насыщение УВ в отложениях карбона, перми и нижнего триаса, что подтверждается результатами бурения – отмечены нефтегазопроявления в пермских отложениях в виде выпотов нефти, небольших притоков газа и битумо- и нефтенасыщением песчаников.

На территории Коротайхинской впадины и смежных районах миграция УВ возможна в двух направлениях. В складчатых областях, примыкающих к Коротайхинской впадине, преобладает вертикальная межрезервуарная миграция УВ флюидов по разломам. В бортовых – наоборот, преобладает латеральная миграция УВ. Регионально латеральные миграционные потоки двигаются из наиболее погруженной центральной области Коротайхинской впадины. В протяженных зонах нефтегазонакопления преобладает миграция вдоль основного простирания структур и поднятий на территории исследуемого региона. Это происходит за счет совпадения направлений простирания линейных зон нефтегазонакопления и миграционного потока.

Приведенная модель показала, что наибольшее количество жидких УВ могли сгенерировать нижнепермские нефтегазоматеринские толщи. Такая обширная генерация прогнозируется в пределах Лабогейской моноклинали Коротайхинской впадины. Миграционные потоки здесь распространяются в направлении на северо-запад.

Построенная модель показывает, что центральные и южные области впадины можно рассматривать в качестве очагов генерации основных объемов УВ флюидов и как зоны первичной аккумуляции УВ. Наиболее благоприятные условия для аккумуляции УВ и сохранения залежей прослеживаются на северо-западном борту впадины.

На данном слайде представлена количественная оценка клиноформных объектов. Геологические ресурсы в пределах исследуемого участка составляют 121418 тыс.т, а извлекаемые ресурсы - 18213 тыс.т.

Бассейновое моделирование показало, что на площади Коротайхинской впадины существовали и существуют все условия для генерации и аккумуляции УВ. Наличие в разрезе НГМТ, обогащенных как сапропелевым, так и гумусовым органическим веществом, а также степень их катагенетической трансформации создали все предпосылки масштабной генерации УВ для формирования месторождений нефти и газа. Несмотря на то, что на этой территории к настоящему времени промышленных скоплений не выявлено, по результатам моделирования она должна рассматриваться в качестве перспективной потенциально нефтегазонаосной области Тимано-Печорской НГП.

Наиболее благоприятные условия для аккумуляции УВ и сохранения залежей прослеживаются на северо-западном борту впадины. В центральных частях впадины перспективными на поиски УВ можно считать районы Лабогейской моноклинали и Пестаншорской седловины на крайнем востоке. Ловушками на пути миграции УВ на всей этой территории могут быть зоны экранированные надвиговыми и разрывными дислокациями, а также литологические тела (дельтовые песчаные образования, рифы).

Выполнена количественная оценка ресурсов по перспективным объектам раннепермского возраста, геологические ресурсы в пределах исследуемого участка составляют 121418 тыс.т, а извлекаемые ресурсы - 18213 тыс.т.

Библиографический список:

1. Игошкин С.В. Отчет о выполнении научно-исследовательских работ по теме: «Региональный прогноз и оценка перспективных зон нефтегазонакопления северо-восточной части Западно-Сибирской НГП на основании сводной геолого-геофизической модели». Тюмень, 2011.

2. Куранов А. В. Невостребованные нефтегазовые объекты в Тимано-Печорской провинции: <http://earthpapers.net/nevostrebovannye-neftegazovye-obekty-timano-pechorskoj-provintsii-ih-uglevodorodnyy-potentsial-i-perspektivy-vovlecheniya>.
3. Курильчик В. А. Отчет о работах Восточно-Талотинской сейсморазведочной партии №20187. Воркута, 1988.
4. Маракова И. А. Перспективы нефтегазоносности терригенных отложений пермского возраста в пределах Коротайхинской впадины на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных. УГТУ, Ухта, 2020.

УДК 553.982.234

Формирование соляных отложений и перспективы их изучения

Жижина В.Р., Сабельников М.Ю.

Научный руководитель – Вельтистова О.М.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Цель данной работы: описание условий и особенностей формирования соляно-купольной тектоники и обоснование перспективности дальнейшего изучения подобных структур.

Соляные купола – структуры, созданные так называемой соляной тектоникой. Они образуются вследствие выдавливания слоев горных пород, обладающих свойствами текучести или способностью скольжения. (Рисунок 1). Куполовидные соляные структуры могут быть использованы в качестве подземных хранилищ газа, нефти, промышленных отходов.

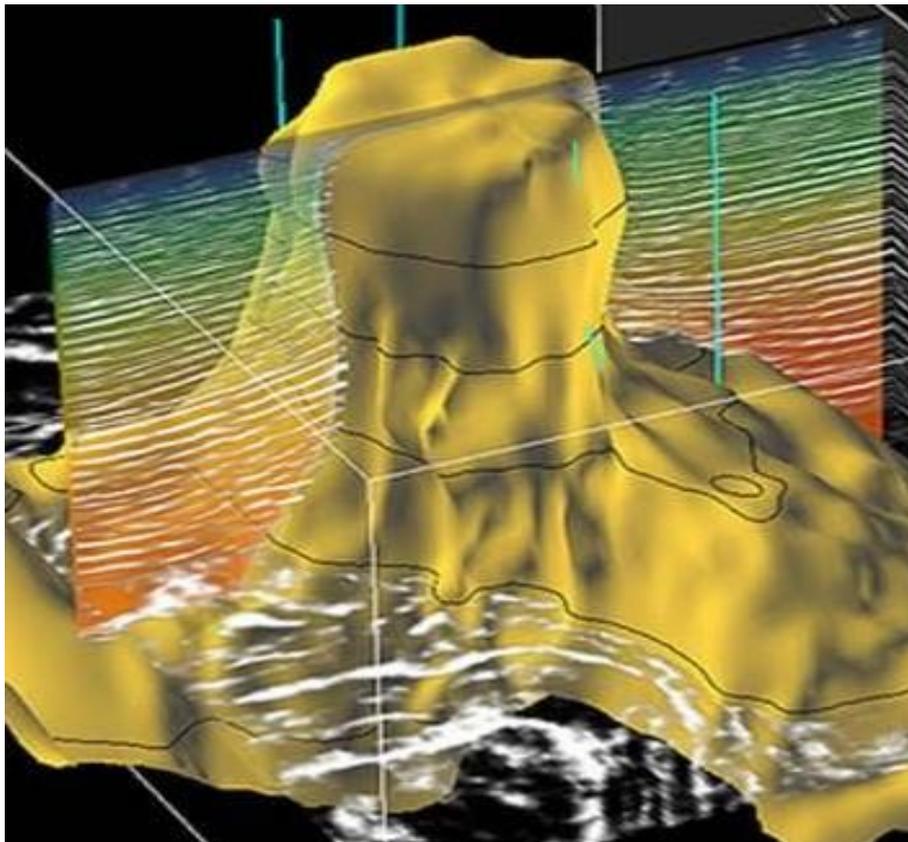


Рисунок 1 - Соляной купол

Для формирования соляных отложений необходимы определённые физико-геологические условия, например: спокойный тектонический режим устойчивого осадконакопления; пластичные породы кровли; литифицированные породы подошвы; гравитационная неустойчивость длительность процесса; пластичность солевого пласта. На рисунке 2 показаны стадии формирования соляных диапиров по В.Е. Хаину.



Рисунок 2 - Стадии формирования соляных диапиров по В.Е. Хаину

В современной классификации ловушек углеводородов соляной купол считается одним из типов ловушек, наряду с такими, как антиклинальная, тектонически экранированная и стратиграфическая ловушки (Рисунок 3).

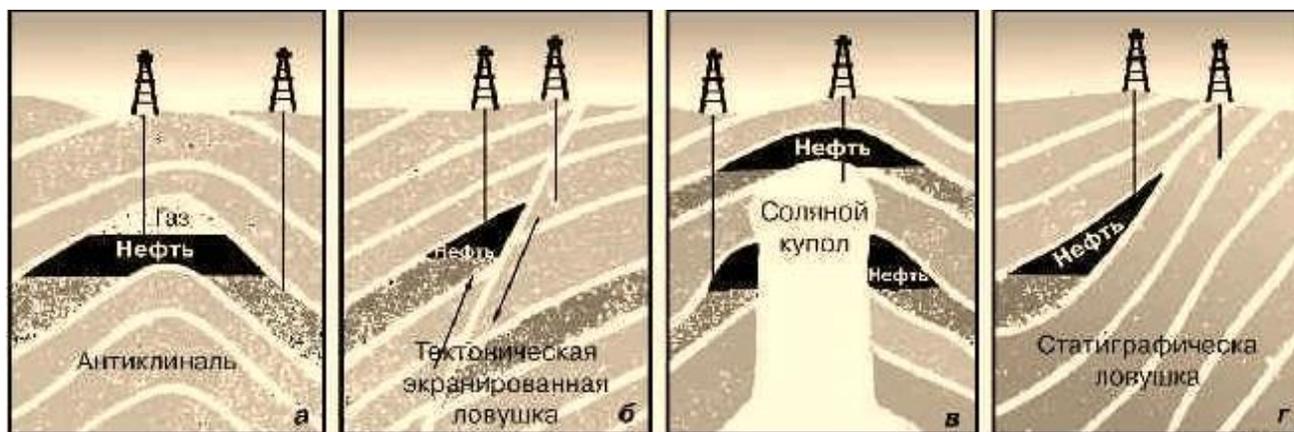


Рисунок 3 - Классификация ловушек

Соляно-купольная тектоника повсеместно развита на всей Земле. Встречаются соляные горы в областях Персидского залива, на площадях Северо-Германской впадины, на побережье Мексиканского залива, на континенте Австралия и др.

На площадях РФ наиболее хорошо изучены соляные отложения Прикаспийской впадины, а также структуры Косью–Роговской впадины. Примеры развития солянокупольной тектоники можно встретить в Саратовской области, в Двинско–Сухонском, Волго–Эмбинском, Хатангском и Ангаро–Ленском бассейнах.

Для чего необходимо изучать соляные купола? Соляные купола как структуры являются одним из объектов недропользования и играют определенную роль в формировании природно-ресурсного потенциала.

Наличие соленосных отложений, соленых куполов на исследуемой площади свидетельствует о возможности существования ловушек углеводородов.

Россия входит в топ-двадцати стран, добывающих соль. В 2017 год было добыто более четырех миллионов тонн соли. Разведанные залежи соли составляют более ста миллиардов тонн. РФ богата месторождениями соли: Баскунчакское, Илецкое и Эльтонское. Верхнекамское месторождение – крупнейший мировой производитель калия и соли, которая отличается по своему составу и однородности кристаллов.

Соленые структуры могут быть использованы как хранилище радиоактивных отходов, что говорит нам о перспективности дальнейшего изучения данных структур.

Наиболее известные и крупные месторождения углеводородов в СНГ, приуроченные к соляным структурам, находятся в пределах Прикаспийской впадины (Рисунок 4).

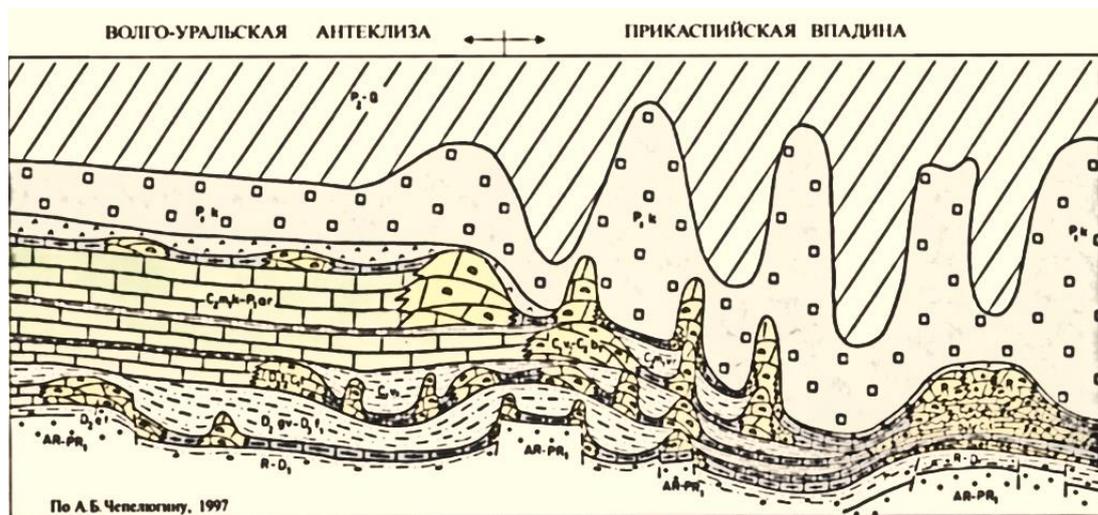


Рисунок 4 - Модель строения соляных куполов

Соленосные структуры Прикаспийской впадины.

Более 250 млн. лет назад на территории Прикаспийской впадины начали откладываться соли. Предпосылки развития этих отложений были положены в различиях толщины соляного пласта, плотности перекрывающих его пород, ундуляцией ложа солевого пласта. По сведениям исследователей 230 млн. лет назад на всей территории впадины существовали купола, выходящие на поверхность. Раньше они перекрывались толщей морских отложений и были значительно ниже поверхности. Для центральных площадей характерна трансгрессия подсолевого ложа с глубины 6 км до 8,5-9 км. Шли эпохи, столетия, и 5 млн. лет назад соляные купола вышли на поверхность. В современное время кровля большинства куполов центральных районов впадины отмечается на небольшой глубине, около 0,5 км, а подошва - на 9 км. [1]

Хорошо выделяются отложения солей по данным сейсморазведки и гравиразведки.

Аномалия сейсмической записи была отмечена на волновой картине при проведении сейсморазведочных работ в Прикаспийской впадине. Характер записи заметно меняется в пределах солевого купола (Рисунок 5).

В пределах Прикаспийской впадины на территории Атырауской области располагается нефтяной гигант подсолевого типа Тенгиз.

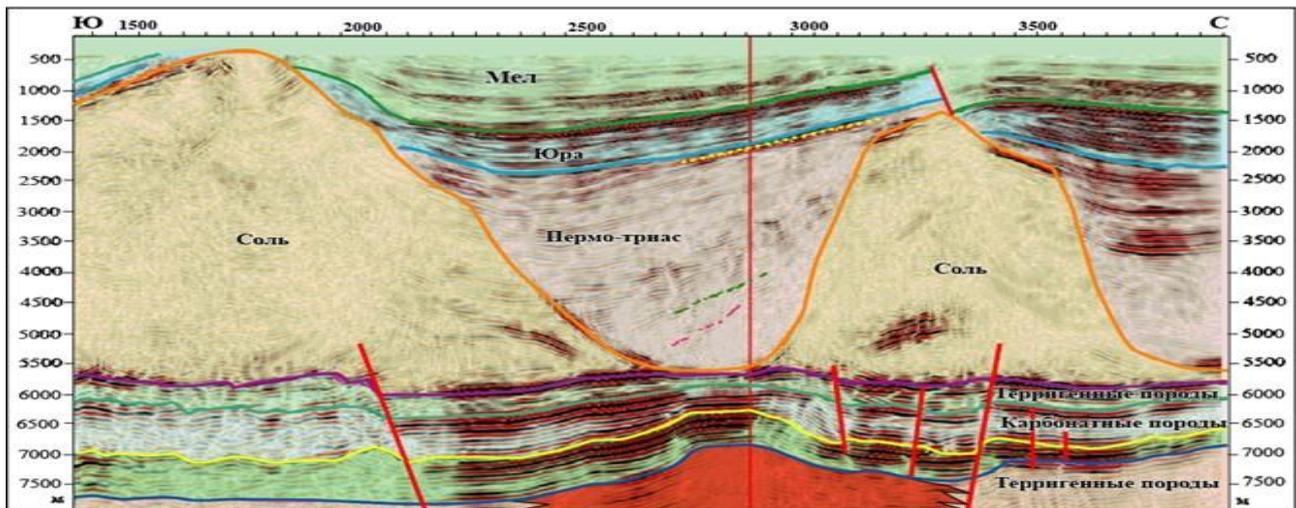


Рисунок 5 - Аномалия сейсмической записи на волновой картине (Прикаспийская впадина)

Месторождения углеводородов встречаются в подсолевых отложениях, например, крупное Астраханское газоконденсатное месторождение, Имашевское, Королевское, в надсолевых отложениях - Прорва, Мартыши, Кульсары, Доссор.

Известны подсолевые месторождения Жанажол, Кенкияк, Алибекмола, Урихтау и надсолевые — Кенкияк, Шубаркудук, Каратюбе, Акжар, Кокжиде в Актыбинской области.

Гигантское, подсолевое нефтегазоконденсатное месторождение Карашыганак, расположенное на территории Западно-Казахстанской области находится в разработке.

Основной тип нефтегазовых месторождений подсолевого типа – рифогенный выступ и куполовидные поднятия. Наиболее распространенные и часто встречающиеся типы залежей - массивные, реже - пластово-массивные.

Интервалы глубин залегания подсолевых продуктивных комплексов колеблются от 2700-3600 (Жанажол) и 3900-4200 (Астраханское газоконденсатное месторождение) до 3800-5500 и более м (Тенгиз, Карашыганак).

Газоконденсатные подсолевые месторождения имеют высокое содержание конденсата, от 580 г/м³ (Астраханское ГКМ) и 614 г/м³ (Жанажол) до 644 г/см³ и более (Карашыганак).

Характерной особенностью подсолевых газоконденсатных и нефтяных залежей является высокое содержание в них свободного и растворенного (попутного) сероводорода (от 1 до 24 %), что осложняет их разработку.

Суммарные запасы нефти и газа надсолевых отложений намного меньше по сравнению с подсолевыми, и большинство выявленных в надсолевых отложениях месторождений относится к категории мелких (извлекаемые запасы нефти менее 10 млн тонн и газа — менее 10 млрд м³). Основным типом месторождений надсолевого этажа являются месторождения солянокупольных поднятий, сложнопостроенные и разбитые многочисленными разрывными тектоническими нарушениями.

Отложения солей в Тимано-Печорской провинции.

В Косью–Роговской впадине соледержащие породы встречаются в нижней части ордовикско-нижнедевонского комплекса. В результате интерпретации сейсморазведочных данных на Кочмесской площади, установлено, что кровля соледержащих пород соответствует динамически выразительному горизонту IV–V (S-O), ниже которого отмечается хаотическая запись волновой картины, подошву пласта контролирует отражающий горизонт V₂ (Рисунок 6). [2]

В 80-е годы отложения ордовикского возраста были вскрыты в Косью-Роговской впадине на Кочмесской структуре, в скважинах 3, 5, 6. В скважине 3 с глубины 5629 м из межсолевых отложений был получен фонтанный приток газа дебитом около 1 млн. м³/сут.

Под Берганты-мылькской структурой толщи соленосных ордовикских отложений на временном разрезе имеют вид линзы, тоже отмечается на Кочмесской структуре.

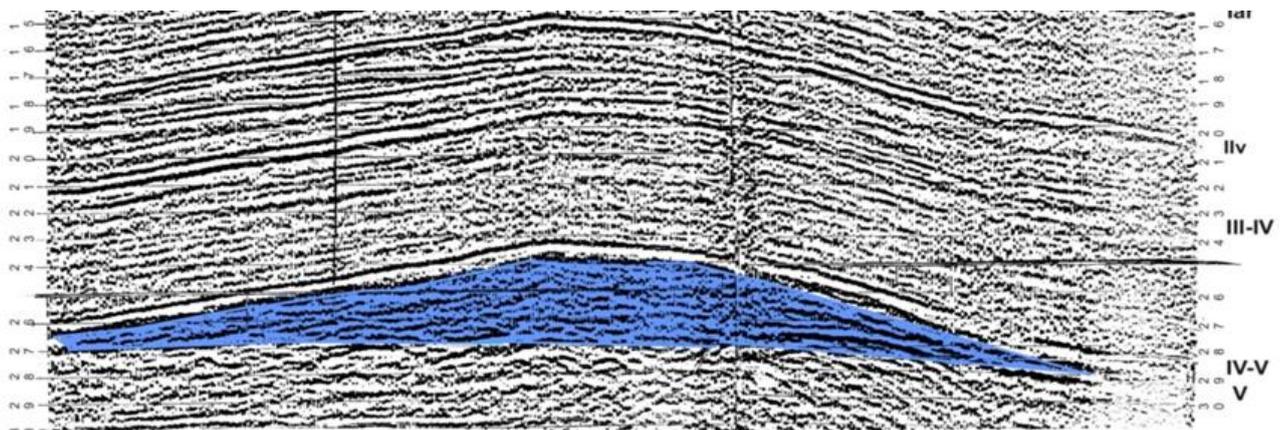


Рисунок 6 - Выделение ордовикских солей на Кочмесской структуре.

В скважине 1-Воргамусюр гряды Чернышева в интервале 2700÷3000 м после нормально залегающего разреза пород палеозойского возраста: каменноугольных, девонских, силурийских отложений, были вскрыты соленосные образования ордовика, откуда был получен приток углеводородов. [3]

На участках гряды Чернышева, Чернова, Вашуткинского–Талотинского взбросо–надвига развитие солей отмечается в отложениях силура, девона, карбона. Амплитуда соляных куполов и глубина мульд может достигать трех-четырёх километров. Перекрыты соляные купола породами юрского, мелового, кайнозойскими возрасту.

В гравитационном поле соленые купола отображаются отрицательными локальными аномалиями, часто с высоким градиентом значений. На рисунке 7 показан гравитационный минимум, возможно связанный с соленосными отложениями. При моделировании геологической среды по данным гравиразведки были получены расчётные плотности аномального объекта порядка $2,0 - 2,2 \text{ г/см}^3$, что соответствует соленым диапирам.

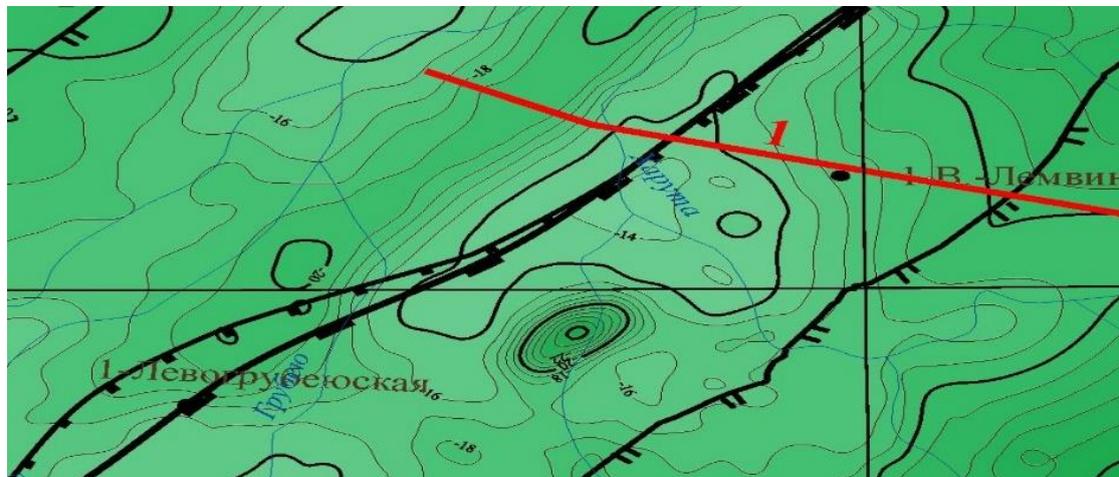


Рисунок 7 - Локальный гравитационный минимум

Перспективы изучения соляно-купольных отложений.

Наличие соляных куполов серьезно влияет на распределение скоплений нефти и газа. В нефтегазоносных провинциях, например, в Мексиканском заливе и Техасе – практически все месторождения нефти связаны с подобными структурами. Сотрудники Института нефтегазовой геологии и геофизики имени Трофимука Сибирского отделения РАН изучили геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и процессы формирования соляных куполов в Анабаро-Хатангской седловине. Согласно мнению геологов и геофизиков, их исследование актуально для всего побережья Арктики. Анабаро-Хатангская седловина расположена на северо-востоке Красноярского края, северо-западе Якутии и в Хатангском заливе моря Лаптевых. Этот регион включает в себя Анабаро-Хатангскую нефтегазоносную область, где на 14 площадях получены притоки нефти, а в разрезах всех осадочных комплексов выделяются хорошие пласты-коллекторы. Особенность геологического строения Анабаро-Хатангской седловины в том, что в разрезе раннего и среднего девона присутствует соленосная толща и соляные диапиры – столбообразные и грибообразные тела. Исследователи полагают, что именно с соляными куполами могут быть связаны основные нефтегазоперспективные объекты этого региона.

По мнению специалистов, ловушки углеводородов формируются вблизи выходящих на поверхность диапиров – грибообразных куполов – и над подземными соляными куполами. Кроме того, сами соленосные толщи могут служить надежными покрывками для нефтяных залежей.

В ходе исследований ученым удалось смоделировать процессы формирования соляно-купольных структур. В дальнейшем они намерены использовать разработанные алгоритмы и методы при построении детальных моделей, связанных с соляными куполами нефтегазоперспективных объектов.

Библиографический список:

1. Кусанов Ж. К. Современная оценка перспектив нефтегазоносности подсолевого комплекса северо-западной прибортовой нефтегазоносной области Прикаспийской впадины, Москва, 2019 г., 188 стр.
2. Богданов Б.П. Соленосные бассейны Европейской платформы и некоторые особенности тектоники в связи с перспективой нефтегазоносности/ Геофизика, 2004. № 4, С. 55-59
3. Грунис Е. Б., Ростовщиков В. Б., Богданов Б. П. Соли ордовика и их роль в особенностях строения нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции / Георесурсы, 2016 г., Т. 18. № 1, С.13-23.

УДК 550.83 : 550.814

Анализ современных дистанционных геофизических технологий.

Уторов Д.А.

Научный руководитель - Демченко Н.П.

ФБГОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта»

Сегодня дистанционные технологии уже не фантастика. Они прочно вошли в нашу жизнь. В геологоразведке их применяют в случаях, когда необходимо провести обследование довольно больших территорий со сложным рельефом в достаточно короткие сроки.

В данной работе проводится анализ методов поиска и разведки полезных ископаемых с помощью самых современных дистанционных технологий.

На настоящее время существует множество различных модификаций геофизических дистанционных технологий. Остановимся более подробно на использовании беспилотных летательных аппаратов при геофизических исследованиях и аэро-космических методах для поиска и разведки полезных ископаемых.

1. Использование БПЛА на примере аэро-магнитометрии

Беспилотные летательные аппараты (БПЛА) в настоящее время широко используются во многих странах для выполнения задач, ретрансляции радиосигналов, дистанционного зондирования земли и акваторий, и пр.

Беспилотный авиационный комплекс – это сложная система, воплощающая в себе новейшие достижения в области микроэлектроники, робототехники, аэродинамики, технологии и материалов. Требуемые потребительские свойства и коммерческую привлекательность БПЛА может приобрести только в том случае, если его разработка изначально была нацелена не на кратковременную демонстрацию, а на длительный срок безаварийной эксплуатации с заданной экономичностью.

Аэромагнитная съемка с БПЛА выполняется в следующей последовательности:

1. Проводят масштабную магнитную съемку при помощи большой авиации с целью выявления аномалий;

2. На участках с выявленными аномалиями проводят наземную съемку для получения более детальных данных. В процессе такой съемки определяются границы предполагаемой зоны залегания. Также на этом этапе производится точный замер расстояния между точками детальных исследований;

3. Проводятся геофизические съемки в каждой намеченной точке, в результате которых фиксируются точные значения магнитного поля и координаты.

Необходимо помнить, что геологоразведочные работы проводятся, как правило, на труднодоступных территориях с суровыми климатическими и природными условиями. Но именно эти территории в настоящее время являются наиболее интересными с точки зрения разведки месторождений. В связи с этим вышеописанный метод является очень трудоемким и дорогостоящим.

Применение БПЛА в комплексе с геофизическим оборудованием помогает интегрировать преимущества наземных методов геологоразведки с дистанционными и большой авиацией.

2. Использование квадрокоптеров

Квадрокоптер может проводить съемку с различных высотных отметок. Предельно малые высоты при этом не являются для него ограничивающим фактором, поэтому существует возможность проведения исследований с огибанием рельефа. Дрон на основании данных со спутника способен самостоятельно определять координаты точек измерения. Применение технологии аэромагнитной съемки с дронов позволяет в значительной степени снизить трудоемкость и затраты на проведение работ по разведке полезных ископаемых без ущерба для качества измерения магнитных полей на исследуемых участках.

Применение коптеров для проведения магнитометрической съемки обладает рядом важных преимуществ:

- возможность ежедневно выполнять 12-16 вылетов и обследовать около 200 погонных километров территории, что обеспечивается простотой замены аккумуляторных батарей;

- высокая точность измерений вне зависимости от особенностей рельефа;

- наглядный результат, обеспечиваемый возможностью построения трехмерных полей, значительно увеличивает степень эффективности работ;
- при построении маршрута учитываются особенности ландшафта и растительности, что позволяет значительно снизить или исключить вероятность повреждений оборудования;
- съемка выполняется более плавно и на некотором удалении от земной поверхности, что в разы уменьшает степень влияния сильномагнитных приповерхностных объектов на точность полученных данных.
- позволяет магнитометру перемещаться на одинаковом расстоянии от поверхности вне зависимости от рельефа (огибание рельефа).

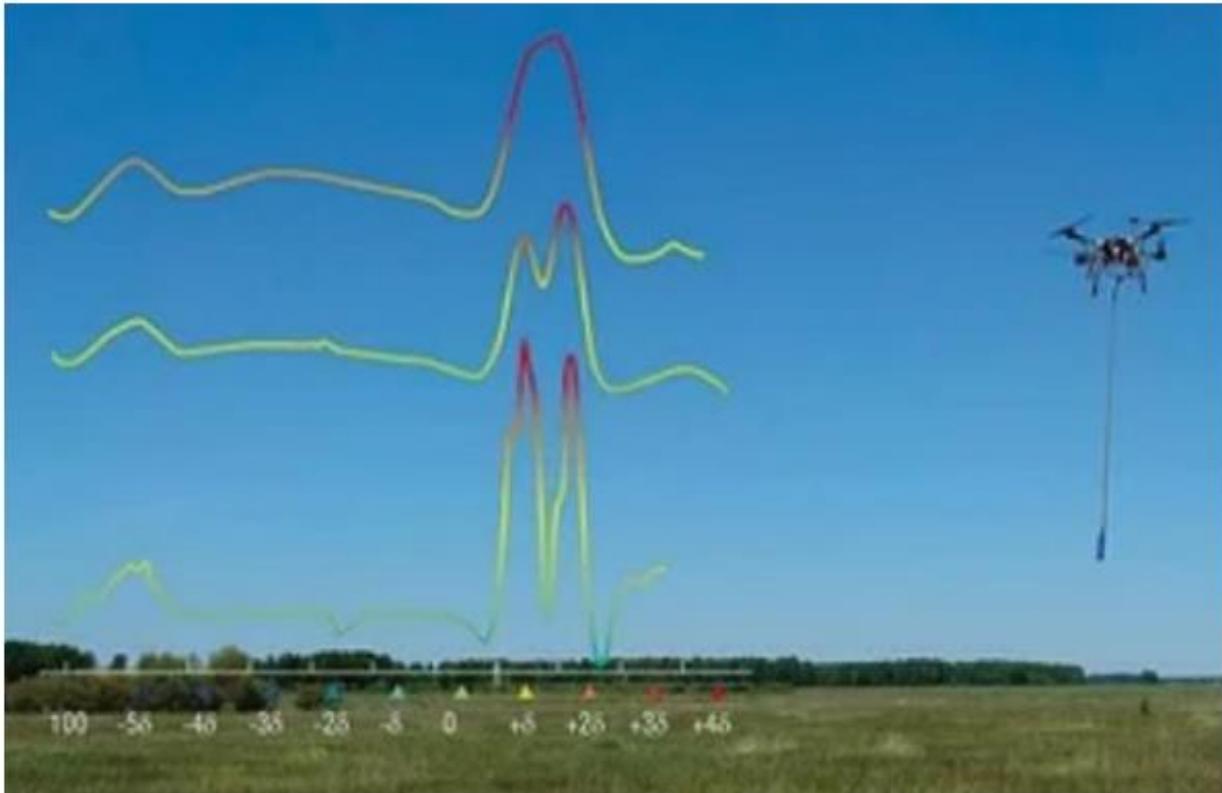


Рисунок 1 - Сравнение аномального магнитного поля, зафиксированного в ходе аэросъемки, съемки с беспилотника и наземной съемки на профиле. На графике видно, что беспилотник и наземная съемка зафиксировали две узкие аномалии, которые на карте, полученной с самолета слились в одну

Скорость полета дрона наиболее подходит для получения требуемой частоты отсчетов. Благодаря применению комплексов совместно с коптерами перед геофизиками открываются новые возможности проведения исследований скрытых месторождений.

Одним из наиболее перспективных и принципиально новых можно считать направление геомагнитная томография.

Этот метод основывается на возможности проводить магнитную съемку одной и той же территории на разных высотных отметках относительно поверхности земли. Это позволяет более подробно рассмотреть магнитные поля в верхнем (над поверхностью земли) и нижнем (под землей) полупространствах и провести их реконструкцию.

В результате возможно представить картину магнитного поля, включая аномальные участки, в полном «объеме». Такой подход позволяет резко повысить точность интерпретации геомагнитных данных».

Применение БПЛА-комплексов и коптеров позволяет ресурсодобывающим компаниям экономить не только время, но и избавляет их от весьма крупных финансовых затрат. Все эти факторы привели к тому, что ряд крупных мировых и российских сырьевых компаний начали активное внедрение БПЛА-комплексов в технологические процессы.

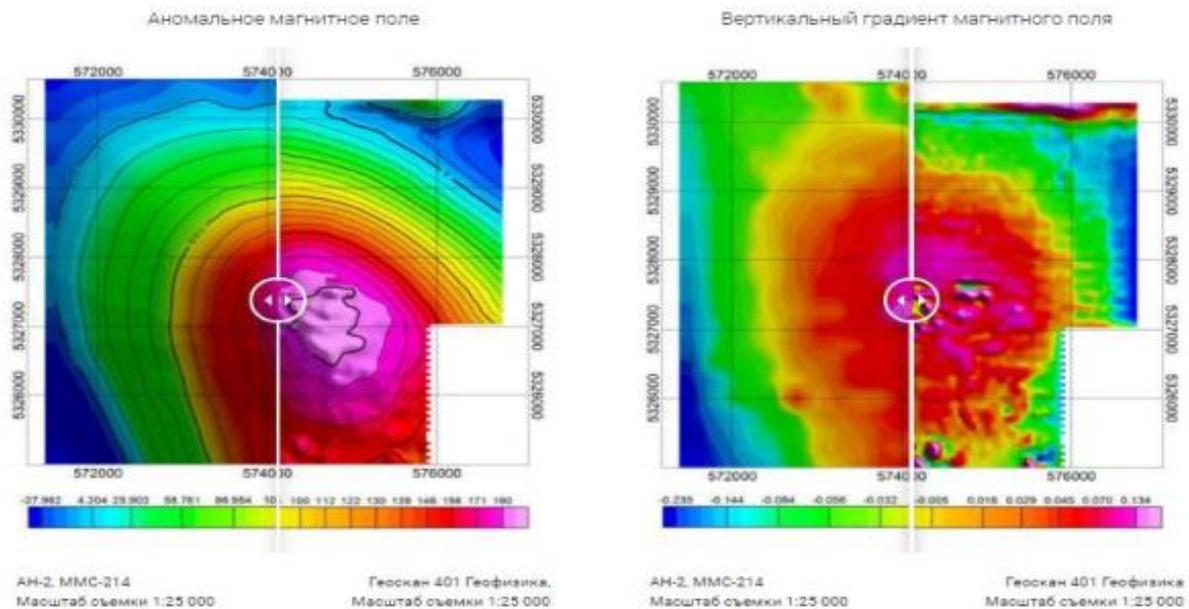


Рисунок 2 - Сравнение результатов геофизической съемки. Слева направо на рисунке показана съемка с самолета Ан-2 и комплекса аэромагнитной съемки с квантовым магнитометром. Геоскан 401 Геофизика

Так, в компаниях «Shell» и «BP» создаются удаленные центры управления дронами. Среди российских компаний, внедряющих беспилотники в производственный процесс, можно выделить «Газпром нефть» и «Роснефть», которые используют БПЛА-комплексы не только для геологоразведки месторождений, но и для других целей.

Дроны показали свою высокую эффективность при ведении работ по контролю за несанкционированными врезками в газопроводы, работ по мониторингу общего технического состояния трубопроводов, что позволяет оперативно реагировать на возможные утечки.

3. Геосканирование по методу верификации мультиспектрального прогноза (ВМП)

ВМП - технология поиска, расчета объемов залежей и оценки эффективности добычи и подготовки полезных ископаемых. Эта технология построена на математическом и аналитико-статистическом анализе изображений поверхности земли, получаемых с помощью мультиспектральных спутников дистанционного зондирования Земли с использованием, в отдельных случаях, дополнительной аэрофотосъемки с беспилотных летательных аппаратов.

Технология ВМП дистанционно и с высокой скоростью позволяет:

- Определить все зоны аномально повышенных концентраций любых заданных элементов, соответствующих углеводородным полям, месторождениям, отдельным залежам;
- Провести оценку интенсивности аномальных полей и значимости объектов УВС;
- Составить детальную 3D-модель месторождения, с отражением глубин залегания, морфологии залежей, распределением концентраций заданных элементов внутри залежи;
- Оценить в 3D модели общие запасы месторождения;

Уникальность технологии превосходит традиционные методы геологических изысканий по:

- результативности;
- оперативности (в любое время года в течение 2 – 6 месяцев);
- разрешающей способности;
- экологической безопасности;
- универсальности применения;
- мобильности.

Возможности технологий при площадных исследованиях:

- выполнение работ на суше, на шельфе, в горах, подо льдом и в других труднодоступных местах;
- получение информационных (исходных) данных с помощью космических снимков;

- прослеживание границ объектов (оконтуривание) по поверхности земли (2D) и на заданной глубине (3D);
 - работа внутри помещений и в условиях городской и промышленной застройки;
- Эффективность
- максимальная, когда применение других технологий ограничено или невозможно
 - очень высокая, когда оперативность является основным условием исследований (при необходимости принятия срочных решений по большим поисковым площадям).
 - превышает эффективность любых традиционных технологий поиска и разведки геологических объектов.

Данные технологии позволяют уменьшить затраты на проведение работ по поиску и разведке полезных ископаемых в условиях, затрудняющих проведение традиционных геофизических методов разведки.

Библиографический список:

1. Статья. «Беспилотные авиационные комплексы для геофизических исследований и мониторинга земной поверхности» Д.С. Деришев, С.Г. Деришев ЗАО Научно-технический центр «Аэромеханика», Новосибирск.
2. https://sowa-ru.com/wp-content/uploads/2021/01/poletaev_konkursnaya-rabota-1.pdf
3. Эпов М.Ю. Злыгостев И.Н. Применение беспилотных летательных аппаратов в аэрогеофизической разведке // журнал интерэкспо Гео-Сибирь. – С. 22-27 2012 г.

УДК 551.345

Применение метода переходных процессов для изучения криолитозоны Земли

Вавилов С.А.^{1,2}, Минова Е.Н.²

1 - ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

2 - Вилуйская научно-исследовательская мерзлотная станция, пос. Чернышевский

Инженерно-геофизическая разведка применяется для подробного изучения верхней части разреза имеющий осложнённое строение с изменчивым литологическим составом и различными физическими свойствами горных пород. Обычно для исследования верхней части разреза применяют методы вертикального электрического зондирования, электропрофилирования, метод преломленных волн сейсморазведки, скважинные методы и гравиразведка.

Одним из перспективных методов изучения ВЧР, а также многолетней мерзлоты, является МПП – метод переходных процессов, основанный на принципе индуктивного возбуждения и приеме поля, иначе говоря в возбуждении поля током, текущем в незаземленном контуре, и измерение электродвижущей силы в приемной рамке.

Отличительной особенностью МПП является использование незаземленных петель, что в свою очередь позволяет использовать метода в трудно проходимых местах, на воде, в зимнее время и в условиях вечномерзлых пород, также есть модификация метода для использования в аэроварианте. Сущность метода заключается в возбуждённо с помощью незаземленного генератора контура первичного импульса магнитного поля и в приеме в паузах между импульсами на другой или той же самый контур неустановившегося магнитного поля его производной по времени – ЭДС вихревых токов, возникающих в проводящих участках земли чем больше электропроводность участка его размеры, тем меньше тепловые потери тем дольше длится переходных процесс.

Обычно в качестве источника электромагнитно поля используется незаземленная генераторная петля - замкнутый на генератор медный провод, уложенный в форме квадратной или круглой петли размером от первых метров до сотен метров. С помощью генератора по проводу пропускают импульсный электрический ток. Вокруг петли образуется импульсное магнитное поле. Согласно закону Фарадея, изменение во времени магнитного поля, приводит к возникновению вихревых электрических токов в проводящих горных породах.

Вихревые токи в земле распространяются по закону диффузии. В начальный момент выключения тока в генераторной петле непосредственно под петлей возникает почти зеркально отраженное токовое кольцо. Затем это токовое кольцо постепенно начинает погружаться на глубину и одновременно расширяться, охватывая все больший объем пород. В конечном итоге вихревые токи полностью затухают за счет тепловых потерь. Положение токового кольца зависит и от времени и от электропроводности. Скорость погружения и расширения вихревого тока определяется только электропроводностью горных пород, чем выше электропроводность (ниже сопротивление), тем медленнее погружается и рассеивается ток. Таким образом создается эффект зондирования.

Вихревой ток создает вокруг себя вторичное магнитное поле, которое также изменяется и во времени и в пространстве. Именно это магнитное поле создает индукционный эффект в приемной магнитной антенне (или петле) на поверхности земли. Интенсивность сигнала в приёмной антенне и скорость его затухания во времени зависит от распределения электропроводности в земле. Глубина зондирования МПП составляет от десяти метров до нескольких сотен метров и зависит от максимального времени регистрации приемного сигнала. Ключевым моментом в работе с МПП является подбор размера питающей и приемных петель, от этого фактора зависит эффективная глубина исследования.

В качестве эффективного средства измерения может быть использован измеритель «Импульс-Д» (рис.1) предназначенный работы в составе станции электроразведочной для проведения высокопроизводительных измерений электромагнитного поля от контролируемого источника для решения задач геологии, гидрогеологии, экологии и инженерно-геологических изысканий методами зондирования становлением поля.

Глубинность исследований составляет от 0,5 м до 3000 м и определяется размерами и геометрией приемно-генераторной конструкции в следующих режимах:

- 1) С приемно-генераторной антенной фиксированной геометрии с использованием проводной синхронизации между коммутатором и измерителем в стационарном режиме;
- 2) От закрепленного источника электромагнитного поля с использованием спутниковой синхронизации между измерителем и коммутатором для выполнения площадных исследований по методике 3D-электроразведки;
- 3) С движущейся приемно-генераторной антенной для исследования по технологии электромагнитного сканирования.

Станция с помощью прибора «Импульс-Д» позволяет проводить точечные, профильные или площадные исследования на различные глубины, в зависимости от совместного применения коммутаторов тока КТ-5, КТ-20, КТ-50 или КТ-250.

Основные задачи измерителя: усиление сигналов переходных процессов с приемных антенн, аналого-цифровое преобразование усиленных сигналов, запись оцифрованных сигналов в долговременное энергонезависимое запоминающее устройство и последующее считывание записанных сигналов на жесткий диск компьютера для анализа.

Для подавления синфазных сигналов и подавления помех, связанных с земляными токами, используется дифференциальный аналоговый тракт. Полоса пропускания аналогового тракта первого коэффициента усиления 1000 кГц, второго 500 кГц, обеспечивается входной цепью с помощью резисторов и конденсаторов. Переменный коэффициент задается с помощью управления интегральной сборкой коммутируемых согласованных резисторов. После дополнительных каскадов усиления, сигнал поступает на входы АЦП. Оцифрованные сигналы параллельными 16-разрядными кодами поступают в FPGA, где производится дальнейшая фильтрация.

Метод переходных процессов (МПП) осуществлялся в варианте приемно-генераторной установки с совмещенным центром. Генераторный контур фиксировался на квадратной рамке с длиной стороны 1.9 м (4 витка) (рис.2), приемный контур фиксировался на квадратной рамке с длиной стороны 0.7 м (16 витков). Выходной ток генератора составил 1А. Для подавления выбросов и сглаживания кривых при съемке был установлен шунт с добавочным сопротивлением 120 Ом. Это значение было принято неизменным для каждого участка съемки.



Рисунок 1 - Общий вид измерителя «Импульс-Д»

Преимуществами применяемой установки МПП являются мобильность съемки, возможность непрерывной записи вдоль профиля, малые размеры, а также возможность проведения экспресс оценки проводимости среды по величине спада регистрируемых кривых становления поля. Малые размеры петель накладывают ограничение на максимально достижимую глубину исследования, которая не превышает 20 метров.

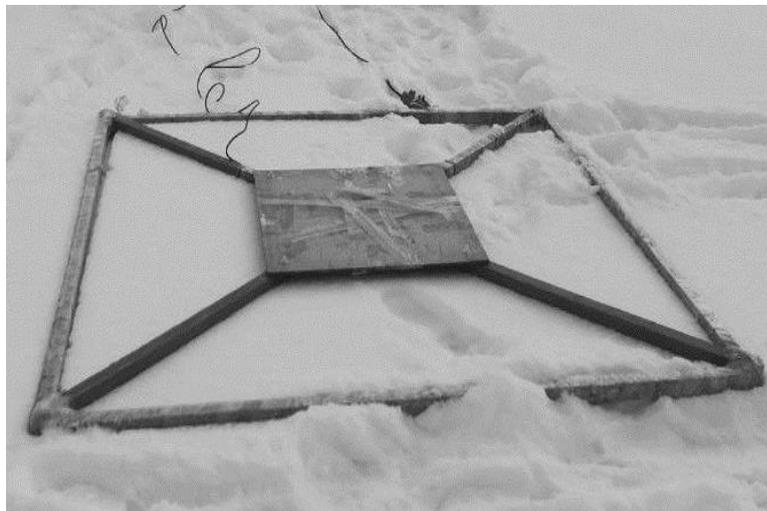


Рисунок 2 - Генераторная и приемная рамка МПП

В начале каждого профиля оператор задает необходимые параметры съемки, производит калибровку, подбирает необходимый по сопротивлению шунт и начинает движение по профилю.

Обработка данных производилась в программном комплексе EM-DATAPROCESSOR (рис.3). Принцип обработки сводится к вычитанию калибровочной кривой, фильтрации и сглаживанию сигнала. Затем в ручном режиме обработчиком производится обрезка кривых на ранних и поздних временах становления, причем подход для каждой из кривых индивидуален. При наличии априорной информации о геологическом строении разреза, выбирается подходящая модель интерпретации, в рамках которой строится геоэлектрический разрез. При отсутствии информации интерпретация проходит в автоматическом режиме с усредненными параметрами инверсии и получением разреза кажущихся сопротивлений.

Качественная интерпретация позволяет получить предварительные данные об исследуемой среде, а точнее об изменении сопротивления по пространству и наличии неоднородностей среды. При решении поставленных задач итоговые результаты качественной интерпретации могут дать всю необходимую информацию об свойствах исследуемой среды, а иногда и быть окончательными

Результаты съемки представляются в виде графиков отношения ЭДС к силе тока (U/I) в генераторном контуре вдоль профиля наблюдений на всех временах задержки и в виде планов изолиний тех же значений для наиболее характерных моментов времени (рис.4). Для отдельных точек профиля строятся переходные характеристики, которые являются источником информации о физических характеристиках объекта

В заключение можно отметить, что метод переходных процессов довольно эффективный способ исследования, как и глубинного строения Земли, так верхней части разреза в зависимости от размеров приемной и питающих петель. К недостаткам метода можно отнести, сложность обработки полученного сигнала при работе с малыми петлями, а также влияние на полезный сигнал вызванной поляризации при изучении вечно мерзлых пород.

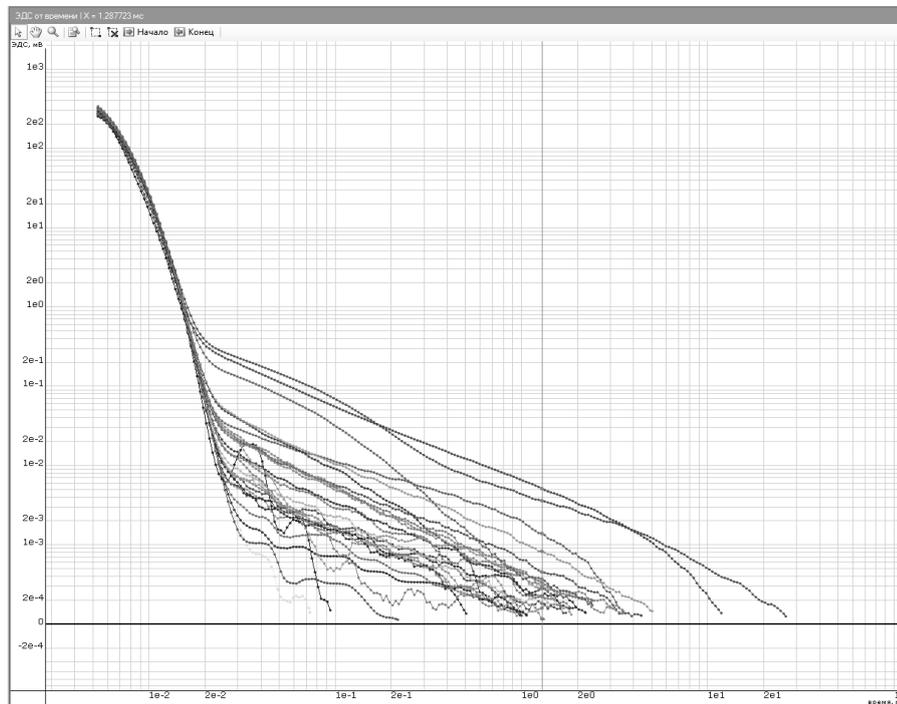


Рисунок 3 - Режим – редактор сигнала

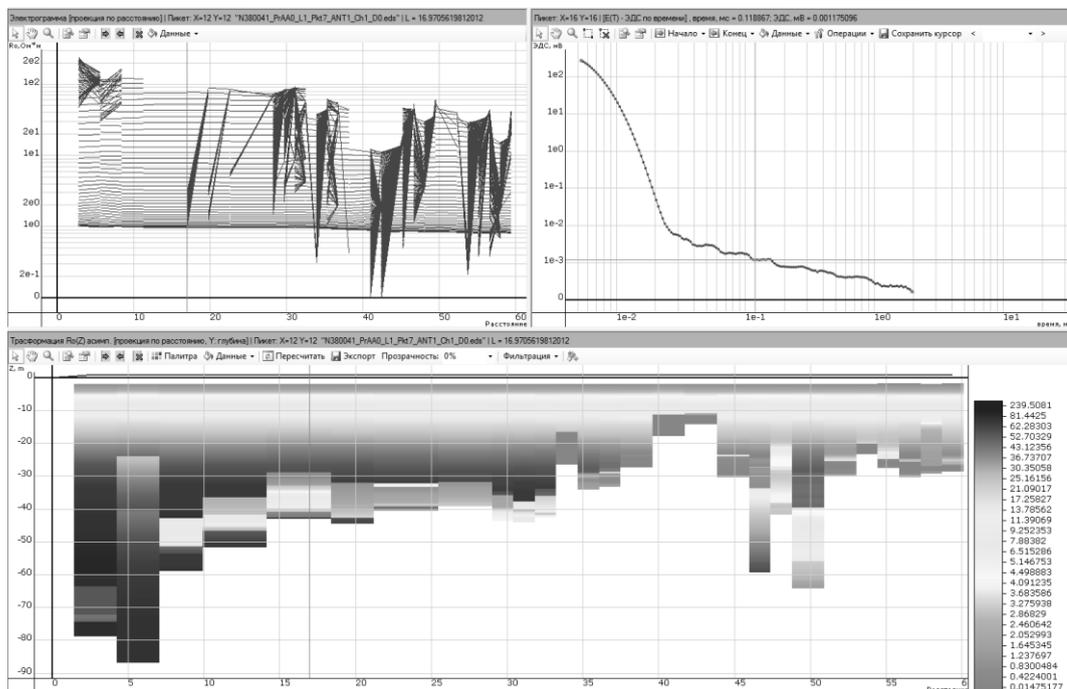


Рисунок 4 - Построение значений кажущегося удельного сопротивления

Библиографический список:

1. Электроразведка: пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей / Под ред. В.К. Хмелевского, И.Н. Модина, А.Г. Яковлева. Москва, ГЕРС, 2005, 311 с.
2. П.И. Мельников, Н.И. Толстихин. Общее мерзлотоведение. «Наука», г. Новосибирск, 1974 г.
3. Электроразведка: справочник геофизика / Под ред. В.К. Хмелевского, В.М. Бондаренко., Москва, «НЕДРА», 1989, 438 с.

УДК 553.532

Исследование шлифов в лабораторных условиях для характеристики породы и месторождения

Мусинская Е.С.

Научный руководитель В.В. Заборовская

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Базальт — магматическая вулканическая горная порода основного состава нормального ряда щёлочности. От греческого Βασικός — «основной», или, по другой версии, от эфиопского basal — «кипящий», «железосодержащий камень», так как в рукописях Плиния Старшего упоминается, что первые базальты появились из Эфиопии. Цветовой диапазон базальта не очень широк, зато есть отличительная черта - черный цвет. Плутоническим аналогом базальтов является габбро, а гипабиссальным аналогом — долериты. К разновидностям базальтов относят траппы.

Толщина базальтового слоя на континентах достигает 20-35 км, в океанах не превышает 5-6 км.



Рисунок 1 - Данный образец базальт

Базальты образуются при застывании излившейся магмы на поверхность Земли, подразумевая под этим и дно океана, силикатного магматического расплава основного (базальтового) состава. Происхождение базальтовой магмы по одной из гипотез состоит в частичном плавлении типичных мантийных горных пород, (гарцбургитов, верлитов и др.)

Геологам известно, что на Северном и Среднем Тимане начало позднего девона ознаменовалось мощным базальтовым вулканизмом. Общая площадь распространения базальтов и туфогенно-осадочных пород на Среднем Тимане достигает 1600 км². На многих территориях Тимана и Печорской синеклизы в разрезе нижнефранских образований прослеживается от двух до четырех горизонтов базальтов, разделенных туфогенными или осадочными породами. Эти горизонты представлены базальтовыми покровами, нередко имеющими сложное зональное строение.

Средне-верхнедевонские траппы широко распространены на территории Тимано Печорской провинции и на Тимане и связаны с грабенообразованием в результате общего растяжения территории. Этот процесс сопровождался формированием цепочек вулканических аппаратов вдоль магмаконтролирующих разломов - Восточно-Тиманского, Шапкинское, Припечорское, Западно-Колвинское и других.

Герцинский магматизм проявился в пределах всего Тимана, при этом особенно широко его результаты наблюдаются на Северном Тимане, где выделяется несколько покровов базальтов, разделенных туфогенно-осадочными образованиями и занимающих огромные площади.

Данный образец взят из низов покрова.

Структура: офитовая

Текстура: массивная

Главные минералы: основной плагиоклаз 52%, пироксен 40%, вулканическое стекло 8%

Идиоморфным является плагиоклаз, ксеноморфным является пироксен.



Рисунок 2 - Зерна плагиоклаза, диаметр поля зрения 1,6 мм.

Плагиоклаз образует крупные (от 1 мм до 2 мм) зерна вытянутой прямоугольной формы. Двойниковая структура выражена хорошо. Довольно отчетливо выражена спайность, пересекающаяся почти под прямым углом. Плагиоклаз основного состава относится к 4 группе

В. Н. Лодочникова, шагреня слабозаметная, направление движения полоски Бекке идет на минерал, рельеф низкий положительный.

Пироксен образует зерна размером 1 и 1,5 мм. Имеет косое погасание, высокое двупреломление. Относится к 6 группе В.Н. Лодочникова, направление движения полоски Бекке идет на минерал, резкая шагреня, высокий положительный рельеф.

Структура: интерсервальная (базальтовая). Данный образец был взят из верхней части базальтового покрова.

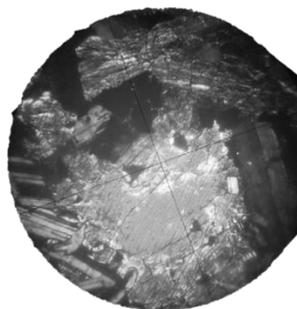


Рисунок 3 - Пироксен

Вулканическое стекло занимает неправильные участки. Имеет коричнево-зеленоватый цвет. Стекло оптически изотропно и лишь в отдельных участках проявляет весьма слабое двупреломление вследствие замещения его хлоритом.

Было установлено что порода является базальтом, установлен его минеральный состав. Эти базальты были найдены в пределах Исаковского месторождения.

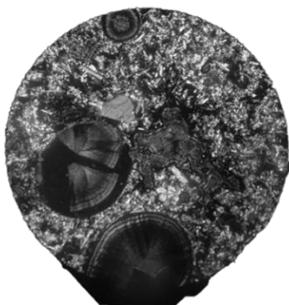


Рисунок 4 - Вулканическое стекло

Исаковское нефтяное месторождение расположено на севере Печорской синеклизы, между Ухтой и Печорой. В тектоническом отношении это соответствует северу Мичаю-Пашнинского вала. На Исаковском месторождении нефти продуктивный горизонт приурочен к отложениям перми. При испытании скв. 28 из интервала 842-850 м получен приток нефти с дебитом 30 м³/сутки. Нефть бессернистая, легкая, с удельным весом 0,83.

Коллекторы нефти связаны с пермскими ассельско-сакмарскими карбонатными породами. Ниже этих отложений скв. 2 и 3-Исаково вскрывают мощную толщу базальтов и базальтовых туфов.

Базальт используют в разных отраслях и сферах: архитектурная, является основной сферой применения, изготовление отличных строительных материалов, обладающих высоким качеством и надежностью, добавочный минерал, для крепости бетона, мелко раздробленный камень, применяют совместно с бетоном для заливки пола, автомобильной дороги и железнодорожных путей, утепление наружных стен здания, отличный материал для декорации внутри и снаружи помещения, поверхностная обработка камина и стен, придает красивый вид и вносит контрастность всему помещению.

Имеет много преимуществ, наиболее значимые:

- отличные шумопоглощаемые свойства;
- высокий уровень паропроницаемости;
- устойчив, к высоким температурам;
- экологичен и безопасен для здоровья людей;
- имеет высокую прочность;
- сохраняет тепло;
- хорошие пожаробезопасные свойства;
- не электролизуется;
- не имеет срока годности – долговечен.

Таким образом: моими исследованиями было установлено что порода является базальтом, установлен его минеральный состав, нижняя часть покрова содержит очень мало стекла, структура офитовая. Медленное остывание. Верхняя часть покрова содержит много стекла, структура интерсертальная, что свидетельствует о быстром остывании.

Библиографический список:

1. Историко-культурный атлас г. Ухты: научно-популярная литература/ред.-сост. И.Д. Воронцова. - Ухта, 2009. - 507 с.
2. Потолицын В.П., Борозинец Л.Г. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы.
3. Тиманский кряж.Т. 1. История, география, жизнь: монография. - Ухта: УГТУ, 2008. - 339 с.: ил.

УДК 553.81

Оценка перспектив алмазонасности Обдырского поднятия

Парадовский А.А.

Научный руководитель – Бакулина Л.П.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Тема для исследований была выбрана неслучайно: Средний Тиман Республики Коми, в пределах которого выделяется Обдырское поднятие, территориально входит в Урало-Тиманскую алмазонасную провинцию. Поиски алмазов на Среднем Тимане проводились с 1976 года. Основанием для поисковых работ послужили единичные находки алмазов и их спутников в аллювиальных отложениях рек Печорской Пижмы, Цильмы, Мезени и их притоков. При этом основные работы были сосредоточены в северной части Вольско-Вымской гряды, а в середине 80-х – на Обдырском поднятии (рис. 1), где был обнаружен уникальный по концентрации минералов-индикаторов погребенный ореол.

Целью данной работы является детальное изучение типоморфных особенностей минералов-индикаторов кимберлитов из среднедевонско-нижнекаменноугольных отложений Обдырского поднятия. Для изучения нам были предоставлены образцы горных пород из среднедевонских и нижнекаменноугольных отложений. Образцы представлены песчаниками в различной степени ожелезненными, с примесью гравийного материала. Из данных образцов были изготовлены шлифы и пробы для минералогического анализа. Монофракции пиропов были отправлены для детальных исследований в лабораторию экспертного сопровождения ГРП акционерной компании «АЛРОСА» (ПАО).

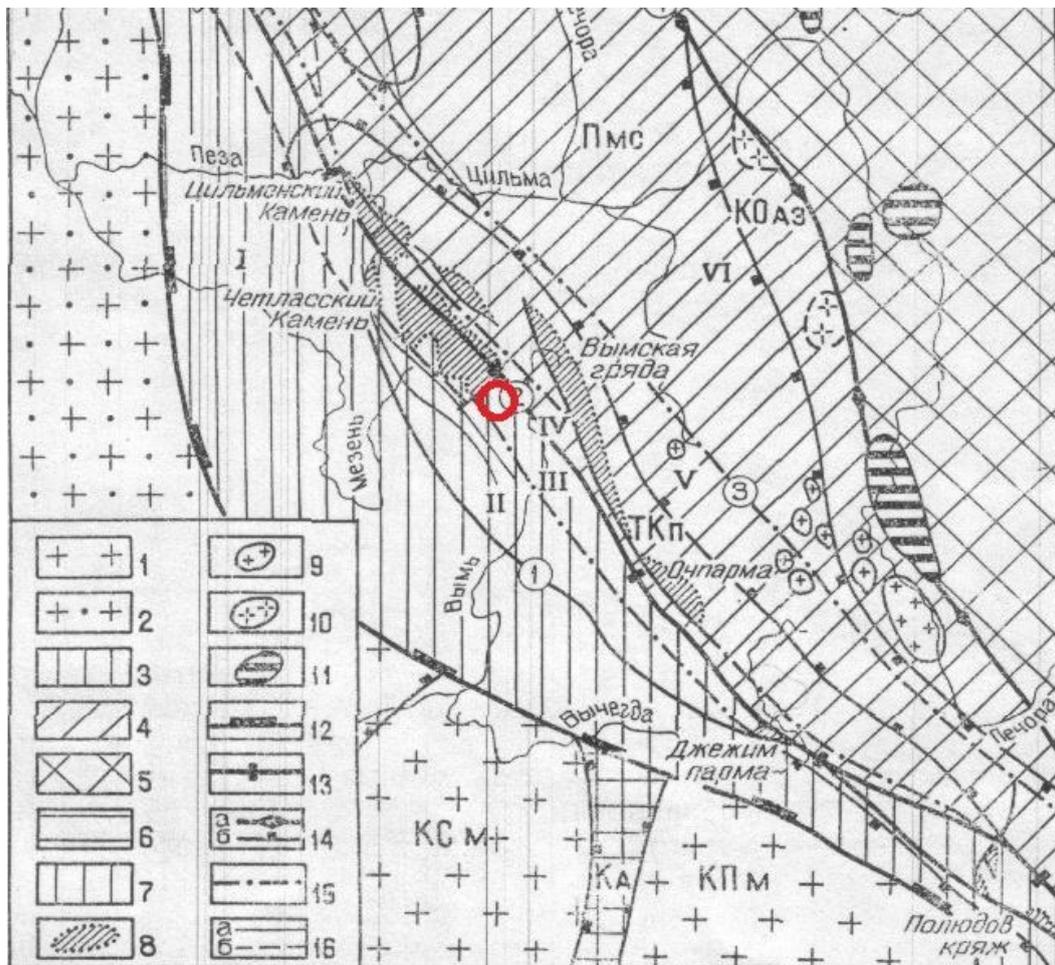


Рисунок 1 – Тектоническая схема Тимано-Печорской провинции
○ – Обдырское поднятие

Пироповый ореол приурочен к живетским отложениям среднего девона и нижнекаменноугольным отложениям. Содержание пиропов достигает до 500 мг на 1 литр породы. Кроме пиропов в данном ореоле установлены хромшпинелиды и пикроильмениты. Хромшпинелиды и пикроильменит составляют обычно доли процента или первые проценты на тяжелую фракцию.

Пиропы присутствуют, главным образом, в виде обломочных зерен. В редких случаях установлены кубоиды (рис. 3) и зерна с сохранившимися элементами кристаллографической огранки. Цвет пиропов оранжевый (пироп-альмандины), розовый, красный, фиолетовый различных оттенков и интенсивности, малиновый (рис. 2). Показатели преломления 1,726-1,775.

Поверхность всех изученных зерен вторичная, широко развиты скульптуры в виде бугорков, конусов, черепиц, капель (рис. 3). Поверхности сколов также скульптурированы, только в редких случаях – гладкие блестящие. У единичных зерен отмечаются остатки келифитовых кайм. Келифитовая кайма частично замещена вторичными продуктами и содержит на поверхности мелкие вдавленные зерна кварца. Между фрагментом келифитовой каймы и гранатом – вторичное вещество.

Для фиолетовых пиропов характерна трещиноватость. Установлены также полностью замещенные зерна гранатов – молочно-белые и желтовато-белые, сильно разрушенные с перламутровым блеском (рис. 2). Часть пиропов содержит точечные и игольчатые включения темного рудного минерала. Размеры зерен 0,05-2,5 мм.

Поверхность пиропов, обломочная форма зерен, трещиноватость, наличие в трещинах и на поверхности продуктов разрушения, наличие измененных пиропов и кубоидов свидетельствует о пребывании их в коре выветривания. Очевидно, длительность эпохи выветривания на рубеже поздний девон-ранний карбон незначительна, чем и можно объяснить столь высокое содержание пиропов в нижнекаменноугольных отложениях.

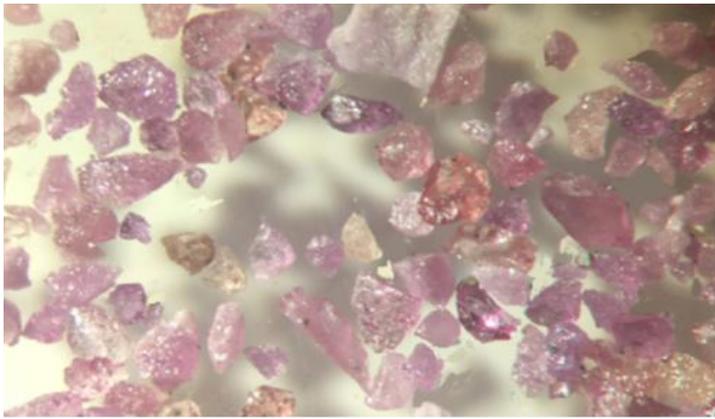


Рисунок 2 – Зерна пиропов из нижнекаменноугольных отложений Обдырского поднятия. Ув. 25



Рисунок 3 – Пироп. Искривленный кубоид с каплевидной поверхностью граней. Ув. 100

Следов затертости скульптур на поверхности минералов и сколах не отмечено. Этот факт, а также находки зерен с фрагментами келифитовых кайм указывают на непосредственную близость первоисточника к ископаемой россыпи.

Хромшпинелиды встречаются в незначительных количествах и представлены кристаллами октаэдрического габитуса, округлыми зернами, обломками. Для некоторых зерен характерно наличие большого количества внутренних рефлексов. Цвет черный, блеск сильный смолистый. Размеры до 0,3 мм.

Пикроильменит является относительно широко распространенным минералом. Присутствует в виде неправильных выделений слоистого облика, мелких зерен неправильной и эллипсоидальной формы обломков (рис. 4). Для всех форм выделения характерен антрацитовидный блеск. Размеры зерен 0,2-1,0 мм.

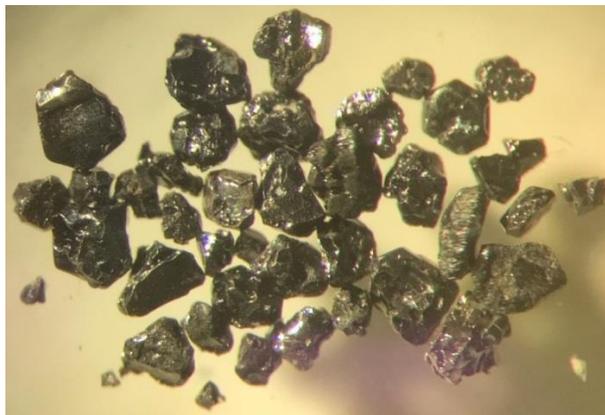


Рисунок 4 – Зерна пикроильменитов из нижнекаменноугольных отложений Обдырского поднятия. Ув. 25

Выводы:

1. Обнаруженный хромшпинелид-пикроильменит-пироповый ореол по своему размаху, размерам и содержанию минералов-индикаторов является уникальным для всего Среднего Тимана;
2. Скульптурированные поверхности пиропов, отсутствие следов переноса, наличие келифитовых кайм, а также сильная трещиноватость свидетельствуют о непосредственной близости коренного источника к области развития ореола.
3. Первоисточником могут служить породы киммелилититового (кимпикритового) типа, расположенные к востоку, северо-востоку от обнаруженного ореола.

Библиографический список:

1. Бакулина Л.П. Типоморфизм минералов мантийных ассоциаций на Среднем Тимане. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата г.- м. н. Свердловск, 1986, 18 с.

СЕКЦИЯ 5. ИНЖИНИРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ

УДК 630.32

Моделирование узлов гидропривода лесной машины

Иванов А.П., Каракчиев В.Ю., Молчанова А.А.

Научный руководитель – Свойкин В.Ф.

Сыктывкарский лесной институт (филиал) ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский
государственный лесотехнический университет им. С.М. Кирова» (СЛИ) в г. Сыктывкаре

Модель – способ замещения реального объекта, используемый для его изучения [1,2]. Модель вместо исходного объекта используется в случаях, когда эксперимент опасен, дорог, происходит в неудобном масштабе пространства и времени (долговременен, слишком кратковременен, протяжен...), невозможен, неповторим, ненагляден и т.д. Процесс моделирования есть процесс перехода из реальной области в виртуальную (модельную) посредством формализации, далее происходит изучение модели (собственно моделирование) и, наконец, интерпретация результатов как обратный переход из виртуальной области в реальную. Этот путь заменяет прямое исследование объекта в реальной области, то есть лобовое или интуитивное решение задачи. Итак, в самом простом случае технология моделирования подразумевает 3 этапа: формализация, собственно моделирование, интерпретация (рисунок 1а).

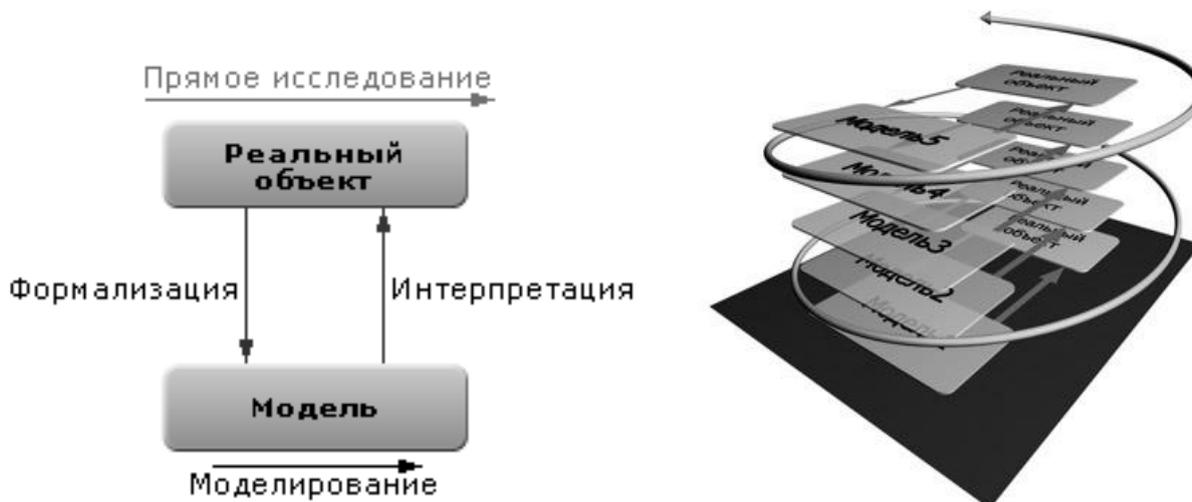


Рисунок 1 - Процесс моделирования (базовый вариант а); Спиралевидный характер процесса проектирования и уточнения прикладных моделей б)

Если требуется уточнение, эти этапы повторяются вновь и вновь: формализация (проектирование), моделирование, интерпретация. *Спираль!* Вверх по кругу. Процесс моделирования имеет циклический спиралевидный характер: если построенная модель не удовлетворяет требованиям точности, то её детализируют, дорабатывают на следующем цикле (рисунок 1б). Из всего сказанного следует, что моделей может быть несколько: приближенная, более точная, ещё точнее и так далее. Модели как бы образуют ряд. Двигаясь от варианта к варианту, исследователь совершенствует модель. Для построения и совершенствования моделей необходима их преемственность, средства отслеживания версий и так далее, то есть моделирование требует инструмента и опирается на технологию. Спираль, которая была рассмотрена на рисунке 1б, представлена на рисунке 2 как виток. Но обратим внимание на возможность возвращения с каждого этапа на более ранний (или более ранние) при обнаружении ошибки. Спираль имеет достаточно сложный вид, прошита дополнительными связями.

Программа для моделирования гидросистем лесных машин. При моделировании гидросистем лесных машин используется можно использовать программу FluidSIM-H.. Выбранные устройства последовательно размещаются на рабочем поле экрана по стандартному принципу «схватить и бросить» с возможностью соединения между собой линиями связи (гидравлическими или электрическими). При запуске программы FluidSIM-H, открывается видовой экран (рисунок 3).

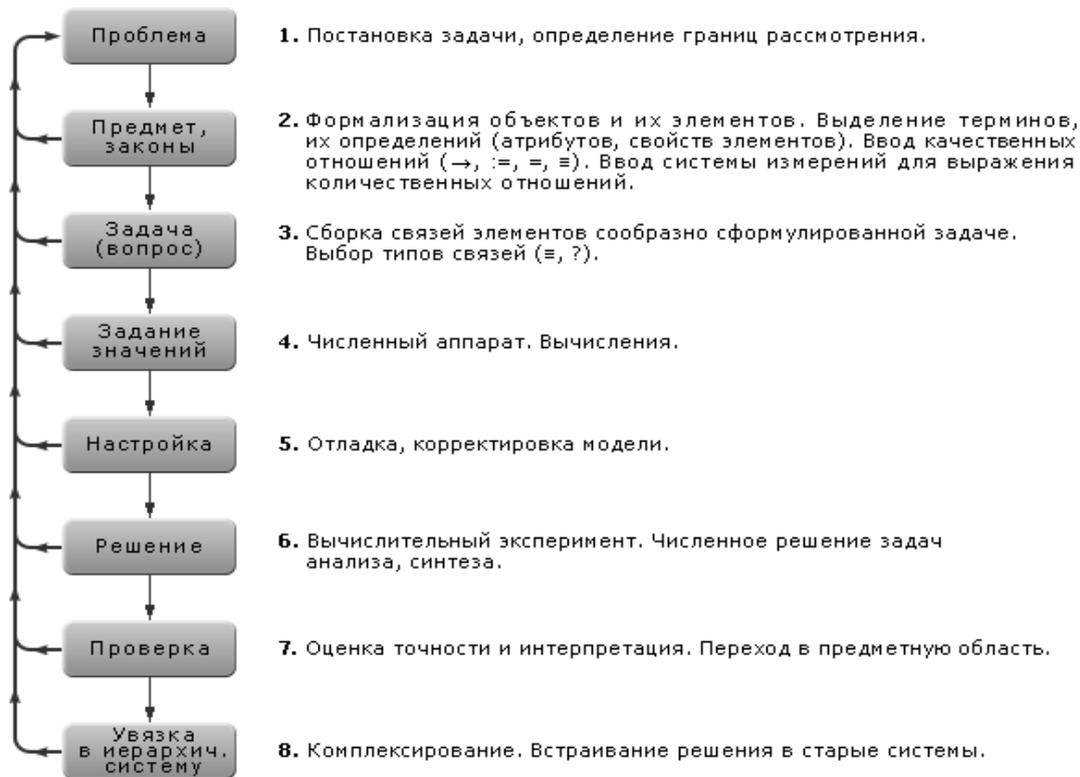


Рисунок 2 - Этапы процесса моделирования

В верхней строке экрана FluidSIM-H расположено меню программы. Оно содержит стандартные команды Windows и собственные команды: Execute (выполнение функций), Library (библиотека), Didactics (обучение) и Project (проект). Во второй строке размещено меню инструментов. Ниже на левой стороне видового экрана располагается библиотека гидравлических и электрических элементов и узлов (Component Library), справа – место для размещения рабочего поля для схем. Рабочее поле создается при активации пиктограммы или посредством команды Windows "File\New". Нарисованная на нём схема или диаграмма может быть сохранена в отдельном файле, дескриптор которого обозначается над рабочим полем.

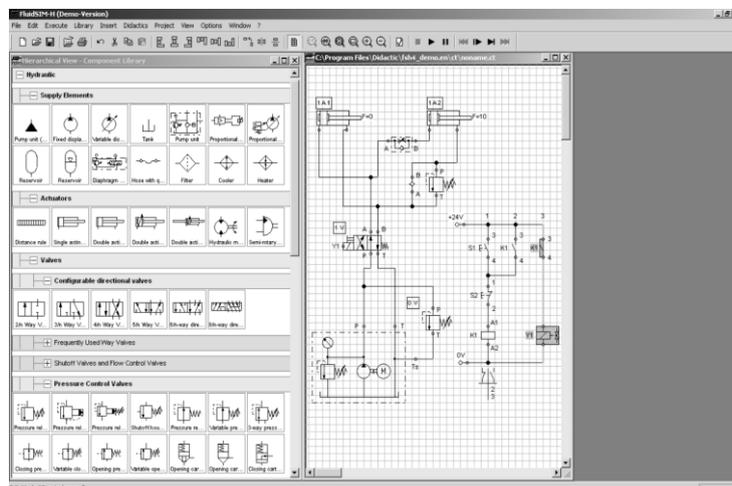


Рисунок 3 - Рабочий экран FluidSIM-H

Моделирование гидросистемы с помощью программы FluidSIM-H:

1. Открытие программы FluidSIM. Открытие программы FluidSIM производится щелчком левой клавиши (ЛК) мыши наведением курсора на рабочем столе на команду «ПУСК» (рисунок 4а) и открывается диалоговое окно, на котором выбирается команда «Все программы» (рисунок 4б).



Рисунок 4 – Команда «ПУСК» на рабочем столе а) Меню выбора команды «Программы» б)

Нажимается (ЛК) мыши команда «Все программы» и открывается диалоговое окно на котором выбирается команда «Festo Didactis» (рисунок 5а). При выборе команды «FluidSIM Hydraulics V 4.2 English» создается видовой экран (рисунок 5б) программа FluidSIM, в левой стороне которого расположено меню библиотеки, а в правой – свободная зона.



Рисунок 5 - Меню выбора команды «Festo Didactis» - «FluidSIM Hydraulics V 4.2 English» а); видовой экран программа FluidSIM б)

2. Работа с программой FluidSIM-H. В верхней строке экрана расположено меню программы. Библиотека гидравлических и электрических элементов и узлов открывается нажимаем (ЛК) мыши команды библиотека (Library) – Иерархическое представление (вид) (Hierarchical View) (рисунок 6а). На левой стороне видового экрана появится библиотека гидравлических элементов (рисунок 6б).

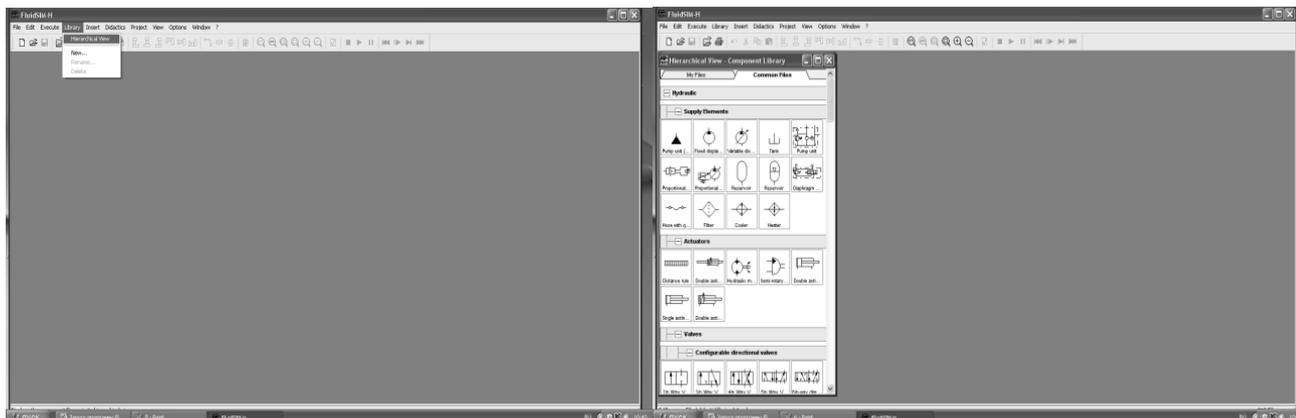


Рисунок 6 - Меню команды библиотека (Library) а); библиотека гидравлических элементов б)

Для открытия рабочего поля для составления гидравлических схем необходимо в меню программы найти команду закладка полей «» или команду File\New - на её месте открывается новый файл (рабочее поле для составления гидравлических схем).

3. Моделирование гидравлической схемы. Эскиз системы заносится в файл путём переноса компонентов библиотеки на рабочее поле.

Рассмотрим процесс моделирования на примере несложной гидравлической системы, включающей в себя насос, бак, распределитель с ручным управлением и гидроцилиндр двухстороннего действия. Поочерёдно перетаскиваем элементы из библиотеки на рабочее поле. Для этого надо привести курсор мыши, например, на насосную станцию, нажатием (ЛК) мыши выделяем его потом не отпуская левой клавиши мыши перетаскиваем его на рабочее поле (рисунок 7а). Следующим шагом надо привести курсор мыши, например, на гидроцилиндр, нажатием (ЛК) мыши выделяем его потом, не отпуская левой клавиши мыши перетаскиваем его на рабочее поле (рисунок 7б).

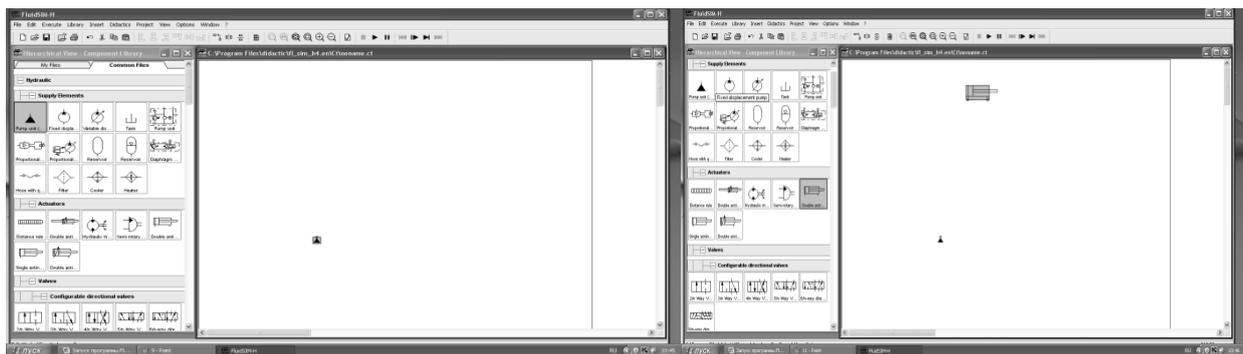


Рисунок 7 – Перемещение насосной станции из библиотеки на рабочее поле а); Перетаскивание гидроцилиндра на рабочее поле б)

Следующим шагом привести курсор мыши на распределитель нажатием (ЛК) мыши выделяем его, потом, не отпуская левой клавиши мыши, перетаскиваем его на рабочее поле (рисунок 8а). Следующим шагом привести курсор мыши на бак, нажатием (ЛК) мыши выделяем его, потом, не отпуская левой клавиши мыши, перетаскиваем его на рабочее поле (рисунок 8б).

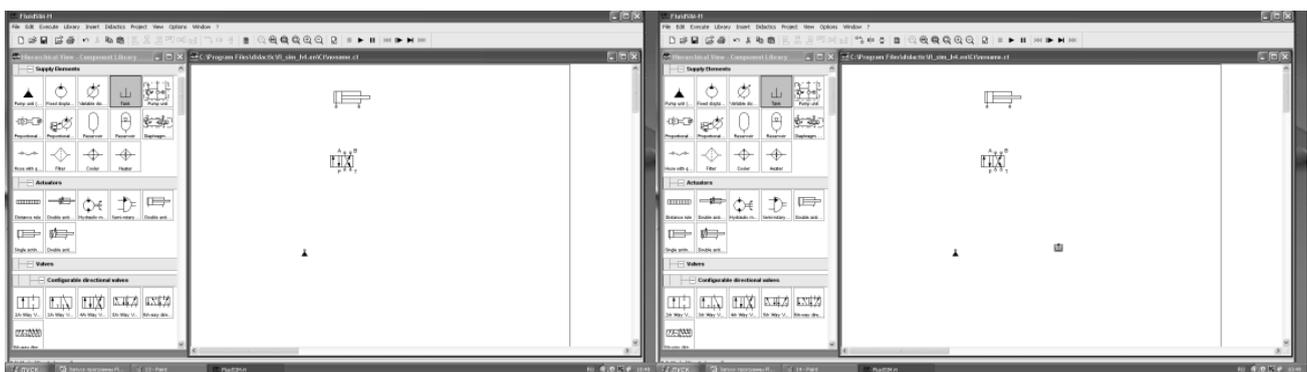


Рисунок 8 – Перемещение распределителя на рабочее поле а); Перемещение бака на рабочее поле б)

Каждый размещённый на рабочем поле компонент имеет элементы - соединения в виде круга. При приближении к соединению, курсор принимает форму окружности с перекрестьем. Тем самым FluidSIM указывает на то, что данное соединение активировано для последующей работы с ним (рисунок 9).

Его можно соединить линией с другим соединением или другой линией. Удерживая левую клавишу, отводим курсор от активированного соединения. Курсор становится кругом со стрелками наружу, а соединение остаётся активированным. Когда курсор приблизится к другому соединению или другой линии, то он принимает форму со стрелками внутрь. Активируется другое соединение, принимая серый цвет, а на схеме появляется соединительная линия в виде ортогональных отрезков.

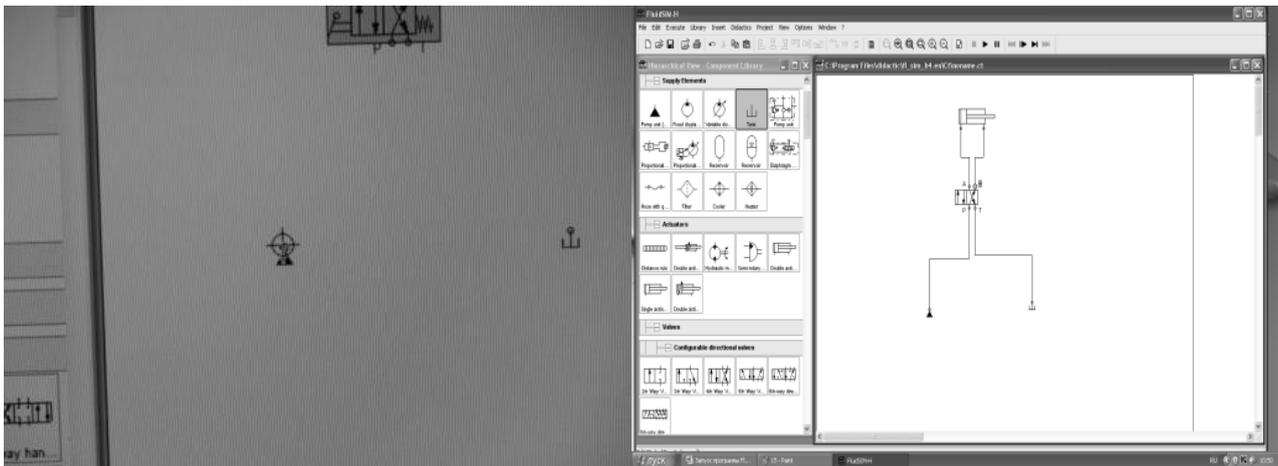


Рисунок 9 – Активированное соединение всех элементов рабочего поля

Для изменения положения компонента, например, предохранительного клапана, его активируют посредством подведенного к нему курсора. Перемещение может осуществляться как мышкой, так и клавишами управления курсором. Проверка схемы производится по двум уровням. Поскольку нарисованная на рабочем поле схема есть программа, написанная на графическом языке FluidSIM, то в первую очередь системой производится проверка схемы на наличие ошибок. Этот контроль происходит при активации кнопки старт входа в режим симуляции, или посредством команды Execute Start, или клавишей F9.

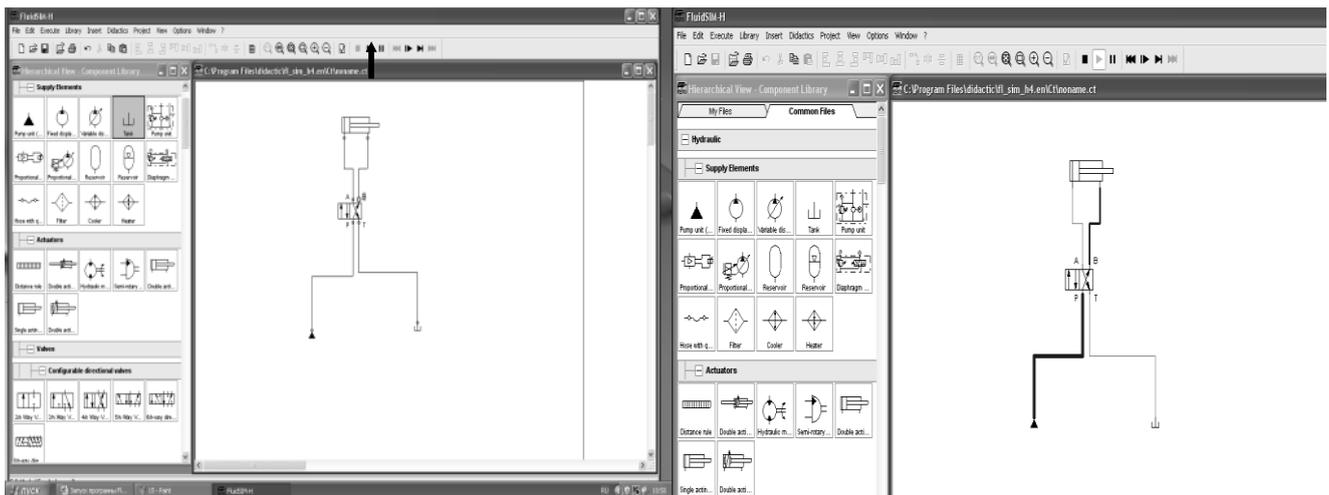


Рисунок 10 – Проверка на наличие ошибок а); Рабочая гидравлическая схема б)

Главными среди этих ошибок являются разрывы потоков энергии и тупиковые подключения. Они указываются программой посредством обозначения указанных ошибок. Если ошибок при сборке гидравлической схемы не было допущено то после нажатия кнопки старт схема заработает. Для просмотра параметров того или иного элемента схемы необходимо привести курсор мыши на элемент схемы и двойным щелчком нажать на левую кнопку мыши. Появится таблица параметров (давление, расход, потеря).

4. Замена элементов

Если необходимо произвести замену например насоса, надо отключить схему с помощью кнопки стоп .

Затем привести курсор на насос выделить его с помощью нажатием на левую кнопку мыши, потом нажать на клавиатуре кнопку (Delete), т.е. удалить его, потом перетащить из библиотеки необходимый насос и подсоединить его, потом нажать старт .

5. Сохранение составленных схем

Для того чтобы сохранить созданную схему, надо в меню программы найти команду файл (File) – Tiff Export – указать куда сохраняем – указать имя файла – нажать сохранить.

В ходе работы дана методика моделирования гидросистем лесных машин. Описана программа для моделирования гидросистем лесных машин и составляющие элементы моделирования. Приведено моделирование гидросистемы с помощью программы FluidSim-H. Разработано лабораторные работы. Программу FluidSim-H рекомендуется использовать для моделирования гидросистем лесных машин с целью экономии средств и времени.

Библиографический список:

1. Александров, В. А. Моделирование технологических процессов лесных машин [Текст]: учеб. для вузов / В.А. Александров. – М.: Экология, 1995. – 256 с.
2. Гуров, С.В. Моделирование систем [Текст]: учебн. пособие для студентов / С.В. Гуров, М.Л. Герасин. – Сыктывкар: СЛИ, 2001 – 252 с.

УДК 629.3.022

Особенности общей компоновки лесотранспортного автомобиля с колесной формулой 8х8

Картошкин К.В., Росторгуев Г.А.

Научный руководитель – Кульминский А.Ф.

Сыктывкарский лесной институт (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования Санкт-Петербургский государственный лесотехнический университет имени С.М. Кирова в г. Сыктывкар

В последние годы, в наибольшей степени объемы древесины перевозятся автотранспортом. По данным из открытых источников 2019 года в Республике Коми (РК) заготовлено около 10 млн куб.м древесины из которого более 82% сортиментами на лесосеке. Из этого объема подавляющая часть вывезена автомобилями и автопоездами. Водный транспорт леса в РК практически не используется, а доля железнодорожного транспорта лесоматериалов неуклонно снижается из-за высокой стоимости перевозок.

В настоящее время в РК на автоперевозках лесоматериалов используются разнообразные лесотранспортные автомобили и автопоезда различных брендов отечественного («КамАЗ», «Урал») и зарубежных («МАЗ», «Mercedes», «Volvo», «Scania»). Автопоезды выполнены в следующей комплектациях автомобиль + прицеп (рис. 1, а) («КамАЗ», «Урал», «МАЗ», «Volvo», «Scania») и седельный тягач + полуприцеп (рис.1, б) («МАЗ», «Mercedes»).



Рисунок 1 – Компоновки подвижных составов

Для транспортирования лесоматериалов в составе автопоездов в качестве тягачей используют трехмостовые специализированные и неспециализированные грузовые переоборудованные автомобили, а для прицепного состава – аналогичные серийно выпускаемые неактивные прицепы и полуприцепы.

На таких автопоездах, как правило, перевозят три пакета сортиментов длиной 4 м. или два пакета длиной 6 м. Полная масса автопоездов достигает 50 т.

Некоторые частные предприниматели перевозят четыре – пять пакетов лесоматериалов длиной 4м. В этом случае полная масса автопоездов достигает 60 – 70 т.

У автопоездов в условиях низкого качества ведомственных лесовозных дорог и бездорожья наблюдается проблемы с проходимостью и маневренностью, особенно при движении задним ходом.

Из-за этих причин не нашли применения в лесном комплексе республики Коми финские автопоезда фирмы «Sisu» выполненные по комплектации автомобиль + прицеп, а в настоящее время вышли из эксплуатации немецкие автопоезда фирмы «Mercedes» изготовленные по комплектации седельный тягач + полуприцеп.

Использование большегрузных лесотранспортных поездов является основной причиной низких показателей долговечности (ресурса) дорожного покрытия дорог общей сети, существенных затрат на их содержание, ремонт, восстановление.

Кроме того, грузоподъемность практически автомобильных мостов через реки РК не превышает 30т. и они испытывают значительные перегрузки проезжающих лесотранспортных поездов с полной массой 50 т. и более. Из-за этого обстоятельства техническое состояние большей части мостов приближается к предельному.

РК ежегодно выделяет большие средства на поддержание дорог общего сети в работоспособном состоянии, но этих денег не хватает для удовлетворительного состояния всей дорожной инфраструктуры, что вызывает справедливое недовольство населения.

А в совокупности эти обстоятельства наносят существенный ущерб республики.

В последние годы при проектировании грузовых автомобилей наблюдается тенденция использования четвертого моста с целью повышения эффективности грузоперевозок и снижения осевых нагрузок на дорожную одежду дорог общей сети.

В связи с этим обстоятельством перспективным направлением может быть проектирование четырехмостовых специализированных лесотранспортных автомобилей для перевозки сортиментов. В РК преобладают сортименты длиной 4 м. (более 95% всего объема заготовок древесины), а в других регионах страны – 6м.

Исходя из такого положения перспективным для РК является вариант специализированного четырехмостового лесотранспортного автомобиля с грузовой платформой, позволяющей разместить три пакета сортиментов длиной 4 м. или два пакета длиной 6 м. на одном автомобиле при условии соблюдения дорожных габаритов и осевых нагрузок согласно требований ГИБДД. Проектирование такого автомобиля предусматривает разработку нового изделия, аналог которому в лесной отрасли еще не существует.

Разработка такой конструкции включает анализ и выбор типа общей компоновки в зависимости от длины перевозимых сортиментов, определённого вида несущей системы, подбора двигателя, типа трансмиссии, колесной формулы, рулевого устройства, подвески, ходовой и тормозной систем и решения ряда других сложных технических задач. А так же экономический расчёт его производства и обоснование рентабельности транспортировки.

Необходимо отметить, что отсутствие теории и опыта проектирования, необходимого объема испытаний и эксплуатации четырехмостовых автомобилей предопределено большое разнообразие конструктивных решений и компоновок.

Выпускаемые четырехмостовые автомобили отличаются размещением осей мостов относительно базы, наличием и системой привода ведущих мостов, разнообразием рулевого управления и другими конструктивными особенностями.

При проектировании данного лесотранспортного автомобиля необходимо руководствоваться практическим опытом, так как разработанные теория и расчеты двухмостовых автомобилей малоприменимы для этой цели.

Конструктивные решения, определяющие общую компоновку специализированного лесотранспортного автомобиля предусматривают следующие основные мероприятия: взаимное расположение двигателя и кабины, обоснование несущей системы (рамы), выбор схемы рулевого управления, путем анализа существующих вариантов исполнения и вариант раздачи крутящего момента на колеса.

С учетом этих основных решений формируется главный и основные параметры, схемы решения общей компоновки. Другие конструктивные решения, определяющие выбор силового агрегата, типа трансмиссии, тормозной системы, вида подвески определяют качественные показатели автомобиля.

Компоновочные схемы грузовых автомобилей общего назначения определяются взаимным расположением двигателя и кабины. Наибольшее распространение получили три основные схемы (рис. 2): кабина за двигателем (а), над двигателем (б) и перед ним (в).

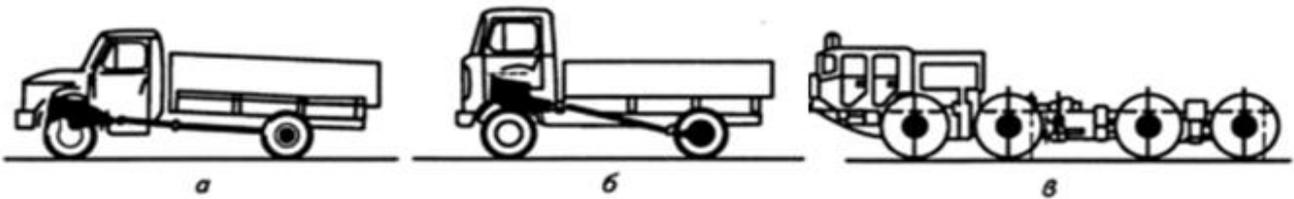


Рисунок 2 – Схемы компоновок грузовых автомобилей

Первая схема, капотная, (а) обеспечивает хороший доступ к двигателю, простота конструкции сцепления и коробки передач, расположение водителя и пассажиров в зоне, пониженной вибронегативности. Однако при этом увеличиваются база и габаритная длина автомобиля и ухудшается передняя обзорность.

Вторая схема, бескапотная, (б) позволяет удлинить грузовую платформу, обеспечить загрузку мостов автомобиля до максимально допустимых значений, улучшить переднюю обзорность. Недостатком является необходимость опрокидывания кабины для обеспечения доступа к двигателю.

Третья схема, то же бескапотная (в), но применяется при компоновке полноприводных многоосных автомобилей. Она позволяет равномерно распределить осевые нагрузки на дорогу и обеспечивает хорошую обзорность. Однако при такой схеме у автомобиля меньше длина грузовой платформы и затруднен доступ к двигателю и коробке передач.

В качестве основы для проектирования рекомендуется вариант бескапотной компоновки (кабина над двигателем), при котором:

Значительно увеличивается полезный объем грузовой платформы за счет ее удлинения с целью размещения трех пакетов сортиментов длиной 4 м. или двух пакетов длиной 6 м.

Уменьшается габаритная длина (база) транспортного средства по сравнению с автопоездами, что положительно отразится на маневренности, управляемости и проходимости автомобиля.

Однако необходимо отметить, что при такой компоновке несколько ухудшаются условия труда водителя при движении по некачественным лесовозным дорогам и бездорожью.

Учитывая вышеизложенные обстоятельства предлагаются следующие конструктивные мероприятия при проектировании лесотранспортного автомобиля с колесной формулой 8х8.

Несущая система (рама) – классическая монорамная конструкция, включающая два лонжерона и поперечных связи. При проектировании несущей системы необходимо учесть ее длиннобазовую конструкцию и нагрузки действующей от трех пакетов сортиментов длиной 4 м. двух пакетов длиной 6 м.

В соответствии с современным направлением автомобилестроения предусматривает использование гидромеханической трансмиссии с приводом всех колес с целью улучшения проходимости при перемещении по лесовозным дорогам и бездорожью.

С целью снижения расхода топлива необходимо предусмотреть отключение привода колес двух передних мостов при движении по дорогам с качественным покрытием.

В настоящее время разработаны и используются в автомобилестроении несколько вариантов исполнения рулевого управления, из которых по технико – экономическим показателям предпочтителен вариант конструкции ОАО «КамАЗ».

Оптимальным вариантом размещения мостов относительно базы является равномерное размещение нагрузок на колеса при движении с грузом, с целью улучшения проходимости по деформируемым участкам пути.

Нагрузка на каждую ось, грузоподъемность и полная масса – представлены на слайде. Данные характеристики необходимы для прохождения весового контроля и сохранению дорожного полотна. Габариты сортиментов не превысят допустимых значений.

Подобная техника, с колесной формулой 8х8, используется на вооружение в Российской Армии, данный автомобиль сможет преодолевать подъем под углом в 30° и разогнаться до скорости не менее 85 км/ч, что является отличными показателями для езды по бездорожью.

Данный проект интересен с точки зрения новизны создания лесотранспортного автомобиля необходимого нашему региону, а так же важную роль играет именно импортозамещение (то есть создание отечественного продукта).

Если говорить о потребителях данной продукции, то их количество будет достаточно большим, начиная от крупных компаний таких как «Mondi», «Лузалес», «Илим» и другие лесные предприятия.

Библиографический список:

1. Высоцкий, Л. С. грузовые автомобили: проектирование и основы конструирования / М. С.Высоцкий, Л. Х. Гилелес, С. Т. Херсонский. – Москва : Машиностроение, 1995. – 256 с.
2. Вахламов, В. К. Автомобили: основы конструкции : учеб. для студ. Вузов / В. К. Вахламов. – Москва : Академия. 2008. – 525 с.
3. Осепчугов, В. В. Автомобиль: анализ конструкции и элементы расчета / В. В. Осепчугов, А. К. Фрумкин. – Москва : Машиностроение, 1989. – 347 с.

УДК 621.5

Отказы компрессорного оборудования, основные причины и методы их предупреждения

Свинцов В.С.

Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, г. Санкт Петербург, Россия,

Активное развитие различных отраслей производства, в которых предъявляют высокие требования к показателям надежности, эффективности и безопасности оборудования, всё чаще сталкивается с проблемами отказа оборудования и аварий на производствах. Данный факт, требует не только возможности получения увеличения эффективности, надежности и безопасности, но и возможности достоверного прогнозирования работоспособности и контроля технического состояния этого оборудования.

Специфика работы предприятий этих областей предполагает работу оборудования с регулярно изменяющимися физико-химическими свойствами вещества. Отсутствие на рынке качественного специализированного оборудования, вынуждает предприятия прибегать к использованию не предназначенных на то аналогов.

Согласно статистике в нашей стране 47% аварий на производстве вызвано, в первую очередь, неудовлетворительным состоянием оборудования [1]. Несмотря на широкое развитие систем мониторинга технического состояния объёмных машин, основной проблемой отказов оборудования является недостаток внимания к методам испытания и средствам контроля и технической диагностики состояния поршневых машин. Однако эти системы не учитывают. Решение данной проблемы, в первую очередь, заключается в необходимости выявить наиболее уязвимых части поршневых машин.

Согласно данным, собранным с помощью программного обеспечения компании DRESSER-RAND, основным направлением которой является получение данных и их анализ для последующей разработки требований к конструкциям, материалам, условиям эксплуатации поршневых машин, удалось выяснить закономерность. Данная программа предъявляла требования к оборудованию – 3 года непрерывной работы (25000 ч). По данным 217 анкет, который были распространены по всему миру среди потребителей и производителей поршневых машин, из которых 62 получено в виде обратной связи, содержащей информацию о выявленных отказах составных частей и целых систем, ведущих к незапланированным ремонтам [2]. Данные анализа анкет представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Отказы по типам узлов, механизмов, деталей ПМ

Узлы, механизмы, детали	Процент отказов
Клапаны	36
Сальники (уплотнения) под давлением	17,8
Технологический процесс	8,8
Уплотнительные поршневые кольца	7,1

Узлы, механизмы, детали	Процент отказов
Опорно-направляющие кольца	6,8
Система разгрузки	6,8
Система смазки ЦПП	5,1
Приборное оснащение (КИПиА)	5,1
Прочие составные части компрессора	3,4
Трубопроводы	1,3
Рамы и ходовая часть	0,7

Исходя из данных проведенного опроса, можно сделать вывод о том, что восемь систем и составных частей поршневых машин являются причиной 93,5% всех незапланированных остановов работы компрессоров. При этом наиболее уязвимыми считаются системы клапанов 36%.

Таблица 2 – Причины отказов поршневых машин

Причина	Количество отказов, %
Перегрузка	28
Попадание жидкости или инородных объектов	18
Нарушение смазки	12
Усталость	9
Заедание, задиры	6
Другие или неустановленные неисправности	27

Анализ причин возникновения отказов поршневых машин в первую очередь является перегрузка. Перегрузка возникает в результате изменения физико-химических свойств рабочего газа в процессе компримирования.

По данным другого источника, 70-90 % остановов штатных и заводских компрессорных установок происходит из-за поломок клапанов [3].

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что особое значение при эксплуатации поршневых машин имеют несколько факторов. Возможность прогнозирования работоспособности оборудования, во время его работы на различных технологических режимах, что позволит предотвратить незапланированные ремонты и внезапные выходы из строя оборудования. Контроль технического состояния и диагностики поршневых машин, что позволит повести своевременное обнаружение и устранение мелкой неполадки, которая в дальнейшем может привести к крупной поломке.

Наиболее эффективным методом по контролю технического состояния поршневых машин, а так же их диагностики, является метод регистрации технических параметров органов компрессорного оборудования и анализ полученных данных с помощью индикаторных диаграмм. [4].

В настоящее время существуют две основные формы технического обслуживания (ТО) оборудования [1].

Внеплановый иначе его называют оперативный ремонт – выполняется по потребностям, является аварийный ремонт. Такой вид ремонта обычно вызван дефектами конструкции компрессорного оборудования или нарушении правил технической эксплуатации этого оборудования;

Планово-предупредительный (ППР) – ремонт оборудования, запланированный заранее и обозначенный четкой периодичностью. Такой вид ремонта не зависим от состояния оборудования и подлежит обязательному выполнению.

Каждая форма технического обслуживания характеризуется своими особенностями.

Согласно ГОСТ18322-78, в зависимости трудоемкости выполнения работ плановые ремонты, подразделяются на текущий, средний и капитальный ремонты.

Текущий ремонт означает регулировку механизмов и замену изношенных деталей, что обеспечивает нормальную работу компрессорного до планового ремонта. Такой ремонт проводится в нерабочее время для обеспечения организации рабочего процесса без простоев.

Средний ремонт включает в себя замену или исправление неисправностей отдельных деталей или узлов компрессорных агрегатов. Обычно он сопровождается разборкой сборки, регулировкой отдельных узлов, оборудования. На данный вид ремонта составляется ведомость дефектов и смета затрат, необходимых для покрытия данного вида ремонта. Ремонт проводится в соответствии с планом-графиком ремонтов оборудования. Затраты на ремонты, проводимые с периодичностью менее 1 года, включаются в себестоимость продукции, выпускаемой на этом оборудовании, а с периодичностью более 1 года - за счет амортизационных отчислений. В течение года среднему ремонту подвергается около 20-25 % установленного оборудования [5].

Капитальный ремонт – это ремонт, направленный на приведение оборудования в состояние полного или близкого к полному ресурса. Основной целью капитального ремонта восстановление мощностей и производительности оборудования, до показателей предусмотренных нормативной документацией. Основными составляющими капитального ремонта являются непосредственно ремонт всех основных узлов и деталей оборудования, регулировку этого оборудования и проведение испытание под нагрузкой. Капитальный ремонт, так же как и средний ремонт выполняется по заранее подготовленным ведомостям дефектов и сметам затрат. Все капитальные работы выполняются в соответствии с планом-графиком. Затраты на капитальный ремонт покрываются за счет амортизационных отчислений, которые проводит предприятие. В течение года капитальному ремонту подвергается около 10-12% установленного оборудования. [5, 6].

Возможность прогнозирования работоспособности оборудования, как во время его работы, так и в межремонтные периоды достигается за счёт использования комплексной диагностики этого оборудования. Основными и наиболее распространёнными и достоверными методами диагностики оборудования являются: визуально-измерительный контроль, параметрическая диагностика, трибодиагностика, вибрационный метод диагностики.

В статье Гриб В.В., Соколова А.Г. и др., опубликованной в журнале "Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт", отмечают особенности метода визуально-измерительного контроля. Визуально-измерительный осмотр труднодоступных зон компрессорного оборудования, является не только наиболее простым, но и наиболее распространённым, из видов, проводится с помощью эндоскопов. Эндоскопы имеют различные конструкции: гибкие и жесткие, волоконно-оптические и линзовые, и подразделяются, в свою очередь, на фиброскопы, бароскопы, видео эндоскопы. Проведение визуально-измерительного контроля необходимо проводить в хорошо освещённых условиях, поэтому в них устанавливается источник света, а встроенная видекамера позволяет выводить изображение на экран монитора из мест недоступных человеческому зрению [7].

Параметрическая диагностика компрессорного оборудования, иначе говоря диагностика по термогазодинамическим параметра имеет широкое распространение при контроле состояния клапанов и цилиндро-поршневой группы, а так же позволяет определять не герметичность уплотнений. Основными показателями параметрической диагностики являются объёмная и массовая производительности оборудования, давление и температура рабочей среды на различных ступенях сжатия. Так же второстепенными, но не менее важными являются показания температуры охлаждающих сред в теплообменных, рубашках цилиндров, ее расход, значения показателей потребляемых электродвигателем из сети, температура и вибрация подшипников и др. [8, 9]. Все результаты измерений этих параметров передаются на регистрирующие устройства, где регистрируются, обрабатываются и интерпретируются.

Трибодиагностика заключается в анализе состояния трущихся частей, которое выявляется по содержанию продуктам износа этих частей в смазочном масле и других рабочих жидкостях. Основоположниками данного метода диагностики являются научные сотрудники РГУНГ им. И.М. Губкина. Наиболее распространённым методом содержания и концентрации продуктов износа оборудования в рабочих жидкостях являются спектральные методы. Данным методам характерны которые высокая точностью и чувствительность [8, 11, 12].

Метод вибродиагностики основывается на измерении интегральных вибрационных характеристик, которые позволяют определить общее техническое состояние машины и её составных частей. В статье Гриб В.В., Соколова А.Г. и др., опубликованной в журнале "Нефтепереработка и нефтехимия, говорится о высоких показателях информативности метода вибродиагностики, основанной на практическом опыте.

Подводя итоги всего вышесказанного, можно выделить основные характерные особенности развития промышленности как в России, так и в зарубежных странах. Применение систем комплексного диагностирования приобретает всё более значимый характер, что связано, в первую очередь, с эксплуатацией старого оборудования или оборудования неадаптированного для работы с различными рабочими средами. Данные методы направлены в первую очередь на повышение надёжности и эффективной работы машин объёмного действия, а так же значительного снижения металлоёмкости при создании машины, необходимо уделить внимание возможностям оптимизации конструкции и геометрическим параметрам полостей всасывания и нагнетания. Все больше количество предприятий различных отраслей промышленности понимают важность этого шага, об этом свидетельствует широкое внедрение комплексных систем мониторинга за состоянием оборудования и комплексных мер по поддержанию этого оборудования в рабочем состоянии.

Библиографический список:

1. Журнал Mega Tech выпуск №1 26.09.2009
2. Leonard S.M. Increasing the reliability of reciprocating compressors on hydrogen services / National Petroleum refiners association Maintenance Conference. New Orleans, LA, 1997;
3. Дмитриев В.Т. Обоснование и выбор энергосберегающих параметров функционирования шахтных компрессорных установок. Автореф. д-ра техн. наук. Екатеринбург: ГОУ ВПО;
4. Alberto Guilherme Fagundes Schirmer, Nelmo Furtado Fernandes, Jose Eduardo De Caux. Online Monitoring of Reciprocating Compressors // NPRA Maintenance Conf. May 25-28. 2004. San.
5. Насыров Ш.Г. Организация технического обслуживания и ремонта оборудования предприятия: учебное пособие/ Ш.Г. Насыров -Оренбург: ГОУ ОГУ, 2008 – 111 с;
6. Б.Н.Махонькин, С.В.Мухин, А.Н.Актуганов, / «СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КОМПАКС — ОСНОВА МНОГОЛЕТНЕЙ БЕЗОПАСНОЙ И РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ОАО «АНХК» / УДК 665.6.001.25;
7. Гриб В.В. (МАДИ (ТУ), Соколова А.Г. (ИМАШ РАН), Еранов А.П. (ЗАО "НИИТурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа"), Давыдов В.М., Жуков Р.В. (ООО НПП "Механик") / Статья опубликована в журнале "Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт", 2002г., №10, С.57-65.
8. Максименко С.В., Поляков Г.Н., Труфанов А.Н. Методы и средства технической диагностики оборудования компрессорной станции. Обзорная информ. Серия "Транспорт и подземное хранение газа".- М.: ВНИИЭгазпром, 1990.-66с.
9. Рахмилевич З.З. Компрессорные установки.-М.: Химия, 1989.-272с.
10. Зарицкий С.П. Диагностическое обслуживание оборудования КС. - М.: ИРЦ "Газпром". Обз. инф. Серия "Газовая промышленность на рубеже XXI века", 2000.-156с.
11. Ястребова Н.А. и другие. Техническая диагностика и ремонт компрессоров. - М.: ЦНИИТЭхимнефтемаш, 1991, Ч.2.-60с.
12. Матвеевский Б.Р. Приборное обеспечение для трибодиагностики узлов трения в процессе эксплуатации / Сб. трудов Первой международной конф. "Энергодиагностика" (Москва, сентябрь 1995г.) Т.3: Трибология.- М.: ИРЦ "Газпром", 1995.-С.344-346.

УДК 621.43:539.621:621.793:621.893:620.178.16:621.891

Динамика износа двигателей дорожно-строительных машин в эксплуатации Республики Коми

Сиков С.М., Рочев С.Л.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В данной работе проведен сравнительный анализ двигателей дорожно-строительных машин и их зависимость от различных условий работы; изучение антифрикционных свойств твердосмазочных покрытий, предназначенных для снижения трения и повышения устойчивости двигателя к износу в условия работы Республики Коми.

Ключевые слова: твердосмазочное покрытие, коэффициент трения, износ, графитовая смазка, молибденовая смазка, давление масла.

Введение.

Современная Республика Коми за последние годы претерпела множество изменений. Использование современной техники для ведения дорожно-строительных работ позволило нарастить темпы производства. Однако до сих пор остается актуальной проблема эффективности и экономичности при введении в эксплуатацию этой техники. Климат Республики Коми умеренно-континентальный, суровый: лето короткое и прохладное, а в северных районах достаточно холодное; зима многоснежная, продолжительная и морозная. В течение года выпадает значительное количество осадков. Условия эксплуатации напрямую влияют как на производительность, так и на надежность дорожно-строительных машин.

Цель работы: Сравнительная оценка дорожно-строительных машин и изучение динамики износа двигателей и предложение по уменьшению трения с использованием антифрикционных твердосмазочных покрытий, предназначенных для снижения трения и износа двигателя в заданных условиях.

Методика исследования.

Для решения задачи повышения надежности двигателей необходимо научно обоснованное планирование технического обслуживания и ремонтов двигателей дорожно-строительных машин, эксплуатируемых в Республике Коми, а также планирование поставки запасных частей и агрегатов для ремонтов, что возможно лишь на основе изучения динамики изменения основных показателей надежности и выявления фактических Сроков службы двигателей в условиях эксплуатации.

Для анализа динамики износа двигателей были проведены наблюдения за работой двигателей целого ряда дорожно-строительных машин (бульдозеры Д-535, автогрейдеры Д-598 и краны К-161 с одинаковыми двигателями СМД-14А) с начала эксплуатации и до капитального ремонта.

Для оценки динамики износа двигателей в эксплуатации было выбрано несколько методов:

- контрольных замеров давления масла на протяжении всего периода эксплуатации – определяющий в основном техническое состояние (степень изношенности) сопряжений кривошипно-шатунного механизма;
- замера количества газов, прорывающихся в картер двигателя позволяющий оценить степень изношенности гильзо-поршневой группы двигателя;
- контрольных замеров мощностных показателей;
- спектрального анализа масел и отложений;
- визуального наблюдения.
- непосредственного микрометража.

Применение одновременно нескольких методов и комплексная оценка динамики износа двигателей позволяют получить достаточно достоверные данные. Результаты испытаний представлены на рисунках 1, 2, 3, 4.

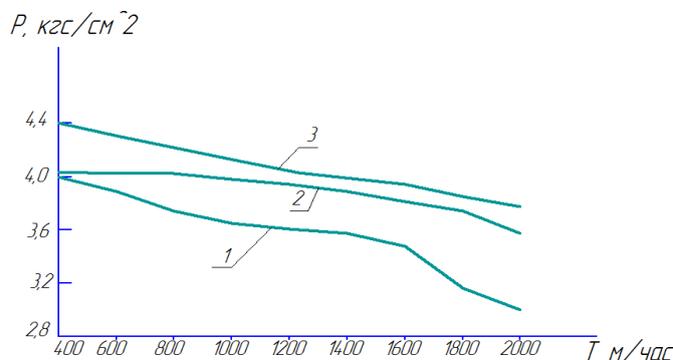


Рисунок 1 – Зависимость давления масла от срока службы двигателей:

1 – Бульдозеры; 2 – автогрейдеры; 3 – краны.

Падение давления масла (Рисунок.1) в зависимости от срока службы для двигателей бульдозеров, автогрейдеров и кранов различно. Однако на каждой кривой можно выделить два-три участка, которые соответствуют характеру протекания износа во времени.

Особенно ярко выражены эти участки для двигателей бульдозеров. На первом участке наблюдается значительная скорость падения давления масла – $826 \cdot 10^{-6}$ кгс/см² на 1 м/ч работы. Протяженность этого участка составляет около 1000 м/ч и соответствует периоду приработки сопряжений «шейка вала – подшипник» в эксплуатации.

На следующем участке наблюдается замедленная скорость падения давления масла $350 \cdot 10^{-6}$ кгс/см² на 1 м/ч, что соответствует стабильному износу. Протяженность этого участка равна примерно 400 м/ч. На третьем участке вновь наблюдается увеличение скорости снижения давления масла до $820 \cdot 10^{-6}$ кгс/см² на 1 м/ч, т.е. того же значения, что и на первом участке. В этот период (свыше 1400 м/ч) для двигателей бульдозеров начинается повышенный износ указанных сопряжений.

Для двигателей автогрейдеров и кранов отмеченные участки менее выражены.

Наибольшая скорость падения давления масла свойственна двигателям бульдозеров на протяжении всего периода эксплуатации. (400-2000 м/ч работы), что является косвенным подтверждением наиболее интенсивного износа у них сопряжений «шейка вала – подшипник». Скорость падения давления масла у двигателей автогрейдеров выше, чем у двигателей кранов. Соотношение скоростей падения давления масла для двигателей бульдозеров, автогрейдеров и кранов при условии одинакового начального давления (4,5 кгс/ см² при температуре масла 70°С), на всем участке 0-2000 м/ч составило 1:0,695:0,597.

Используя методику расчета относительного износа от величины давления масла, можно рассчитать относительный износ $X_{н.в}$ сопряжений «шейки вала – подшипники» через 2000 м/ч для двигателей этих машин, принимая в качестве расчетной разницу давлений в начале эксплуатации и через 2000 м/ч

Относительный износ составил для двигателей: бульдозеров 0,55; автогрейдеров 0,42; кранов 0,34.

Если предположить, что скорость падения давления масла, а следовательно и относительный износ указанных сопряжений будет после 2000 м/ч работы оставаться постоянным, таким же как на участке (0-2000 м/ч), то моторесурс сопряжений «шейки вала – подшипники (при $X_{н.в} = 1$) будет равен для двигателей бульдозеров 3650, автогрейдеров 4760, кранов 5880 м/ч.

Темп износа в конце срока службы двигателя резко возрастает, соответственно падение давления масла не будет постоянным.

Анализ падения давления масла на участке свыше 2000 м/ч показал, что для всех двигателей темп падения давления масла повысился на 12 – 30% по сравнению с периодом наработки 0-2000 м/ч и оставался приблизительно постоянным.

На основании данных по падению давления масла были рассчитаны величины относительного износа и моторесурса на участке 2000 – 2600 м/ч.

Относительный износ составил для двигателей: бульдозеров 0,88; автогрейдеров 0,70; кранов 0,52.

Предполагаемый моторесурс сопряжений «шейки вала – подшипники» составил для двигателей бульдозеров 2950, автогрейдеров 3720, кранов 5000 м/ч.

Это соответствует величинам средневзвешенного моторесурса двигателей этих машин в процессе эксплуатации.

Очевидно так же, что чрезмерное низкое давление масла не создает должной смазки деталей двигателя, однако и чрезмерное давление приводит к сбоям в работе: разрушаются сальники, повышается расход рабочей жидкости, разрушение поршневых юбок. Кроме того, противовесы коленвала вспенят и насытят смазку газами (проявление- стук в приводах клапанов и гидрокомпенсаторах.)

Необходимо обращать внимание на клапана редукционный и дифференциальный, и в случае необходимости заменить. Трубка, идущая к клапану при визуальном осмотре позволяет определить изношенность резиновых колец, находящихся на концах этой трубки они высыхают и масло идёт мимо в поддон, снижая давление.

На рисунке.2 представлены зависимости количества прорывающихся в картер газов Q_f и относительного износа гильзопоршневой группы $X_{г.п}$ от срока службы двигателей. Зависимости эти линейные в обоих случаях.

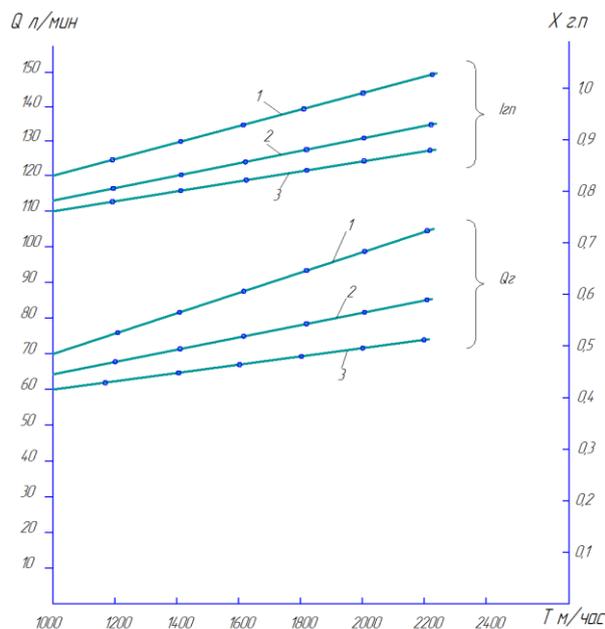


Рисунок 2 – Зависимость количества прорывающихся в картер газов и относительного износа гильзо-поршневой группы от срока службы двигателей:

1 – Бульдозеры; 2 – автогрейдеры; 3 – краны.

Таким образом, между количеством прорывающихся в картер газов и относительным износом двигателя существует определенная зависимость, показанная на Рисунке 3/

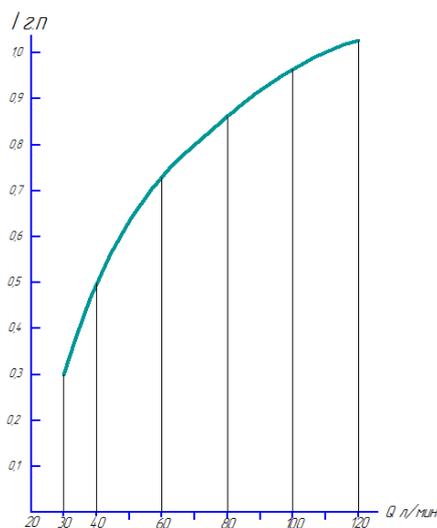


Рисунок 3 – Зависимость относительного износа гильзо-поршневой группы от количества прорывающихся в картер газов.

Наибольшие величины прорывающихся газов и темпа прироста прорывающихся газов, а также относительного износа и темпа его роста во времени свойственны двигателям бульдозеров.

Темп роста прорыва газов на участке 0 – 2000 м/ч составил для двигателей: бульдозеров $374 \cdot 10^{-4}$, автогрейдеров $231 \cdot 10^{-4}$, кранов $176 \cdot 10^{-4}$ л/мин на 1 м/ч

Относительный износ через 2000 м/ч, рассчитанный по методике, был равен соответственно 1:0,88:0,83.

Таким образом, гильзо-поршневая группа двигателей бульдозеров изнашивается через 2000 м/ч. Путём экстраполяции линии относительного износа для двигателей кранов и автогрейдеров до пересечения со значением $X_{г.п} = 1$ был рассчитан предполагаемый моторесурс их гильзо-поршневой группы. Отметим, что найденные значения близки к значениям, которые были получены при микрометраже, причем придельного износа достигли кольца и канавки поршневых колец при износе гильз цилиндров от 40 до 80%.

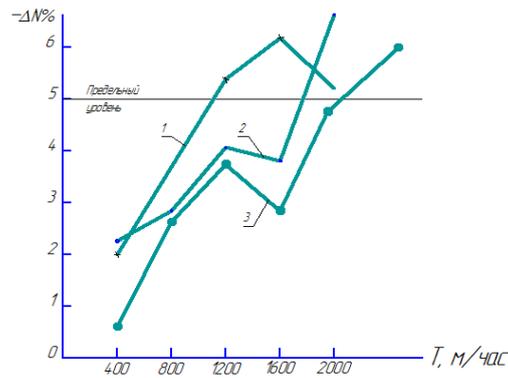


Рисунок 4 – Зависимость изменения величины мощности от срока службы двигателей:
1 – Бульдозеры; 2 – автогрейдеры; 3 – краны.

На Рисунке 4 . приведены величины отклонений мощности от номинального значения в зависимости от срока службы двигателей. Анализ результатов замеров показал, что отклонения мощности не имеют ярко выраженной закономерности, но наблюдается общая тенденция к падению мощности по мере увеличения срока службы двигателей.

Падение мощности происходит из-за нарушения работы форсунок, топливных насосов, нарушения угла опережения впрыска топлива, тепловых зазоров и герметичности клапанов двигателя, износа плунжерных пар насосов. При регулировке топливной аппаратуры в процессе эксплуатации, несмотря на износ, мощность двигателя может возрасти.

Таким образом, мощностные показатели не являются обоснованным критерием степени изношенности двигателей.

Падение мощности двигателей бульдозеров происходит наиболее быстро. За 850-1200 м/ч работы, уменьшение мощности составляет около 5-6%, темп падения мощности $5 \cdot 10^{-3}\%$ на м/ч. Уменьшение мощности двигателей кранов и автогрейдеров происходит относительно медленнее.

Темп падения мощности составил на контрольном участке 400-1200 м/ч для двигателей кранов $4 - 4,5 \cdot 10^{-3}\%$ на 1 м/ч и $2 \cdot 10^{-3}\%$ на 1 м/ч для двигателей автогрейдеров.

После 1600 м/ч работы наблюдается наиболее быстрое падение мощности у двигателей кранов ввиду интенсивного закоксовывания распылителей форсунок из-за пониженного теплового режима.

Спектральный анализ проб масел и данные микрометража двигателей подтверждают, что наиболее значительный темп износа имеют двигатели бульдозеров, а наименьший- двигатели кранов.

Абсолютные величины износа деталей двигателей бульдозеров в эксплуатации в 1,3-2 раза превосходят износ деталей двигателей сельскохозяйственных тракторов. Так за 2500 м/ч радиальный износ первых компрессионных колец двигателей СМД-14 бульдозеров Д-535 в 1,94 раза выше по сравнению с износом компрессионных колец, установленных на двигателях сельскохозяйственных тракторов Т-74. Примерно такие же соотношения сохраняются для остальных поршневых колец и гильз цилиндров.

Средний темп износа гильз цилиндров (в сечении первого компрессионного кольца в ВМТ) и шатунных шеек коленчатых валов двигателей основных типов дорожно-строительных машин приведен в табл. 1

Таблица 1 – Средний темп износа гильз цилиндров.

Машина	Базовая машина	Средний износ за 100 м/ч работы, мк	
		Гильза цилиндров	Шатунных шеек коленчатого вала
Бульдозер Д-661	Трактор К-702 с двигателем ЯМЗ-238НБ	0,12	0,038
Погрузчик Д-660	–	0,061	0,028
Скрепер ДЗ-74	Трактор Т-4П с двигателем АМ-41	0,072	0,03
Бульдозер Д-685	–	0,15	–

Результаты эксперимента и их обсуждение.

Анализ экспериментальных данных показывает, что условия работы двигателей дорожно-строительных машин в большой степени сказываются на долговечности деталей кривошипно-шатунного механизма. Это требует разработки определенных конструктивных мероприятий для повышения ресурса двигателей.

Безотказность работы двигателя и его узлов, агрегатов и систем оценивается наработкой на отказ в мото- часах.

Средние данные по наработке на отказ позволяют сделать вывод, что наработка во многом зависит от степени тяжести условий работы двигателя.

Техническое обслуживание

Позиция обслуживания	Операция технического обслуживания	Периодичность технического обслуживания	Условия эксплуатации
Дисковые тормозные механизмы, тормозные колодки, суппорты и диски	I	Производите проверки чаще, если этого требуют условия эксплуатации	C, D, E, G, H
Стояночный тормоз	I	Производите проверки чаще, если этого требуют условия эксплуатации	C, D, G, H
Приводные валы и пылезащитные чехлы	I	Производите проверки чаще, если этого требуют условия эксплуатации	C, D, E, F, G, H, I, J
Воздушный фильтр системы управления микроклиматом (при наличии)	R	В зависимости от условий может потребоваться более частая чистка	C, E

Тяжелые условия эксплуатации

- A : Регулярные поездки на малые расстояния
- B : Длительная работа двигателя в режиме холостого хода или длительное движение автомобиля на малой скорости
- C : Движение по запыленным, неровным дорогам
- D : Эксплуатация автомобиля в местности, где для обработки дорог часто используется соль или иные коррозионно-активные материалы
- E : Эксплуатация автомобиля в песчаных районах

- F : Эксплуатация более 50% общего времени в напряженном городском цикле, при температуре воздуха выше 32°C (90°F)
- G : Эксплуатация автомобиля в горных районах
- H : Буксирование автоприцепа
- I : Эксплуатация автомобиля в качестве патрульной машины, такси, с иными коммерческими целями
- J : Эксплуатация при очень холодной погоде
- K : Эксплуатация при скорости движения свыше 170 км/ч
- L : Движение с частыми остановками

Рисунок 5 – техническое обслуживание в зависимости от условий эксплуатации.

Так, например для двигателей бульдозеров Д-535, автогрейдеров Д-598, кранов К-161 при сроке службы 2000-3000 м/ч эта наработка составила: 118, 176 и 320 м/ч соответственно.

Сравнение приведенных данных показывает, что наименьшей безотказностью обладают двигатели бульдозеров.

Двигатели кранов, для которых характерен относительно лёгкий режим работы, имеют почти в три раза меньше отказов, чем двигатели бульдозеров.

Сравнение этих данных с показателями сельскохозяйственных тракторов свидетельствует о том, что наработка на отказ их двигателей более чем в два раза выше, чем двигателей бульдозеров, на 30% выше, чем двигателей автогрейдеров и примерно равна наработке на отказ двигателей кранов.



Рисунок 6 – График процесса износа деталей двигателей.

Обращая внимание на график, представленный на Рисунке 5, можно заметить что период приработки значительно изнашивают двигатель, поэтому уменьшить негативное воздействие и трение деталей ещё на ранней стадии является важной задачей.

Принимая во внимание все данные, полученные путем наблюдений и экспериментов предлагается:

–Использование антифрикционных твердосмазочных покрытий позволяющих повысить ресурс важнейших деталей двигателя и предотвратить задиры.

Покрытие наносится на те элементы, которые подвергаются наибольшим нагрузкам и износу: юбки поршней, шлицевые соединения, дроссельные заслонки, кривошипно-шатунный механизм.

В состав антифрикционных твердосмазочных покрытий входят мельчайшие частицы твердых смазочных материалов – дисульфида молибдена и графита. Они равномерно распределены в смеси связующего вещества и растворителя.

После нанесения покрытия растворитель испаряется, а связующий материал отверждается, эффективно закрепляя твердые смазочные компоненты на обработанной поверхности.

В результате формируется сухая, гладкая и очень скользкая смазочная пленка толщиной 15-25 мкм.

В качестве основных преимуществ стоит отметить:

- Способность снижать коэффициент трения до минимальных значений
- Широкий диапазон рабочих температур (от -70 до +260 °С)
- Высокие противоизносные свойства
- Устойчивость к нагрузкам, воздействию моторного масла и топлива
- Отверждение при комнатной температуре.

Покрытие позволяет увеличить ресурс поршней – как новых, так и ремонтируемых – за счет эффективного снижения трения и предотвращения появления задиров.

Вкладыши коленчатых и распределительных валов с антифрикционным твердосмазочным покрытием меньше подвержены износу и возникновению различных дефектов даже в самых тяжелых условиях работы двигателя.

Нанесение на дроссельную заслонку обеспечивает ей плавное движение, герметичность и высокую чувствительность, исключает возможность заклинивания устройства и сводит к минимуму потери на трение.

Благодаря хорошему смазочному эффекту уменьшает износ и продлевает срок службы шлицевых соединений, испытывающих высокие контактные давления.

Заключение.

В заключении можно отметить что применение современных покрытий позволяет значительно улучшить показатели производительности и надежности дорожно-строительной техники. Подобные материалы позволят сократить время ремонта и простоя техники, а значит повысится эффективность её использования, даже в достаточно суровых погодных условиях таких как Республика Коми.

Помимо применения антифрикционных твердосмазочных покрытий безусловно важно соблюдать приемлемые условия эксплуатации от которых во многом зависит работа двигателя, а так же использовать высококачественные масла и топливо высокой очистки. По данным Международного Центра Качества Топлива (IFQC), Россия находится лишь 54 месте, что не может не сказываться на состоянии техники.

Библиографический список:

1. Горячева И.Г., Морозов А.В., Рождественский Ю.В., Гаврилов К.В., Дойкин А.А. Разработка метода расчетно-экспериментальной оценки трибологических параметров сопряжения поршень – цилиндр дизеля // Трение и износ. — 2013, Vol. 34, №
2. Zhang J., Li H. Influence of manganese phosphating on wear resistance of steel piston material under boundary lubrication condition // Surface & Coatings Technology. — 2016,.

3. Buyukkaya E. Thermal analysis of functionally graded coating AlSi alloy and steel pistons // Surface and Coatings Technology. — 2008, V.202, 3856–3865.
4. MAHLE GmbH (2012) Piston materials. In: MAHLE GmbH (eds) Pistons and engine testing. ATZ/MTZ-Fachbuch. Vieweg+TeubnerVerlag
5. Сентюрихина Л.Н., Опарина Е.М. Твердые дисульфидмолибденовые смазки. М.: Химия, 1966. – 152 с

УДК 621.43-027.45

К вопросу о повышении долговечности двигателей внутреннего сгорания

Филимонов Р.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Одним из основных факторов, определяющих надежность техники, является надежность ее силовой установки – двигателя внутреннего сгорания (ДВС). Анализ эксплуатационных данных показывает, что от 35 до 45 % всех отказов машин приходится на двигатель, а после капитального ремонта количество отказов двигателей возрастает на 25 %.

Интенсивное изнашивание деталей цилиндро-поршневой группы (ЦПГ) ДВС, особенно поршневых колец (ПК) и верхней зоны гильз, обусловлено неблагоприятными условиями граничной смазки и тяжелыми режимами работы сопряжений при положении поршня в верхней мертвой точке (вмт).

При этом сильное влияние на процессе изнашивания деталей оказывают динамические параметры воспламенения и сгорания топлива: максимальное давление P_z и жесткость сгорания dP/df , во многом определяющие износ гильз по высоте (эпюру износа) и срок службы ЦПГ до ремонта или замены [1]. Влияние этих факторов, особенно заметное на пусковых режимах двигателя, можно уменьшить или исключить практически полностью изменения эпюры износа гильз, например, перемещением зоны максимального износа гильз при пуске-разгоне двигателя вниз по холу поршня от вмт, что достигается при позднем впрыске топлива только на период пуска с помощью специальной муфты привода топливного насоса высокого давления (рис. 1) [1, 2].

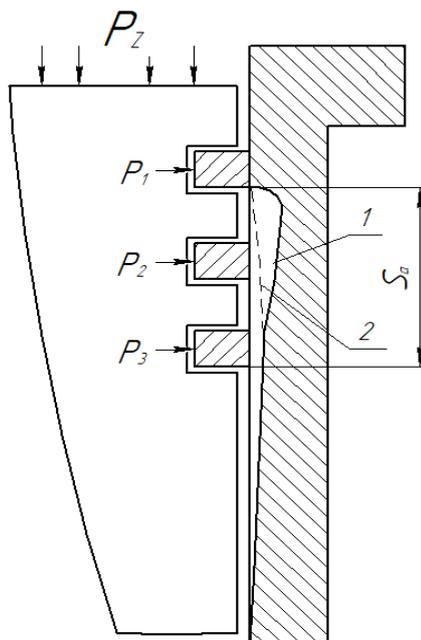


Рисунок 1 - Схема установки уплотнительных колец на поршне и эпюра максимального износа верхней зоны гильз цилиндров S_a в условиях эксплуатации [1] и на пусковых режимах при позднем впрыске топлива [2]. P_1, P_2, P_3 – давление газов в радиальном зазоре кольцо-канавка, прижимающие I, II, III уплотнительное кольцо к стенке гильзы, равное соответственно 0,76, 0,20, 0,08 P_z

Одним из эффективных путей повышения долговечности трущихся деталей является избирательный перенос при трении (ИП), который создается обычно введением медь-содержащих присадок в смазочные материалы. Для новых и ремонтируемых деталей машин условия ИП создают также финишной антифрикционной безабразивной обработкой трущихся поверхностей (ФАБО) путем натирания латунью, бронзой, медью. Опыт эксплуатации машин показывает многократное снижение износа деталей, работающих в условиях ИП [3].

Однако учитывая недостаточное количество и длительную задержку поступления масла в верхнюю зону гильз после пуска двигателя натираемого латунированием слоя, представляется весьма важным обеспечить условия ИП в сопряжениях ЦПГ с начала прокручивания коленчатого вала пусковым устройством и последующей эксплуатации двигателя до ремонта. С этой целью рекомендуется устанавливать медные (латунные, бронзовые) вставки в поршневые кольца, изготовленные из этих цветных металлов.

В связи с малой размерностью автотракторных двигателей в значительной трудоемкостью установки вставок в поршневые кольца предпочтительно применение цельных колец из цветных металлов, которые выполняют в основном роль доноров ионов меди для создания медной сервовитрой пленки на трущихся поверхностях деталей, предотвращающей интенсивный износ гильз и ПК. Одновременно латунное или бронзовое кольцо выполняет роль уплотнительного, ибо известно, что только нарезанием дополнительной канавки на головке поршня выше первого уплотнительного можно уменьшить прорыв газов через поршневую канавку одного из трех компрессионных колец на поршне быстроходных ДВС не существенно влияет на давление сжатия и количество газов, прорывающихся в картер.

Возможность создания условий ИП при трении деталей ЦПГ применением колец из цветных металлов проверяли на двигателе QSB4.5 110, во втором цилиндре которого устанавливали бронзовое кольцо вместо третьего чугунного, а в четвертом цилиндре – латунное вместо второго уплотнительного. Комплекты ПК первого и третьего цилиндров были контрольными [2]. После обкатки двигателя под нагрузкой в течение 10 ч проведено 60 теплых пусков-разгонов на стенде с продолжительностью работы после пуска всего 1 минуту при температуре 15...20° С.

Скорость изнашивания ПК на пусковых режимах в 1,5...2,0 раза выше, чем при обкатке, хотя весовой износ колец за 60 пусков намного меньше износа за время обкатки. В цилиндрах с латунным и бронзовым кольцами весовой износ верхних хромированных колец на режиме обкатки на 20% меньше контрольных. При этом кольца цветных металлов изнашивались несколько меньше, чем соответствующие чугунные уплотнительные кольца.

На пусковых режимах износ хромированных колец в условиях ИП уменьшился до 0,70 износа контрольных ПК, а износ третьего ПК, расположенного под латунным кольцом составил 0,77 и 0,49 износа контрольного при обкатке и на пусковых режимах соответственно. Весовой износ латунного и бронзового колец на пусковых режимах в 4,7 и 3,1 раза меньше чем за время обкатки, но в 1,35-1,89 раза больше износа чугунных ПК, что объясняется более динамичным рабочим процессом при пуске-разгоне двигателя.

После эксплуатационных испытаний двигателя (74 мото-ч) также отмечается снижение износа уплотнительных поршневых колец в цилиндрах с латунным и бронзовыми кольцами.

Более заметный эффект ИП при трении деталей ЦПГ получен при испытании двигателя QSB4.5 160 на пусковых режимах зимой в холодном состоянии с применением легковоспламеняющиеся жидкости. В первом и третьем цилиндрах этого двигателя третье чугунное кольцо было заменено латунным. Испытания состояли из трех серий по 20 пусков-прогревов при температуре до -24°С. После каждого пуска в первых двух сериях двигатель работал 5 минут на холостом ходу, в третьей серии – 30 мину. После серии пусков микрометрировали гильзы цилиндров и брали пробы моторного масла из картера для спектрального анализа.

Весовой износ Верхних хромированных колец в условиях ИП за 60 пусков-прогревов составил 0,64 износа контрольных, маслосъемных колец – 0,72 и 0,59. Износ Вторых чугунных ПК уменьшился незначительно (до 0,95). Потеря массы латунных колец при этом 2,3 раза больше износа соответствующих третьих чугунных ПК. Очевидно, на тяжелых динамических нагрузочных режимах холодного пуска двигателей сильнее проявляется эффект ИП, создаваемый латунными кольцами.

Результат испытаний двигателей показывают стабильное и довольно значительное снижение износа чугунных уплотнительных колец, установленных на поршне ниже латунных, поэтому для повышения долговечности, наиболее нагруженных верхних хромированных колец, ограничивающих ресурс двигателя, целесообразно устанавливать их под латунными. В связи с этим во всех цилиндрах третьего двигателя QSB4.5 130 в первую поршневую канавку устанавливали латунные кольца, а хромированные кольца – во вторую. В третьей канавке оставляли чугунное поршневое кольцо.

Более жесткие условия работы в первой канавке вызвали значительное увеличение износа латунных колец, который в 2,28 раза выше износа хромированных колец, что способствует ЦПГ.

Результаты микрометрирования гильз цилиндров подтверждают эпюры износа и снижение пусковых износов при позднем впрыске топлива, а также указывают на явление приработки деталей в процессе длительных испытаний, которая приводит к существенным ошибкам в оценке роли пусковых режимов: средняя величина пускового износа за 60 пусков-прогревов оказывает в несколько раз меньше величины износа за первый пуск, которую следует принимать в расчетах доли пускового износа двигателя (рис 2) [1]. Эквивалент пускового износа гильз, рассчитанный по результатам испытаний, более 4,0 ч работы двигателя на холостом ходу.

Однако низкая чувствительность метода микрометрирования и малые величины износа гильз не позволили достоверно оценить влияние латунных колец на долговечность этих деталей. Более того, при микрометрировании гильз после зимних испытаний двигателей в условиях низких температур диаметр гильз оказался меньше (на 0,01...0,03 мм), чем до испытаний. Если после обкатки и испытаний на стенде при положительной температуре диаметр гильз увеличивался вследствие изнашивания, то в условиях отрицательных температур зимой в процессе работы двигателя происходит как бы «разбухание» рабочей поверхности гильз и появление аномальных результатов измерений. Это, вероятно обусловлено попаданием холодного воздуха при впуске на горячие стенки гильз и термоциклированием поверхности слоя, которое сопровождается конденсацией и наводороживанием трущихся поверхностей. Однако обнаруженное явление требует отдельного дополнительного исследования.

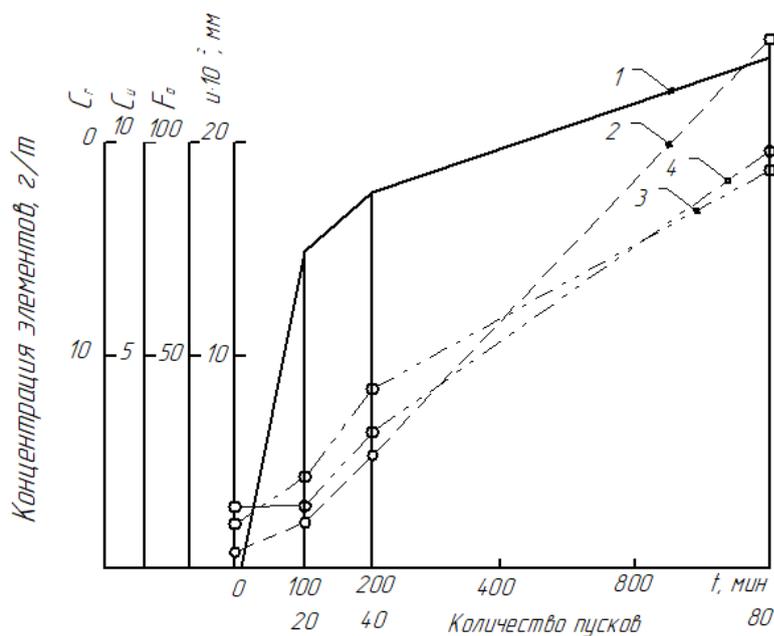


Рисунок 2 - Изменение диаметрального износа цилиндров [1] и концентрация продуктов износа деталей в масле при испытаниях двигателя на пусковых режимах зимой:

2 – железо; 3 – медь; 4 – хром

Скорость изнашивания деталей ДВС уменьшают также совершенствованием очистки моторного масла от абразивных загрязнений и продуктов изнашивания. Достаточно высокая эффективность разработанного масляного фильтра центробежной и магнитной очистки масла подтверждается снижением концентрации элементов-свидетелей износа деталей в масле за время

обкатки двух капитально отремонтированных двигателей QSB4.5 160: железа – 1,35...1,78 раза, хрома – в 2,5...4,00 раза. Весьма характерно также снижение концентрации кремния в 13,5...3.5 раза и меди – 2,9... 2,3 раза. Проба масла для спектрального анализа брали в начале и в конце обкатки двигателей. Довольно высокое содержание некоторых элементов (продуктов износа) в «0» пробе масла объясняет использованием одного объема масла для обкатки нескольких двигателей.

Таким образом, изменением угла опережения впрыска топлива при пуске, применением эффекта избирательного переноса при трении деталей ЦПГ, совершенствованием очистки моторного масла может повысить долговечность двигателей.

Библиографический список:

1. Суранов, Г. И. Уменьшение износа автотракторных двигателей при пуске - М.: Колос, 1982 - 143 с.
2. Суранов Г.И., Шапин В.В., Бондаренко А.Г. Снижение износа двигателей изменением угла опережения впрыска топлива при пуске // Двигателестроение – 1998. – С. 50-53
3. Гаркунов Д. Н. Триботехника. – М.: Машиностроение, 1989. – 328 с.

УДК 62-222.1

Влияние неустановившихся режимов работы на износ двигателей лесозаготовительных машин

Черевань В.С.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Неустановившиеся режимы работы двигателей оказывают значительное влияние на их износостойкость.

Основными причинами увеличения темпа износа являются:

- 1) отставание теплового состояния деталей двигателей от изменения нагрузки и скорости вращения коленчатого вала;
- 2) нарушение режима смазки;
- 3) малые скорости вращения коленчатого вала при больших нагрузках;
- 4) значительные инерционные нагрузки при резких колебаниях скоростного режима;
- 5) значительное количество (до 20%) топливной пленки в цилиндрах карбюраторных двигателей.

Исследованиями, проведенными для автомобильных и тракторных двигателей, установлено, что износ при неустановившихся режимах в 1,2—3,4 раза выше по сравнению с постоянными режимами нагрузки, при одинаковой средней нагрузке.

При этом использовался закономерный способ задания нагрузочного режима — синусоидальный, либо разовое детерминированное возрастание или снижение нагрузки с определенным ускорением.

Проведенные испытания позволили установить, что при работе переменных нагрузках сохраняется общая закономерность изнашивания основных сопряжений, свойственная работе двигателей при постоянной нагрузке.

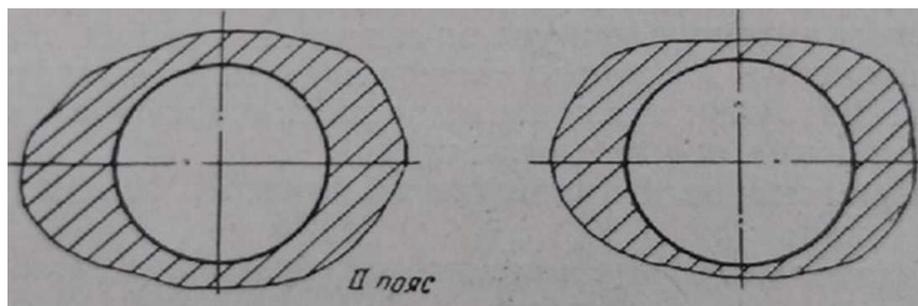


Рисунок 1 – Эпюры износа зеркала цилиндров по поясам

Так, гильзы цилиндров изнашиваются неравномерно по окружности, причем неравномерность возрастает по длине гильзы в направлении нижней мертвой точки. Наибольший износ наблюдается в полости, перпендикулярной оси коленчатого вала. Эпюра износа гильзы по образующей при сохранении максимального значения по образующей при сохранении максимального значения износа в верхней мертвой точке имеет отличительную особенность, заключающуюся в том, что резкого перехода от максимального значения износа вниз по эпюру износа не наблюдается то есть износ по образующей цилиндра более равномерен, чем при постоянной нагрузке.

Увеличение неравномерности износа вызвана увеличенной неравномерностью, температурного поля гильз, которая наблюдается при переменных режимах.

На рисунке 2а, представлена зависимость среднего износа цилиндров по поясам при работе двигателя на режимах трактора и установившемся при одинаковой нагрузке. Как видно, зависимость износа, определенного методом «лунок», от времени работы имеет прямолинейный характер.

На рисунке 2б, приведена зависимость среднего общего износа по всем цилиндрам на тех же режимах, что и для износа цилиндров по поясам.

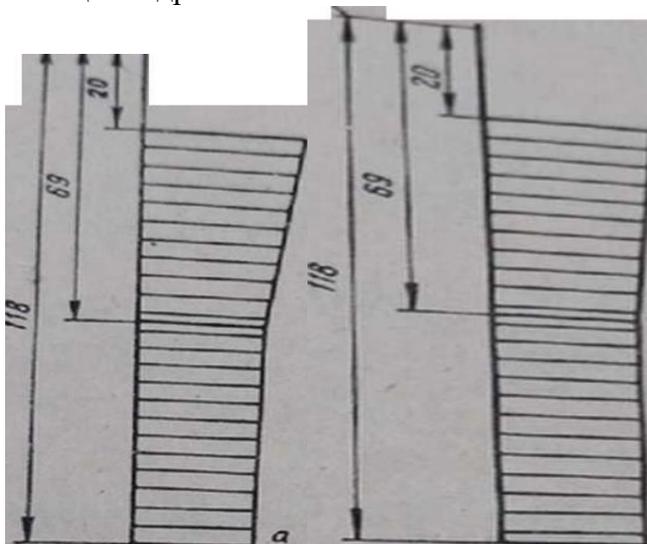


Рисунок 2 – Эпюры износа зеркала цилиндров вдоль образующей

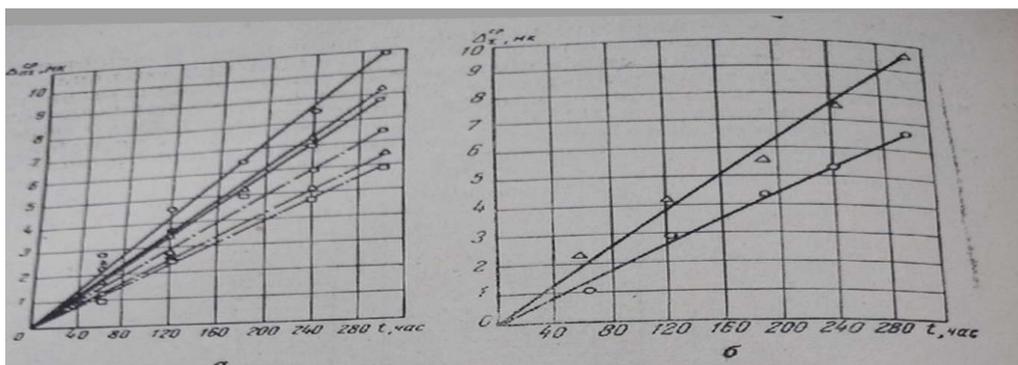


Рисунок 3 – Средний износ цилиндров

Изменение среднего общего износа аналогично изменению износа во времени для каждого цилиндра и для каждого пояса.

Испытания состояли из двух этапов: на первом этапе двигатель работал 180 часов при средней нагрузке $M_{ср}=0,78$ Мен; на втором этапе по 60 часов при нагрузках $M_{ср}=0,50$ Мен, $M_{ср}=0,65$ Мен и $M_{ср}=0,87$ Мен. Влияние величины нагрузки на износ двигателя больше проявляется при высоких нагрузках (выше 0,78 Мен).

Результаты исследования износа двигателя при работе на переменных нагрузках с использованием метода «железо в масле» подтвердили линейный характер изменения износа во времени.

На рисунке 5 видно, что при установившейся нагрузке интенсивность износа возрастает примерно пропорционально увеличению загрузки, с некоторой тенденцией к увеличению интенсивности износа при загрузках выше приблизительно 0,90 Мен.

Таким образом, оптимальная нагрузка двигателя обеспечивает получение не только наилучших возможных мощностных и топливно-экономических показателей, но и относительно невысокий темп износа двигателя.

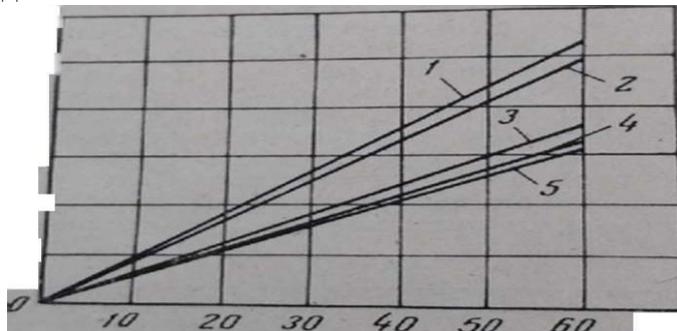


Рисунок 4 – Увеличение содержания железа в масле на различных режимах нагрузки

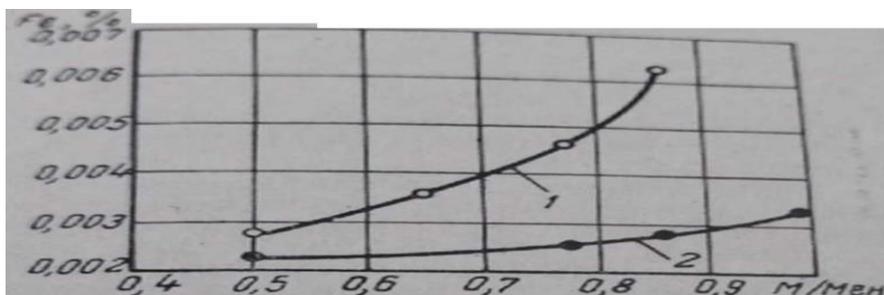


Рисунок 5 – Увеличение содержания железа в масле при различных величинах нагрузки на режимах

Проведенные исследования износа двигателей с помощью спектрально анализа масел и сравнения результатов данного метода с методами микрометража «лунок» и «железо в масле» позволили установить следующее:

- 1) Основные сопряжения и детали двигателя при переменных нагрузках изнашиваются приблизительно пропорционально времени работы.
- 2) Величина нагрузки оказывает значительное влияние на износ различных сопряжений и деталей двигателя.

Таким образом наиболее существенное влияние величина нагрузки двигателя оказывает при неустановившихся режимах работы на износ подшипников коленчатого вала и поршней. Повышенный темп износа поршней можно объяснить интенсивным износом их канавок. Это подтверждается микрометрированием поршней двигателей тракторов.

Необходимо отметить, что наибольшая интенсивность износа основных деталей двигателя достигается при средних нагрузках больше чем 0,75-0,80 Мен.

- 3) Характер нагрузки также оказывает значительное влияние на износ деталей двигателя, причем для различных деталей это влияние неодинаково.

Библиографический список:

1. Неустановившиеся режимы работы двигателей [Электронный ресурс]: электронный путеводитель / Использование интернет технологий URL: <http://vdvzhke.ru/avtomaticheskoe-regulirovanie-dvigatелеj/dvigatel-kak-reguliruemyj-obekt/neustanovivshiesja-rezhimy-raboty-dvigatелеj.html> (дата обращения 15.02.2021).
2. Исследование влияния неустановившихся нагрузочных режимов работы на износ двигателей лесотранспортных машин [Электронный ресурс]: электронный путеводитель / Использование интернет технологий URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01009681605> (дата обращения 18.02.2021).

СЕКЦИЯ 6. КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

УДК 519.683.8

Оптимизация математических расчетов в программировании

Базарова А.М., Рочев К.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На момент исследования проблема оптимизации математических расчётов в программировании приобрела многоаспектное звучание. В общем случае, под оптимизацией математических расчётов понимается поиск решения задачи нахождения экстремума – минимального значения целевой функции объёма вычислений, производимых в некоторой области векторного пространства, определяемого множеством операторов программирования, составленных в программу в соответствии с вычислительным алгоритмом. С одной стороны, оптимизация математических расчётов в программировании идёт в направлении разработки систем программирования, автоматизирующих ручной труд программистов для высвобождения их для творческой деятельности по составлению программ. С другой стороны, более опытные программисты, в отдельных случаях, работают над созданием программ, позволяющих решить поставленные задачи, обходясь меньшим объёмом вычислительных ресурсов [1].

Прослеживая эволюцию развития систем, методов и способов программирования на протяжении последних 60 лет, отмечаем, что она была направлена, в первую очередь, на автоматизацию рутинных операций, ручного труда программистов, улучшению интерфейса «человек-машина», а не на сокращение объёмов вычислений. Объёмы вычислений продолжали расти одновременно с ростом производительности вычислительных средств (быстродействия и объёмов оперативной и долговременной памяти вычислительных систем). Потому задача оптимизации математических расчётов в программировании может ставиться не на глобальном историческом интервале, а при решении конкретной задачи конкретными математическими методами с привлечением определенного программного и аппаратного обеспечения [2].

Рассмотрим некоторые методы по оптимизации математических расчётов при различных подходах к программированию в процессе эволюции машинных вычислений: императивное программирование, процедурное (императивное) программирование, структурное программирование, обобщённое программирование, объектно-ориентированное программирование [1].

В императивном программировании определены следующие правила: 1) после записи инструкций (команд) производится их проверка и последовательное выполнение; 2) к данным, которые были получены при выполнении предшествующих команд, может быть обращение последующими командами; 3) данные могут быть сохранены в памяти; 4) использование операций присваивания значений; 5) использование составных выражений и подпрограмм. К языкам императивного программирования относятся следующие языки: машинные инструкции (коды), языки ассемблеры, языки программирования высокого уровня и компиляторы, Fortran, Algol, COBOL, Basic, Pascal, Ada [1].

Методами оптимизации вычислений для императивного программирования являются способы исключения дублирования команд по получению данных; минимизация количества циклов и контроль их за их запуском и завершением; минимизация операций присваивания и перехода; контроль за временем работы подпрограмм с целью сокращения их непроизводительной деятельности.

В процедурном (императивном) программировании механизмы языка программирования позволяют группировать в подпрограммы последовательно выполняемые операторы, которые осуществляют преобразование исходного состояния памяти или исходных данных в результирующие значения. К процедурным языкам программирования относятся: 1C, Ada, Алгол 60, Алгол 68, Basic, Си, КОБОЛ, Фортран, Модула-2, HAL/S, Pascal, PureBasic, ПЛ/1, РАПИРА, REXX, Go, Nim [1].

Методами оптимизации вычислений для процедурного (императивного) программирования являются способы шагового контроля за программными процедурами для исключения их дублирования, а также переполнения оперативной памяти, исключение «бесконечных» циклов; минимизация операций присваивания; контроль за временем работы подпрограмм; контроль за вычислениями при использовании оператора перехода «goto» и др. У разработчиков и пользователей возникли следующие проблемы с использованием оператора перехода «goto»:

1. При инициализации переменной (получения значения) в одном месте программы и использовании его далее может возникнуть ситуация перехода до точки инициализации, когда значение этой переменной было случайным и произвольным.

2. При передаче управления на метку внутри цикла осуществляется пропуск кода инициализации цикла и(или) не выполнение проверки условий запуска цикла.

3. Аналогично, при передаче управления на метку внутри функции или процедуры осуществляется пропуск её начальной инициализации с выделением памяти под локальные переменные.

В связи с приведёнными выше аргументами, в последующих языках программирования (Java и Ruby) оператор перехода «goto» отсутствует. Однако, в некоторых исключительных случаях использование данного оператора оправданно, для чего оператор перехода «goto» был оставлен в Аде. Языки высокого уровня, у которых имеется указанный оператор, на его применение накладывают жёсткие ограничения, исключающие, к примеру, передачу управления из внешней среды вовнутрь цикла, процедуры или функции. Подобной ситуации препятствует также стандарт языка C++[1].

На последующем этапе развития концепций и методов программирования, целью структурного программирования является повышение производительности труда программистов, занятых в разработке объёмных программных комплексов, за счёт сокращения количества ошибок, упрощения отладки, модификации и сопровождения программного обеспечения, из-за роста сложности программ и неспособностью их разработчиков решить проблемы, связанные с управлением вычислительными процессами. В крупных программных комплексах наблюдался беспорядок. Отмечались сбои и ошибки в вычислениях. Машинный код разработчиками программ понимался весьма тяжело. Был не систематизирован, неудобен для понимания и анализа исходный программный текст, который получил неофициальное название «спагетти-код».

Под «спагетти-кодом» (подобно тарелке с извилистыми и запутанными спагетти) подразумевается сложная для понимания, запутанная программа, имеющая много операторов перехода «goto» с переходами назад, имеющая неудовлетворительную структуру и слабую реализацию с исключениями и другими не согласованными с общей программной структурой конструкциями. Подобен «спагетти-коду» «кенгуру-код» (kangaroo code), имеющий множество инструкций типа jump. Отладка подобного сложного «многосвязного» кода затруднена многократным исполнением небольших программных фрагментов в различных ситуациях с использованием множества разнообразных логических функций. Высока вероятность появления в подобной программе новых ошибок, что повлечет за собой осуществление рефакторинга.

Под рефакторингом (англ. refactoring), или перепроектированием программного кода, понимается переработка кода, эквивалентная преобразованию алгоритмов, что приводит к изменению структуры программы, без изменения её вычислительного процесса, что вызвано необходимостью улучшить его понимание. Рефакторинг включает в себя очерёдность незначительных эквивалентных (сохраняющих первоначальный процесс) изменений текста программы, что улучшает его восприятие программистом и приводит к обеспечению согласованности и корректности всего вычислительного процесса [2].

В структурном программировании программы представлены в виде блочной иерархической структуры, разрабатываемая пошагово на основе метода «сверху вниз», которая исключает использование оператора перехода «goto» и содержит три базовые управляющие конструкции в виде последовательности, ветвления и цикла, и дополнительные подпрограммы. Структурное программирование значительно сокращает количество вариантов построения программы на основе одной спецификации, что упрощает программу и, как результат, улучшает её читабельность. Структурированные логически связанные операторы размещаются на экране монитора визуально

ближе, а слабее связанные — гораздо дальше, что избавляет от необходимости разрабатывать и отображать блок-схемы и другие графические формы отображения алгоритмов. Собственно, отображение программы и является алгоритмической блок-схемой. Значительно упрощаются процессы тестирования и отладки структурированных программ [2].

Определены следующие принципы структурного программирования

1. реализован отказ от использования оператора безусловного перехода;
2. реализованы три базовые управляющие конструкции: последовательность — как единственное выполнение операций в той очерёдности, как они записаны в программном тексте; ветвление — как единственное выполнение от двух операций, исходя из приведённого условия; цикл — как многократное выполнение от двух операций, исходя из условия работы цикла;
3. базовые управляющие конструкции произвольно вкладываются друг в друга;
4. отдельные повторяющиеся и неповторяющиеся фрагменты программы могут быть оформлены как подпрограммы (процедуры или функции), которые вызываются по инструкции «Вызов подпрограммы»;
5. все логически законченные группы инструкций оформляются в виде блоков со строго обозначенными границами, являющимися основой структурного программирования;
6. у всех перечисленных конструкций имеются единственные входы и выходы;
7. программа разрабатывается пошагово на основе метода «сверху вниз» (top-down method).

Указанный метод позволяет производить вызов подпрограмм из общего программного текста, в котором в определённых местах вставлены так называемые «заглушки» -участки программы, в которых не производится никаких вычислений. После того, как программист убедится, что подпрограммы правильно вызываются, «заглушки» последовательно меняются на работающие подпрограммы.

Подпрограммы, изначально, не были необходимыми для реализации структурного программирования. Целью разработки подпрограмм является оптимизация (минимизация) программ по показателю занимаемой оперативной памяти, что позволяло не повторять в программе одинаковые текстовые блоки, заменять их на единственное описание и обращаться к нему по необходимости. На настоящий момент, рассматриваемая функция подпрограмм имеет второстепенное значение, а основное предназначение— это построение удобной для понимания и сопровождения структуры программы. Разбиение основной задачи на подзадачи, которые оформляются в виде подпрограммы, позволяют выделять набор определённых действий и вызывать их при необходимости, чтобы найти типовые решения. Подобные подпрограммы, кроме экономии памяти, имеют преимущество при повторении однотипных действий. Любые изменения (исправление ошибок, оптимизация, добавление функциональности), реализованное в подпрограмме, выполняются при всех обращениях к этой подпрограмме в рамках всей программы. Однократно производимые наборы действий в рамках подпрограммы также оправданы, поскольку делают для разработчика и пользователя программу более понятной и управляемой [3].

Основным методом оптимизации вычислений для структурного программирования является систематический, рациональный подход к разработке программ позволяющий анализировать на предмет их производительности (быстродействие и занимаемая память) типовые программные структуры: последовательности, ветвления и циклы, подпрограммы, а также структуры программы в целом для исключения дублирования отдельных программных фрагментов или неоправданного удлинения вычислительного процесса.

В обобщённом программировании (ОП) рассматривается методология программирования, которая основана на разделении структур данных и алгоритмов с использованием абстрактных описаний требований. Абстрактный тип данных, как понятие, расширяется до абстрактного описания требований. Отдельный тип в обобщённом программировании представлен как семейство типов, обладающих общим интерфейсом и семантическим поведением (англ. semantic behavior). Наборы требований, которые описывают интерфейс и семантическое поведение, называются концепциями (англ. concept). Таким образом, алгоритм, который представлен в обобщённом стиле применяется для любых типов, которые удовлетворяют его своими концепциями, что представляет возможность, называемую полиморфизмом. Тип является моделью концепции при удовлетворении её требований. Если одна концепция дополняет другую концепцию, то она является её уточнением [1].

Концепции должны содержать следующую информацию:

1. допустимые выражения (англ. valid expressions) — выражения языка программирования, компилируемые для типов концепции;
2. ассоциированные типы (англ. associated types) — вспомогательные типы, которые имеют некоторые отношения к типу, который моделирует концепцию;
3. инварианты (англ. invariants) — характеристики типов, которые истинны при их выполнении, выражаемые в виде предусловий и постусловий. Невыполнение предусловия связана с непредсказуемостью соответствующей операции, что способно сгенерировать ошибку;
4. гарантии сложности (англ. complexity guarantees) — наибольшее время выполнения допустимого выражения и (или) наивысшие требования, предъявляемые к различным ресурсам при выполнении данного выражения.

В C++ ОП реализовано на основе шаблонов классов и функций. Оптимизация вычислений по методологии ОП заключается в следующем:

1. Разрабатывается алгоритм, обладающий свойствами эффективности и полезности.
2. Определяется обобщённое представление (уточняются параметры алгоритма, с минимизацией требований к обрабатываемым данным).
3. Описывается набор (минимальных) требований для алгоритма, удовлетворяющих условиям эффективности.
4. Создаётся каркас на основе классифицированных требований.

В объектно-ориентированном программировании (ООП) реализована методология программирования, которая основана на представлении программы в виде совокупности объектов, каждый из которых является экземпляром определённого класса, которые образуют иерархию наследования. ООП решает задачу структурирования информации на основе улучшения управляемости процессом моделирования, что является важным при масштабном проектировании иерархических систем [1].

Минимизация избыточности данных и их целостность позволяет на новом уровне решать задачу оптимизации вычислений методами ООП, которые основаны на следующих основных принципах структурирования вычислительных моделей:

1. абстракции, позволяющей выделять в предмете моделирования важной задачи с представлением предмета моделирования как класса;
2. инкапсуляции для организации иерархической управляемости в интересах постановки цели вычисления;
3. наследования, формирующего родственные понятия, которые учитывают только последние изменения без дублирования остальной информации, учтённой ранее;
4. полиморфизма, позволяющего определить точки, для которой единое управление собирается воедино или реализуется параллельно.

Оптимизация процессов вычисления методами ООП происходит на уровне прогрессирующей организации информации на основе реализации первичных семантических критериев: «важное/неважное», «ключевое/подробности», «родительское/дочернее», «единое/множественное», а также в виде абстракции, инкапсуляции, наследования и полиморфизма при анализе всех возникающих представлений предмета моделирования на основе полноценного понятия-класса.

К ООП языкам программирования относятся: Smalltalk-80, C++, Perl, Python, Java, Ruby, C# и др.[1].

Таким образом, в данной статье отображены сравнительные подходы к оптимизации математических расчетов в программировании на примере императивного, процедурного, структурного обобщённого и объектно-ориентированного программирования.

Библиографический список:

1. Мартин Р. Часть II. Парадигмы программирования. // Чистая архитектура = Clean Architecture. — СПб: Питер, 2018.
2. Авачева Т.Г., Пруцков А.В. Современный взгляд на концепцию структурного программирования (рус.) // Cloud of Science : Журнал. — 2019. — Т. 6, № 4. — С. 646–665.
3. Усов Т.М. Введение в объектно-ориентированное программирование с примерами на C#. — 2019.

УДК 303.732.4

Чат-боты в современной системе управления

Чупрова В.Н.

Научный руководитель – Смирнов Ю.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

В эпоху цифровизации в обществе главную роль начинают играть “мобильные устройства”. И с ростом популярности мессенджеров место чат-ботов в этой мобильной среде становится все заметнее. Интеллектуальные интерактивные чат-боты часто используются в мобильных приложениях и меняют модель взаимодействия между компаниями и их заказчиками.

Чат-боты позволяют компаниям общаться с заказчиками в индивидуальном порядке, не привлекая к этой работе сотрудников и не тратясь на оплату их труда. Например, большинство типичных вопросов и проблем, которые возникают у заказчиков, решаются очень легко. Но для этого компаниям приходится писать руководства по устранению неисправностей и публиковать ответы на часто задаваемые вопросы. Чат-боты — это прекрасная персональная альтернатива письменным руководствам или разделам вопросов и ответов. Если чат-боты не могут обработать обращения самостоятельно, они могут их сортировать и, например, передавать операторам для дальнейшей обработки. Чат-боты завоевали свою популярность благодаря тому, что они экономят время и деньги предприятия и повышают удобство для заказчиков.

Термин «чат-бот» иногда понимается не совсем верно. Хотя термины «чат-бот» и «бот» в некоторых случаях используются как взаимозаменяемые, бот — это просто автоматическая программа, которая может использоваться как в легальных целях, так и со злым умыслом. Негативную окраску слово «бот» приобрело из-за хакеров, использующих автоматические программы, чтобы проникнуть в цифровую экосистему, установить над ней контроль и посеять хаос.

Но боты и чат-боты не следует путать. Вообще говоря, в истории нет примеров того, что чат-боты использовались бы в хакерских целях. Чат-боты — это средства общения, эффективно справляющиеся со стандартными задачами. Людям нравится иметь дело с чат-ботами, потому что последние позволяют им быстро решить простые задачи и сосредоточиться на общих, стратегически важных операциях, предполагающие взаимодействие с другими людьми. Такие задачи должен выполнять именно человек, ведь машины на это не способны [1].

Чат-боты, в основе которых лежит ИИ, автоматические правила, обработка естественного языка (NLP) и машинное обучение (ML), обрабатывают данные и дают ответы на любые виды запросов.

Чат-боты бывают двух основных видов.

Декларативные чат-боты, ориентированные на задания, — это программы единственного назначения, основной целью которых является выполнение одной функции. Используя правила, NLP и — в меньшей степени — технологию машинного обучения, они отвечают на запросы пользователей автоматически, но делают это в режиме диалога. Общаться с такими чат-ботами нужно очень структурировано, с учетом специфики, поэтому в основном они используются для выполнения функций поддержки и обслуживания, например, в интерактивных, полнофункциональных сервисах вопросов и ответов. Чат-боты, ориентированные на задания, могут отвечать на стандартные вопросы, например о часах работы, или выполнять простые операции без большого числа разных переменных. Несмотря на то, что в них используются принципы NLP для того, чтобы пользователи могли общаться с ними в режиме диалога, их возможности достаточно ограничены. В настоящее время такие чат-боты являются наиболее распространенными.

Предиктивные чат-боты на основе данных, работающие в режиме диалога, часто называются виртуальными или цифровыми помощниками. Они обладают более развитыми, интерактивными и персонализированными возможностями, чем чат-боты, ориентированные на задания. Эти чат-боты учитывают контекст и используют принципы понимания естественного языка (NLU), NLP и машинное обучение, чтобы обучаться в процессе работы. Они применяют предсказательные и аналитические способности для персонализации на основе профилей пользователей и их поведения в прошлом. Цифровые помощники могут изучать предпочтения пользователя в течение времени, предоставлять рекомендации и даже предугадывать

потребности. Они могут не только отслеживать данные и намерения, но и инициировать диалог. Примерами предиктивных чат-ботов, основанных на данных и ориентированных на потребителей, являются Siri от Apple и Alexa от Amazon.

Современные цифровые помощники также могут объединять данные с нескольких узкоспециализированных чат-ботов, собирать с каждого из них информацию разного рода, а затем комбинировать эту информацию для выполнения задач с учетом контекста так, чтобы чат-бот при этом не терял нить диалога (рис. 1):

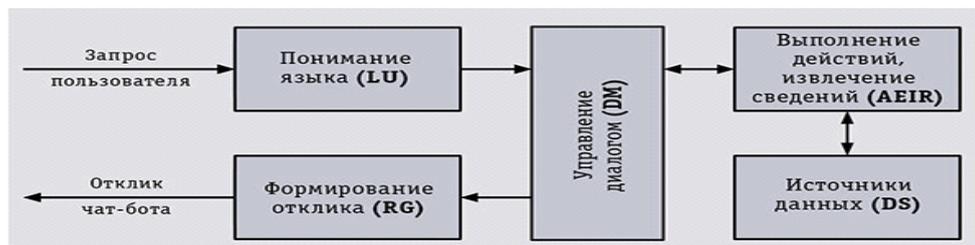


Рисунок 1 – Принцип работы чат-бота

Вполне вероятно, что чат-боты выросли из концепции интеллектуальных машин Алана Тьюринга, описанной им в 50-х годах прошлого века. С тех пор искусственный интеллект — основа чат-ботов — продолжает совершенствоваться. Сегодня к числу технологий ИИ относятся и такие сверхинтеллектуальные суперкомпьютеры, как IBM Watson.

Первоначально чат-бот представлял собой «телефонное дерево», т. е. заказчики, которые дозванивались до компании, должны были долго выбирать один вариант за другим в автоматизированном цикле модели обслуживания клиентов, что было утомительно и вызывало раздражение. Но технологии не стоят на месте: ИИ, машинное обучение и NLP продолжают совершенствоваться, и сегодня эта модель превратилась в чаты, которые в интерактивном режиме всплывают на экране. И эволюция продолжается.

Чат-боты часто используются для улучшения управления услугами ИТ, которые все больше уходят в сторону самообслуживания и автоматизированных процессов, предлагаемых персоналу компании. Интеллектуальный чат-бот позволяет легко автоматизировать такие стандартные задачи, как изменение паролей, обновление статуса систем, выдача предупреждений о временном отключении и управление знаниями, и сделать их доступными круглосуточно путем расширения доступа к распространенным голосовым и текстовым диалоговым интерфейсам.

Что касается бизнеса, то чат-боты обычно используются в центрах поддержки заказчиков для управления входящими обращениями и направления заказчиков к соответствующим сотрудникам. Также они часто используются для внутренних целей, например для адаптации новых сотрудников и помощи всем сотрудникам в выполнении стандартных операций, включая планирование отпусков, обучение, заказ компьютеров и канцелярских принадлежностей, а также других операций самообслуживания, не требующих вмешательства человека.

Что будет с чат-ботами дальше? Чат-боты, как и другие инструменты ИИ, будут использоваться для еще большего расширения человеческих способностей и освобождения людей от рутинных задач, чтобы у них оставалось больше времени на творчество и инновации, т. е. на выполнение стратегических, а не тактических операций.

В ближайшем будущем, когда ИИ будет использоваться совместно с развивающимися технологиями 5G, компании, сотрудники и потребители вероятно еще больше полюбят усовершенствованные функции чат-ботов, такие как быстрые рекомендации и прогнозы, а также простой доступ к видеоконференциям высокой четкости прямо из режима диалога. Эти и другие возможности сейчас изучаются и будут развиваться очень быстро по мере развития ИИ, NLP и машинного обучения. В итоге у каждого в кармане будет полнофункциональный личный помощник, а наш мир станет еще более продуктивным местом для жизни, работы и эффективного взаимодействия людей друг с другом.

Библиографический список:

1. Тягунова, Л.А. Виртуализация социума: сущность и тенденции // Саратов: ПАГС, 2006. – 10 с.

Информационные технологии в горном деле.

Терентьев А.

Научный руководитель – Смирнов Ю.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Информационные технологии заполнили современный мир, буквально несколько десятков лет назад о них ничего не знали, однако сейчас они применяются во всех сферах человеческой жизни, в том числе и в горном деле. IT-технологии эффективно используются при проектировании подземных сооружений и горных предприятий, а также на стадиях оценки месторождения, проектирования и эксплуатации горнотехнических систем. Профессиональная деятельность инженера-маркшейдера осуществляется с применением современных электронных и лазерных приборов, цифровых инструментов, компьютерных программ и спутниковых технологий. От темпов развития роботизированных, автономных и безлюдных технологий зависит полная трансформация всех процессов горного производства.[1]

В горной промышленности информационные технологии внедрялись постепенно и имели определённую периодичность. Первая волна новых геоинформационных технологий (ГИС-технологий) была связана с созданием простых моделей месторождений для оценки количества запасов и содержаний. По пространственному описанию месторождений компании смогли быстрее рассчитывать свои доходы и расходы. Эти технологии появились в начале 1960-х годов и привели к значительному скачку производительности горных предприятий. С начала 1970-х годов и до конца 1980-х в горную промышленность внедрялись трехмерное цифровое блочное моделирование и геостатистический анализ минеральных ресурсов. Геологи научились использовать эти модели для прогнозирования запасов месторождений, что улучшило качество работы и правильность оценки полезных ископаемых. В это же время появились модели процессов, которые полностью выполнялись при помощи компьютеров: горное проектирование, оптимизация, календарное планирование.

Программное обеспечение для горного моделирования и проектирования сегодня вышло на новый уровень. Появились системы, которые отличаются интерактивной графикой, позволяют видеть поверхности и модели объектов в высоком качестве и которые достаточно легко освоить. С помощью недорогих ПК смогли обеспечить сложное интерактивное и графическое автоматизированное проектирование, что дало динамическое улучшение производительности предприятий. Программы, создаваемые для горной промышленности стали практически полностью подстроены под любое производство в зависимости от специфичности горно-геологических и горно-технических условий, так как разработка локальных средств автоматизации стала осуществляться с учётом последующего объединения их в более крупную систему. Все продукты можно классифицировать следующим образом:

Специализированные горные программы. Сюда относятся специализированные программы для областей технологии, которые пока (полностью или частично) не обеспечиваются универсальными горными системами. Обычная тематика таких пакетов: оптимизация карьеров, календарное планирование, буровзрывные работы, вентиляция, геомеханика, экология и т.д. Существует большое количество таких пакетов, которые создаются специализированными компаниями, самими горными предприятиями или исследовательскими учреждениями.

Системы управления производством. Эта категория объединяет программы и оборудование, используемое для управления производством в реальном времени. Обычные направления использования: управление горным транспортом, экскаваторами, буровыми станками, и т.п. Эти системы предлагаются небольшим количеством компаний, среди которых (в области открытых работ) имеется 4 лидера: Modular Mining Systems, Wenco, Tritronics и Aquila. Все большее значение приобретает связь этих компаний с производителями горного оборудования, такими как Komatsu и Caterpillar.

Системы регистрации производства. Существует большое разнообразие таких систем, которые ведут производственный учет в реальном времени и формируют разнообразные отчеты.

Горные системы общего назначения. Эти системы стандартно включают в себя такие разделы, как: геологическое моделирование, оценка запасов, проектирование и планирование горных работ, календарное планирование и маркшейдерия. Имеется 5 лидирующих в мире компаний (Gemcom, Maptek, Mintec, Surpac and Datamine), которые предлагают на рынке такие системы. [3] Одной из первых в СНГ на кафедре геодезии и маркшейдерского дела (ГиМД) Института горного дела и горных технологий при Кыргызском государственном техническом университете и руднике «Кумтор» была внедрена программа Gemcom.. «Кумтор Голд Компани» использует Gemcom в качестве основной программы. Программа Gemcom охватывает все стадии горного производства, начиная от создания базы данных, подсчета запасов, проектирования и оптимизации производства, маркшейдерии, рудного контроля и др. [5]

Именно горные программные системы общего назначения были базовыми в моделировании, и именно они были очень громоздки при адаптации к условиям функционирования конкретного горного предприятия и не реализовали большинства функций, которые выполняются программными системами других классов. Поэтому системы этого класса сделали открытыми, то есть их разработка стала осуществляться с учётом последующего объединения их в более крупную систему. Первоначальным этапом создания универсальной программной системы стало формирование ядра для работы с адекватной геолого-маркшейдерской моделью месторождения полезных ископаемых и эксплуатирующего его горнодобывающего предприятия. Далее с использованием этой динамически развивающейся модели следует решать основные инженерно-технические задачи горного производства.[3] Такой моделью являются интегрированные системы. Обычный набор функций интегрированной системы включает в себя: управление базами данных; интерактивная 3-х мерная графика и картирование; статистическая и геостатистическая обработка информации; трехмерное моделирование геологических объектов и поверхностей; проектирование открытых и подземных горных работ; планирование развития рудников и календарное планирование; маркшейдерские расчеты. В системах разных компаний обычно предлагаются дополнения к стандартному набору, которые заметно расширяют возможности программного продукта. [2] Мощными горными интегрированными системами (ИС) являются Vulkan, MineScape, Linx, MineSight, Gemcom, Surpac Для месторождений с несложными геологическими условиями они хорошо работают и предоставляют горным инженерам большой набор полезных инструментов для моделирования месторождений и горного планирования. Системы способны обеспечить управление базой данных, предобработку исходной информации, моделирование массивов горных пород и горных выработок, проектирование горных работ и их календарное планирование.

Однако есть ряд весомых причин, по которым пользователи стараются найти программное обеспечение, альтернативное существующему:

- имеющиеся ИС не способны решать всех проблем горняков;
- кроме платы за саму систему, необходимо потратить средства на начальное обучение персонала и освоение всех возможностей данных систем;
- с некоторыми задачами в данных системах способны работать только эксперты-разработчики;
- простые задачи (построение изолиний) могут быть легко и быстро выполнены с помощью альтернативных программ; в ИС выполнение этих задач часто требуют больших затрат времени и труда; .[3]
- не все предприятия имеют возможность приобрести дорогостоящие интегрированные системы. Для мелких предприятий важно внедрение программ автоматизированного решения прикладных задач с использованием персональных компьютеров. Одним из первых пакетов прикладных программ были собственные разработки на кафедре (ГиМД) по автоматизированному решению маркшейдерских задач. Пакет состоит из 42 программ, предназначенных для применения в учебном процессе и на производстве. Пакет охватывает решение как обычных геодезических и маркшейдерских задач, так и задач высшей и космической геодезии.[4]
- ИС часто используют собственный формат данных, следовательно, импорт/экспорт информации затруднен и связан с потерей времени. Если даже существуют необходимые интерфейсы, то обычно требуется дополнительное редактирование введенных данных.

Следующим этапом работ является создание маркшейдерского модуля, который, в свою очередь, позволит автоматизировать рабочее место маркшейдера и обеспечить большую

функциональность геологической модели. Основной функцией модуля является создание трехмерной топологической модели горных выработок с их описанием и привязкой к геологической среде и ведение планов горно-графической документации. Так как комплекс создания и использования геолого-маркшейдерской модели является открытой системой, планируется его расширение путем соединения с уже существующими программными комплексами для расчета вентиляции и водоснабжения угольных шахт и разрабатываемыми геомеханическими и организационно-экономическими модулями. [3]

Главной целью внедрения информационных технологий в горное дело является повышение уровня безопасности, ведь горнодобыча это одна из самых опасных отраслей. На сегодняшний день шахты, рудники и штольни уже оборудованы различными датчиками: одни отслеживают уровень метана, другие, реагируя на движение, включают и выключают технику. Однако в силу того, что нет единого производителя для всех инновационных продуктов, сложно их интегрировать в одну систему, но это стремятся сделать компании в целях достижения удобства.

Многие организации начинают развёртывают на своих рудниках систему, включающую в себя инфраструктуру коммуникаций и обработки данных. Она работает объединением корпоративной сети Wi-Fi с технологиями определения местоположения и газоизмерительными приборами для удалённого мониторинга работников, оборудования и качества воздуха в руднике.

Наиболее эффективные многофункциональных систем безопасности должны, согласно международным стандартам:

- 1) непрерывно передавать данные о местоположении персонала, в том числе отображать скорость и направление движения сотрудника;
- 2) передавать данные автоматически через определённый промежуток времени (чаще всего каждые 5 секунд), исключая человеческий фактор;
- 3) должны быть автономными, способными функционировать в случае аварии;
- 4) интегрироваться со стационарными средствами измерения и диспетчерским пультом (сведения с индивидуальных и стационарных устройств должны сверяться);
- 5) обеспечивать двустороннюю связь;
- 6) при необходимости выполнять дополнительные функции (проводить аэрогазовый контроль, замерять уровень концентрации метана, кислорода и оксида углерода, вести видеонаблюдение);
- 7) подавать сигнал опасности в случае аварии;
- 8) быть безопасными и простыми в обслуживании и управлении.

Определённый переворот в горном деле должна сделать и автоматизация. Она бы не только повысила уровень безопасности, но и в принципе эффективность добычи.

Серьёзные эффекты от автоматизации некоторых процессов планирует получить «Норильский никель». Компания работает над проектом «Автоматизированная система управления горными работами» (АСУ ГР). Он позволит получать данные о выполнении сменного задания в режиме реального времени. На погрузочно-доставочные машины, самоходные буровые установки, анкероустановщики и подземные электровозы будет установлено навесное оборудование.

Применение систем дистанционного управления подземным транспортом повышает безопасность по причине того, что управление осуществляется с поверхности, и риски, связанные с пребыванием в шахте людей, исключаются. Также повышается эффективность работы по причине снижения потерь времени на спуск и подъём. Кроме того, автоматизированная система гораздо быстрее управляет техникой, уменьшается износ, снижаются затраты на ремонт, а риск повреждения значительно снижается.

Другой пример — это «умная вентиляция», или вентиляция по требованию. Эта технология также решает обе задачи. С одной стороны, установка множества датчиков в подземном руднике позволяет точно отслеживать состояния воздуха, с другой стороны, на основании собираемой в реальном времени информации осуществляется управление системой вентиляции, что приводит к сокращению затрат на электроэнергию.

И, конечно, значительно снизит влияние человеческого фактора и уменьшит вероятность ошибок внедрение роботов и беспилотников в шахтах. Техника способна работать в непростых

условиях шахты без усталости и снижения реакции. Это доказал бренд Volvo, ещё в 2016 году впервые протестировал свой беспилотный автомобиль в шахте Кристинеберг на севере Швеции. Грузовик пустили по узкому, длинному и тёмному тоннелю. И он не только успешно проехал этот промежуток, но и самостоятельно остановился в считанных сантиметрах от шахтёра, который стоял в конце маршрута.[5]

Информационные технологии развиваются с большой скоростью, они играют и будут играть одну из самых ключевых ролей в формировании безопасной и высоко производительной горной промышленности и не только её.

Библиографический список:

1. Горное дело. URL: <https://misis.ru/applicants/admission/specialty/faculties/gornoedelo/>
2. Интегрированные системы и комплексы геоинформационных систем в горном деле URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/integrirovannye-sistemy-i-kompleksy-geoinformatsionnyh-sistem-v-gornom-dele> .
3. Шек В.М., Конкин Е.А. Открытые программные системы с применением геоинформационных технологий в горной промышленности. URL: <http://www.swsys.ru/index.php?page=article&id=409>
4. Чунуев И. К., Умаров Т. С. Опыт внедрения современных компьютерных программ в учебный процесс и на горных предприятиях. URL: http://rudmet.net/media/articles/Article_MJ_08_16_pp.84-87.
5. Цифровые шахты — технологии пошли вглубь? URL: <https://dprom.online/mtindustry/tsifrovye-shahty-tehnologii-poshli-vglub/>

УДК 303.732.4

Виртуализация общественной жизни как современная мировая тенденция

Сазанова Н.В.

Научный руководитель – Смирнов Ю.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В последней четверти XX века произошло самое шокирующее событие в общественной деятельности – компьютеризация. Уже в конце 1990-х годов в Великобритании, Японии, США, Германии, а также других развитых странах количество ЭВМ на тысячу жителей достигало в среднем 400 единиц. Самый первый компьютер на мировом рынке появился около 30 лет и ему понадобилось, в сравнении с телевизором, намного меньше времени для распространения. Но естественно, что с появлением компьютера дело не закончилось. Также с появлением глобальной сети Интернет начало зарождаться такое известное многим людям понятие, как виртуализация современного общества.

Интернет дает много возможностей, он как некоторая информационная среда зарождает новые специфические формы развития, предоставляет возможность социальному взаимодействию между разными слоями населения в абсолютно любое для этого время, находясь в любом уголке нашей необъятной планеты.

Такие понятия, как «виртуальность», «виртуальный мир», ранее используемые только в физике и являющиеся чем-то магическим, стали использоваться в гуманитарных науках при изучении влияния процессов информатизации и компьютеризации на общество [1: с. 18].

Новая форма бытия в виде виртуальной реальности была теоретически сформулирована ещё в конце 1970-х гг. По положениям Фр. Хэмита, понятие «виртуальная реальность» было определено в технологическом институте Массачусетса. С другой стороны, считается, что термин «virtual reality» был разработан работниками фирмы «VPL Research» (Redwood City, California). Однако, большое количество ученых склоняется к такому мнению, что самым первым основоположником термина «виртуальная реальность» стал Я. Ланьер в 1989 году. Виртуальная реальность — созданный техническими средствами мир, передаваемый человеку через его ощущения: зрение, слух, осязание и другие. Виртуальная реальность имитирует как воздействие, так и реакции на воздействие. Для создания убедительного комплекса ощущений реальности компьютерный синтез свойств и реакций виртуальной реальности производится в реальном времени. [2]

Объекты виртуальной реальности обычно ведут себя близко к поведению аналогичных объектов материальной реальности. Пользователь может воздействовать на эти объекты в согласии с реальными законами физики (гравитация, свойства воды, столкновение с предметами, отражение и т. п.). Однако, часто в развлекательных целях пользователям виртуальных миров позволяет больше, чем возможно в реальной жизни (например: летать, создавать любые предметы и т. п.). Системами «виртуальной реальности» называются устройства, которые более полно по сравнению с обычными компьютерными системами имитируют взаимодействие с виртуальной средой, путём воздействия на все пять имеющихся у человека органов чувств.

Современные компьютерные технологии позволяют всё более реалистично реализовать виртуальный мир в реальной жизни людей, а маркетинговые и мультимедийные технологии буквально увлекают людей из реального мира в виртуальный. Следует отметить, что сегодня виртуальные технологии начали не только способствовать ускорению технологических процессов в обществе и решению операционно-технических задач, но и сами превратились в проблему, выражающуюся в чрезмерной зависимости людей от интерактивных и виртуальных технологий. В связи с этим, актуальной сегодня является постановка вопроса о необходимости рационализации культуры использования виртуальных и интерактивных технологий с целью поиска оптимального баланса их применения в жизни общества и ограничения их возможных пагубных последствий на образ жизни людей. Так, например, сегодня закрепилось понятие «виртуальный спорт», которое во многом противоречит пониманию спорта в его изначальном значении.

Комплексный подход к определению виртуальной реальности демонстрирует Д.В. Иванов, представляющий ее как замещение реальных вещей и поступков образами – симуляциями. Автор выделяет три основных характеристики виртуальной реальности (рис. 1).

Виртуализация расширяет границы, освобождает человека от географической привязанности при взаимодействии с другими участниками, создает некий интерактивный режим, при котором социальное взаимодействие становится более доступным в режиме реального времени.

Традиционные формы взаимодействия между различными социальными группами заменяются на интерактивные посредством Интернета, благодаря этому создаются новые и очень разнообразные виды деятельности, в таких сферах как наука, культура, досуг.

В условиях современного мира, человеку приходится быстро меняться. Человек постоянно в поиске себя, так как для каждого индивида самоопределение помогает понять, кто он и зачем он нужен. Виртуализация в некотором смысле влияет на процессы самоопределения современного человека, действуя либо положительно, либо отрицательно.

Среди отрицательного влияния следует отметить, что виртуальная реальность деградирует человека, лишая его возможности мыслить самому, так как ответы уже найдены, и по сути, можно лишь выбрать из списка предложенных, также она не дает человеку разобраться в действительности приведенных утверждений, человек теряет способность к критической оценке происходящего, и вследствие, он может лишиться и собственного взгляда на мир.

Однако, в нашем современном мире информация является очень важным аспектом, благодаря которому индивид сможет расширить свои возможности в самосовершенствовании и личностном росте. Помимо этого, информационные технологии через расширения сети взаимодействий в режиме Я – Другой, Я – Ты способствуют появлению единой культуры, предполагающей признание святости человеческой жизни и всеобщего права на счастье и самореализацию в сочетании с обязанностью содействовать развитию космополитической солидарности и сохранению среды человеческого существования.

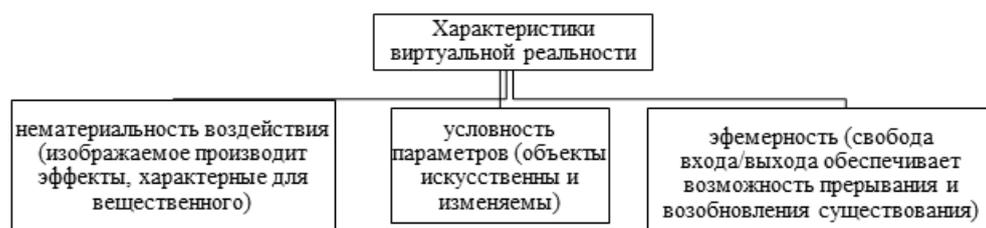


Рисунок 1 - Характеристики виртуальной реальности

Люди объединяются в интернет-сообщества неслучайно. Это связано с тем, что человеку всегда нужно быть услышанным и воспринятым другими людьми. Суть общения в виртуальном пространстве происходит в режиме реального времени, с возможностью прикрепления различных документов, графических символов и других видов обмена информации. Причиной такого вида общения может стать как отсутствие возможности «живого» общения, так и нежелание (неумение) общаться в реальной жизни.

Роль Интернета в виртуализации современного общества можно определить следующим образом (рис. 2):

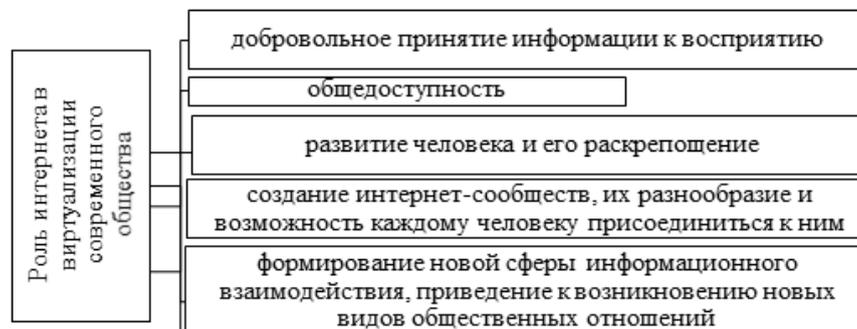


Рисунок 1 - Роль интернета в виртуализации современного общества

Возможности Интернета безграничны и самые обычные люди могут ими воспользоваться. Действительно, Интернет во многом упрощает нашу жизнь. Раньше поиск информации сводился к тому, что нужно было идти в библиотеку, искать необходимые ресурсы, а если таковых не имелось, то это было довольно-таки проблематично, сейчас же – практически все есть в Интернете, любой урок, любая статья, что только пожелаешь. Общение стало более доступным, раньше письмо твоему приятелю преодолевало огромные расстояния, и то поздно, когда информация уже не была актуальна, сейчас же все проще – можешь отправить письмо по электронной почте или другим социальным сетям и все – в течение нескольких секунд он принял его и уже пишет тебе ответ.

В итоге, под воздействием виртуальной реальности сети Интернет обычные люди могут общаться между собой без каких-либо проблем, так как виртуальная реальность делает общедоступными виды общения. В то же время виртуализация повседневной жизни человека приводит к формированию нового типа социокультурных изменений: деформированы принципы взаимодействия людей и их социокультурные связи, отсутствует иерархическая соподчиненность элементов социальной системы, «размыты» социальные структуры и так далее. В связи с этим, сегодня необходимо формирование рациональной культуры использования интерактивных технологий, а также объективный учёт проблем и рисков их применения в реальной жизни людей.

Библиографический список:

1. Иванов, Д.В. Виртуализация общества. – СПб.: Петербургское востоковедение, 2000. – 96 с.
2. Тягунова, Л.А. Виртуализация социума: сущность и тенденции / Автореф. дисс. ... канд. филос. наук. – Саратов: ПАГС, 2006. – 10 с.

УДК 004.946

VR- технологии и их вклад в обучение по специальности «Горное дело»

Обердиенко С.А.

Научный руководитель – Смирнов Ю.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Виртуальная реальность (Virtualreality, VR) — это мир, который создан компьютером и доступ к которому можно получить с помощью перчаток, шлемов и наушников. Виртуальная среда абсолютно заменяет мир реальный, не обращая никакого внимания на его изменения, при всём этом человек может воздействовать на нее, погружаясь, к примеру, в проекцию шахты.

Объекты виртуальной реальности обычно ведут себя близко к поведению аналогичных объектов материальной реальности. Пользователь может воздействовать на эти объекты в согласии с реальными законами физики (гравитация, свойства воды, столкновение с предметами, отражение и т. п.). Не следует путать виртуальную реальность с дополненной. Их коренное различие в том, что виртуальная конструирует новый искусственный мир, а дополненная реальность лишь вносит отдельные искусственные элементы в восприятие мира реального.

Бурное развитие этой технологии не могло не отразиться на процессе образования. И хотя технологии виртуальной реальности уже не являются новаторством, в сфере образования их стали использовать достаточно недавно.

Причин распространения технологий виртуальной реальности на сферу образования можно выделить несколько:

1. **Снижение цены на техническое оснащение.** За последние несколько лет цены на современные VR-устройства, предназначенные для домашнего и профессионального использования, успели существенно снизиться, сделав их более доступными.

2. **Стремительный рост количества программного обеспечения под VR.** На сегодняшний день существует уже несколько тысяч самых разнообразных приложений под VR и их количество увеличивается каждый день.

3. **Рост объема инвестиций в VR – более 2,5 млрд долларов в год.** Эта цифра постоянно растет с 2012 года и, судя по всему, не планирует существенно останавливать свой рост в ближайшее время.

4. **Увеличение числа крупных компаний, работающих в сфере VR.** На европейском рынке их уже более 300, а такие гиганты, как Oculus, HTC, Sony, Microsoft, Samsung и многие другие уже давно внедряют свои технологии в этой области.

5. **Внедрение VR-технологий в ряде сфер:** нефтегазовая промышленность, машиностроение, энергетика, металлургия, телекоммуникации, реклама и многое другое. Виртуальная реальность уже давно перестала быть только игровой историей и активно внедряется во все сферы деятельности человека.

Ожидается, что в перспективе ближайших пяти лет внедрение промышленных технологий виртуальной реальности приведет к пересмотру самой роли технического персонала в производственном процессе и станет нормой при профессиональной подготовке, экипировке и оснащении сотрудников, считают в компании «Лукойл».

Российские промышленные предприятия видят огромный потенциал виртуальной реальности в сфере обучения.

Единственная в мире подземная кладовая тяжелой нефти, разрабатываемая по термошахтной технологии, это Ярегское нефтетитановое месторождение, оператором которого является НШПП «Яреганефть».

С недавних пор в ней применяются виртуальные тренажеры для обучения производственного персонала.

VR-тренинг - это интерактивный симулятор рабочего процесса, который позволяет в безопасных условиях обучить сотрудников поведению в возможных рабочих ситуациях.

Я, будучи мастером производственного процесса VR- технологий в этой компании, считаю, что обучение персонала на нашем 3D-тренажере перед непосредственным спуском в шахту является обязательным. Одна из основных причин к этому та, что рабочий в случае аварийной или внештатной ситуации в шахте уже будет теоретически и физически подготовленным к действиям, при которых ликвидация аварии будет успешно произведена. Таким образом шанс того, что в опасной для жизни ситуации работник будет делать все действия для ликвидации быстрее и совершать меньше ошибок, пройдя наш тренажер, гораздо выше, чем если он просто будет знать это в теории.

Например, в Йельском университете удачно протестирована VR-тренировка проведения хирургической операции на желчном пузыре. Группа, использующая VR, была на 29% быстрее и в 6 раз реже допускала ошибки[2].

В Пекине было проведено исследование «Влияние виртуальной реальности на академическую деятельность». Учащимся преподавали одну и ту же дисциплину, но одной группе –

классическим методом, а второй – с использованием VR. По итогу был проведен тест. Первая группа оказалась успешной на 73%, а вторая – на 93%. Кроме того, VR-группа показала более глубокое понимание темы и лучше закрепила полученные знания (по результатам теста спустя две недели)[2].

У нас был разработан и запущен в промышленное производство курс, в котором работнику требуется спуститься в шахту, сделать слив нефти и воды, после чего будет извещение о том, что начался пожар и работнику нужно отключить насос и подняться на поверхность, соблюдая при этом все правила безопасности. После чего представляется чек-лист в котором указано, сделали ли вы все правильно или есть недочеты в вашей работе.

В системе находится еще один курс с применением технологий виртуальной реальности - подготовка самоспасателя и налобного фонаря и прохождение медосмотра перед спуском в шахту.

В будущем "Лукойл" планирует задействовать продукты на базе VR-технологий для демонстрации правил охраны труда и промышленной безопасности, а также для обучения и инструктирования персонала в использовании подземной буровой установке. Это довольно большие установки-кабины, где помимо виртуальной среды будут все инструменты управления соответствующей техникой. В программное обеспечение добавятся более сложные и обширные сценарии, в которых будет не одна вариация действий, а сразу несколько и каждый работник, обучающийся на этом тренажере сможет пройти определенную задачу десятками разных способов.

"Перспективу использования такой технологий в горном деле мы видим в том, что потенциально вся система аттестации, сертификации и допусков может быть построена на VR-обучении", — отмечают многие компании, использующие VR-технологии[1]. Например, уже сейчас Распадская угольная компания активно использует VR-технологии для обучения работников и проводит инструктажи по охране труда и промышленной безопасности. Как рассказали в пресс-службе компании, РУК оснастила свой центр подготовки кадров 3D-тренажерами горно-шахтного оборудования — аналогами действующей техники. Такой метод позволяет смоделировать различные производственные ситуации, в том числе аварийные или внештатные.

В комплектации компьютера под систему VR ООО «Лукойл», используется процессор i7-8700k, которые даже в 2021 году остается одним из самых лучших процессоров на рынке от компании «Intel». Объемы памяти размером в 32 гб достаточно для того, чтобы пользоваться самыми «тяжелыми» программами без неудобств. Одного терабайта ssd хватает для того, чтобы обрабатывать огромное количество запросов в единицу времени. Установлена видеокарта RTX 2080 ti, которая является флагманской видеокартой Nvidia из серии RTX. В данном ПК используется водяное охлаждение, так как оно не дает перегреваться комплектующим компьютера лучше, чем другие виды охлаждения. В качестве VR шлема на данном 3D-тренажере используется шлем «HTS Vive Pro», который не уступает по характеристикам даже самым лучшим и технологичным моделям. ПО обеспечивает удобство пользования, практичность и простоту в изучении. Оно состоит из двух основных программ: «Unity3D» и «Unreal engine». Комплектации ПК для 3D-тренажера ООО «Лукойл» гарантирует обеспечение работоспособности во всех программах еще в ближайшие пять лет.

Я считаю, что мы с вами находимся на пороге абсолютно нового этапа в развитии всей сферы образования. Эффективного, технологичного и по-настоящему захватывающего. И сделать первый шаг навстречу этому будущему мы можем и должны уже сейчас!

Библиографический список:

1. Петрова К. Это не игрушки: как VR-тренажеры и AR-очки меняют работу реального сектора экономики. URL: <https://old.sk.ru/news/b/press/archive/2019/08/29/eto-ne-igrushki-kak-vrtrenazhery-i-arochki-menyayut-rabotu-realnogo-sektora-ekonomiki.aspx>
2. Краюшкин Н. Виртуальная реальность в образовании. URL: <https://hsbi.hse.ru/articles/virtualnaya-realnost-v-obrazovanii/>
3. Сайковская Я. Применение технологии VR в обучении. URL: <https://medium.com/phygitalism/vr-trainings-e527afed861>
4. Где используют VR: от детского образования до промышленной безопасности. URL: <https://netology.ru/blog/12-2019-vr-in-business>
5. Круглов П. Технологии AR и VR в образовании. URL: <https://habr.com/ru/company/mailru/blog/435996/>

УДК 303.732.4

Технология блокчейн и принципы её работы

Латыпова Д.М.

Научный руководитель – Смирнов Ю.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Технология блокчейн появилась не так давно, но уже стала очень популярной и потенциально значимой для проведения различных операций из-за своей надежности и безопасности. В настоящее время технология блокчейна в основном используется в таких сферах экономики, как криптовалюта.

Тем не менее, технология блокчейн потенциально полезна во многих различных областях. К примеру, она используется для обработки, а также хранения персональных данных, в компьютерных играх и в маркетинге. В этой статье проведен краткий обзор самой технологии блокчейн и принципов ее работы.

Если переводить дословно, блокчейн – цепь из блоков. Эта цепочка блоков непрерывна и последовательна, выстроена по определенным правилам. Иными другими словами, технология блокчейн это распределенная система записей.

В этой системе записи связаны между собой, подтверждены и легко могут быть проверены. Главным отличием от обычных баз данных, является то, что нельзя изменить или удалить записи, а можно только добавить новые. Благодаря технологии блокчейна можно продавать почти все, что имеет какую-либо ценность. С помощью этой технологии можно снизить риски и расходы для всех задействованных сторон.

Блокчейн появился в 2009 году в качестве технологии для запуска в обращение биткоина, и поначалу использовался исключительно для управления криптовалютами. Но сейчас блокчейн пробуют использовать в маркетинге, бухгалтерском учете, аудите, управленческом и финансовом учетах.

По сути блокчейн является огромной распределенной базой данных общего пользования. У такой базы не существует центрального руководства. Транзакции проверяет особая категория пользователей, называемая майнерами.

Майнеры занимаются подтверждением подлинности транзакции и формированием блоков из транзакций, которые выстраиваются в цепочки. Каждый блок содержит информацию о предыдущем. Также майнеры хранят копии блокчейна, тем самым защищают информацию от потери.

Главное достоинство технологии – отсутствие посредников. Все транзакции в блокчейне проверяются и подтверждаются участниками системы.

Технологию блокчейн можно назвать доступной, независимой и защищенной. Доступ к системе есть везде и всегда, где есть интернет, а благодаря отсутствию постоянных администраторов система работает без перерывов.

Независимость обеспечивается тем, что пользователям не нужны посредники в виде нотариусов, банков, юристов или платежных систем. Также блокчейн обеспечивает защищенность благодаря тому, что однажды сделанную запись невозможно подделать или удалить.

Как работает блокчейн можно увидеть ниже на изображении (Рис. 1 «Функционирование технологии блокчейн на примере криптовалюты»).

Приведенный пример показывает работу блокчейна с криптовалютой (что является очень популярным направлением использования технологий блокчейн, как уже упоминалось выше).

В настоящее время существует как минимум три типа блокчейна: открытый блокчейн, закрытый блокчейн и комбинированный блокчейн [1]. Сравнительный анализ представлен в таблице 1.

Открытый блокчейн – тип технологии, в которой нет ограничения на чтение блоков. У такого типа не существует надзорного органа («либеральный» тип управления системой).

Закрытый блокчейн отличается наличием прямого доступа к данным, формирующим экосистему организаций. У закрытого блокчейна существует контролирующий орган.

Суть технологии блокчейна как распределительного реестра не существует, что делает сеть уязвимой к атакам со стороны хакеров и «искажением» блоков транзакций (информации),

что нивелирует основной принцип блокчейн – доверие к системе. Такой тип правления присущ государству, которое активно вмешивается в управление экономикой.

Также можно выделить третий тип технологии блокчейна, в котором можно присутствуют плюсы и минусы остальных типов — комбинированный.

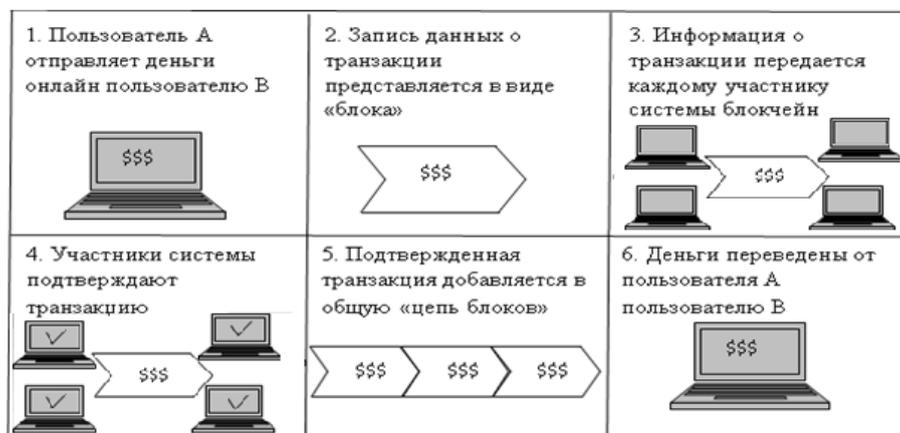


Рисунок 1 - Функционирование технологии блокчейн на примере криптовалюты

Таким образом, комбинированный блокчейн — это такой тип технологии, в которой происходит идентификация в сети, а также допуск клиентов сети к определенным группам раскрытия информации. В таком случае клиент может ознакомиться со своими или чужими транзакциями, либо просмотреть только заголовки. У комбинированного типа, как и у закрытого блокчейна, существует контролирующий орган, который будет видеть полную информацию о транзакции.

Преимущества этого типа в том, что в нем присутствует элемент распределенного реестра, он надежнее защищен от хакерских атак, и в нем есть контролирующий орган, что очень важно для государства, так как это способствует противодействию получения доходов, полученных преступным путем, и финансирования терроризма [2].

В итоге, можно сказать, что возможности технологии блокчейн весьма многогранны, и можно придумать еще множество интересных, полезных и выгодных применений этой технологии.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика типов блокчейна

Тип блокчейна		
Открытый	Закрытый	Комбинированный/эксклюзивный
Отсутствует идентификация	Идентификация участников сети	Идентификация в сети
Отсутствует ограничение участия пользователей	Допуск к участию в сети узкого круга пользователей (т.е. доступ к данным полностью ограничен и не прозрачен для клиентов)	Допуск к участию в сети, определенный некими правилами (к примеру, клиент сети может просматривать только свои транзакции)
Статус процесса не закреплён за участниками	Статус валидаторов закреплён за определенными контрагентами	Статус валидаторов закреплён за определенными контрагентами
Отсутствует надзор	Присутствует контролирующий орган	Присутствует контролирующий орган

Перспективность технологии состоит еще и в том, что любые инициативы могут быть начаты небольшой группой или даже одним участником для своих клиентов, а потом без особого труда распространены на весь рынок.

Библиографический список:

1. Классификация видов блокчейна URL: <https://polygant.net/ru/blog/vidy-blokchejna/>
2. Правовое регулирование криптовалютного бизнеса URL: <https://axon.partners/wp-content/uploads/2017/02/Global-Issues-of-Bitcoin-Businesses-Regulation.pdf>

СЕКЦИЯ 7. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

УДК 536.246

Расчёт теплоотдачи через многослойную цилиндрическую стенку нефтепровода

Автамонов В.А., Хламов В.А.

Научный руководитель – Лютоев А.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний момент в транспортировке нефти в России существует множество проблем.

- Слабое развитие транспортной инфраструктуры;
- Изношенность российской трубопроводной инфраструктуры;
- Проблемы при строительстве трубопроводов в областях вечной мерзлоты, горных возвышенностей и водных преград.

Новые места разработки смещаются в направлении Крайнего Севера и вечной мерзлоты, что требует вариативного рассмотрения теплоизоляции нефти в трубопроводе от суровых условий внешней среды.

Для дальнейшего понимания темы потребуется ввести некоторые понятия. Теплоизоляцией называют элементы конструкции, уменьшающие потери тепла. Все теплоизоляционные покрытия состоят из основного теплоизоляционного слоя, деталей крепления и покровного защитного слоя. Теплоизоляционный слой выполняют из материалов, обладающих низкой теплопроводностью (асбест, минеральная и стеклянная вата и др.). Защитные покрытия делают из рулонных битумных материалов, металлических листов, синтетических пленок и др.

Температурное поле – это совокупность значений температур во всех точках рассматриваемого тела или части пространства в данный момент времени. Существует два температурных поля: стационарное и нестационарное

Тепловой поток – это количество теплоты, передаваемое в единицу времени (Q , Дж/с, Вт)

Целями данной работы являются:

- расчёт теплового потока через многослойную стенку трубопровода;
- расчёт температуры между отдельными слоями;
- построение графиков теплового потока и температуры.

Из закона теплопроводности Фурье (формула 1.1) мы получим формулу для теплоотдачи через однослойную стенку нефтепровода (формула 1.2):

$$Q = -\lambda \cdot \text{grad}(t) \cdot S \text{ – закон Фурье (1.1)}$$

$$Q = -\lambda \cdot \frac{dt}{dr} \cdot S = -\lambda \cdot \frac{dt}{dr} \cdot 2\pi l \text{ – тепловой поток для плоской цилиндрической стенки}$$

Разделяя переменные, получим:

$$dt = -\frac{Q}{2\pi\lambda l} \cdot \frac{dr}{r}$$

Интегрируя данное уравнение в пределах от t_1 до t_2 и от r_1 до r_2 при $\lambda = \text{const}$, получим:

$$\int_{t_1}^{t_2} dt = -\frac{Q}{2\pi\lambda l} \cdot \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r}$$

$$t_2 - t_1 = \frac{Q}{2\pi\lambda l} \cdot \ln \frac{r_2}{r_1}$$

$$Q = \frac{2\pi\lambda l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{r_2}{r_1}}$$

Поскольку $\frac{r_2}{r_1} = \frac{d_2}{d_1}$, получим закон Фурье для однослойной цилиндрической стенки:

$$Q = \frac{2\pi\lambda l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{d_2}{d_1}} \quad (1.2)$$

Из формулы для однослойной стенки выведем формулу для многослойной стенки (1.3)
Для многослойной (3 слоя) стенки справедлива система:

$$\begin{cases} Q_1 = \frac{2\pi\lambda_1 l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{d_2}{d_1}} \\ Q_2 = \frac{2\pi\lambda_2 l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{d_3}{d_2}} \\ Q_3 = \frac{2\pi\lambda_3 l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{d_4}{d_3}} \end{cases}$$

$$t_1 - t_4 = \frac{Q}{2\pi l} \cdot \left(\frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\lambda_3} \cdot \ln \frac{d_4}{d_3} \right)$$

$$Q = \frac{2\pi l (t_1 - t_4)}{\left(\frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\lambda_3} \cdot \ln \frac{d_4}{d_3} \right)}$$

$$Q = \frac{2\pi l (t_1 - t_4)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}} \text{ – уравнение теплового потока для многослойной стенки (1.3)}$$

Переходим к решению задачи. Рассмотрим систему нефть-трубопровод-окружающая среда (воздух). Протекающая в трубопроводе нефть с температурой t_n , °С, передает теплоту через цилиндрическую стенку определенной толщины окружающему воздуху с температурой $t_{вх}$, °С (см. рис. 1).

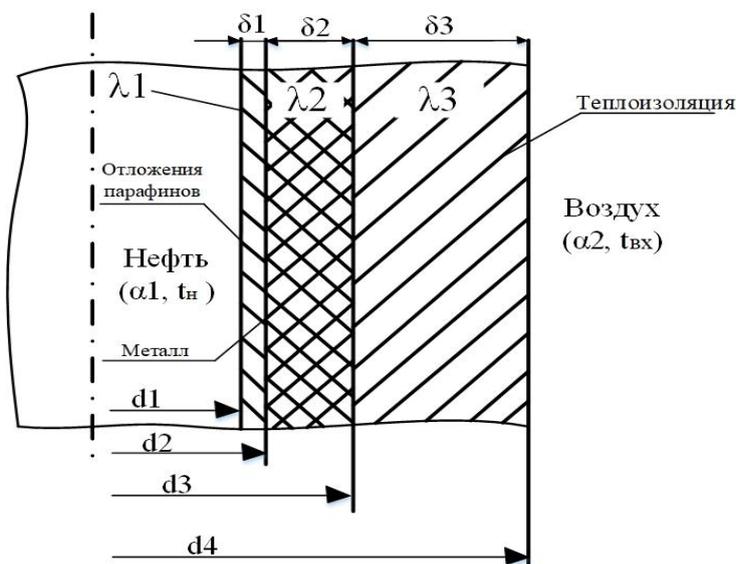


Рисунок 1 – Схема трёхслойной цилиндрической стенки

Используя исходные данные из таблицы 1:

1. Рассчитаем тепловой поток Q , Вт, проходящий через 1 м длины трубы (по оси) для следующих случаев:

а) гладкая, совершенно чистая труба диаметром d_3 и толщиной δ_2 , изготовленная из металла марки сталь 20:

б) труба по пункту (а), но со слоем парафина толщиной δ_1 , со стороны нефти;

в) труба по пункту (б), но со стороны воздуха покрытая слоем тепловой изоляции толщиной δ_3 .

2. Рассчитаем температуры между отдельными слоями трубы (по п. 1).

3. Построим графики изменения теплового потока в зависимости от толщины слоя парафина и теплоизоляции, а также графики изменения температуры между слоями.[1]

Таблица 1 – Исходные данные

Исходные данные для расчётов				
№	Параметр	Условное обозначение	Единицы измерения	Значение
1	Наружный диаметр трубы	d_3	м	0,159
2	Толщина стенки трубы	δ_2	м	0,006
3	Температура нефти	t_n	°С	80
4	Температура воздуха	t_v	°С	-20
5	Коэффициент теплоотдачи от нефти к внутренней поверхности трубы	α_1	Вт/(м ² ·К)	100
6	Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубы к воздуху	α_2	Вт/(м ² ·К)	10
7	Толщина слоя парафина	δ_1	м	0,01
8	Толщина слоя теплоизоляции	δ_3	м	0,05
9	Коэффициент теплопроводности парафина	λ_1	Вт/(м·К)	0,12
10	Коэффициент теплопроводности стали	λ_2	Вт/(м·К)	45
11	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции	λ_3	Вт/(м·К)	0,03

Рассчитаем тепловой поток Q , Вт, проходящий через 1 м длины трубы. Формула примет следующий вид (2.1):

$$Q = \frac{2\pi(t_n - t_{ex})}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_{внутр}} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_{внеш}}} \quad (2.1)$$

В формуле 2.1 также были учтены коэффициенты теплоотдачи нефти и воздуха, которых не было в выведенной формуле 1.3.

Для гладкой трубы (1.а) получаем:

$$Q_1 = \frac{2\pi(t_n - t_{ex})}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_3}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot (80 - (-20))}{\frac{1}{100 \cdot 0,127} + \frac{1}{45} \cdot \ln \frac{0,159}{0,147} + \frac{1}{10 \cdot 0,159}} = 885,69 \text{ Вт}$$

Для трубопровода со слоем парафина (1.б):

$$Q_2 = \frac{2\pi(t_n - t_{ex})}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_3}} =$$

$$= \frac{2 \cdot 3,14 \cdot (80 - (-20))}{\frac{1}{100 \cdot 0,127} + \frac{1}{0,12} \cdot \ln \frac{0,147}{0,127} + \frac{1}{45} \cdot \ln \frac{0,159}{0,147} + \frac{1}{10 \cdot 0,159}} = 325,87 \text{ Вт}$$

Для трубопровода со слоями парафина и теплоизоляции (1.в):

$$Q_3 = \frac{2\pi(t_n - t_{ex})}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\lambda_3} \cdot \ln \frac{d_4}{d_3} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_4}} =$$

$$= \frac{2 \cdot 3,14 \cdot (80 - (-20))}{\frac{1}{100 \cdot 0,127} + \frac{1}{0,12} \cdot \ln \frac{0,147}{0,127} + \frac{1}{45} \cdot \ln \frac{0,159}{0,147} + \frac{1}{0,03} \cdot \ln \frac{0,259}{0,159} + \frac{1}{10 \cdot 0,259}} = 35 \text{ Вт}$$

Далее рассчитаем температуры между отдельными слоями трубопровода. Формула расчёта имеет следующий вид (2.2):

$$t_i = t_{i-1} - Q \cdot \frac{1}{2\pi\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} \quad (2.2)$$

Температура на границе парафин-трубопровод(металл):

$$t_n = t_n - Q \frac{1}{2\pi\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} = 80 - \left(\frac{35}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,12} \right) \cdot \ln \frac{0,147}{0,127} = 73,21 \text{ }^\circ\text{C}$$

На границе трубопровод-теплоизоляция:

$$t_m = t_n - Q \frac{1}{2\pi\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} = 73,21 - \left(\frac{35}{2 \cdot 3,14 \cdot 45} \right) \cdot \ln \frac{0,159}{0,147} = 73,2 \text{ }^\circ\text{C}$$

На границе теплоизоляция-воздух:

$$t_{мен.л} = t_m - Q \frac{1}{2\pi\lambda_3} \cdot \ln \frac{d_4}{d_3} = 73,2 - \left(\frac{35}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,03} \right) \cdot \ln \frac{0,259}{0,159} = -17,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

На основе полученных значений строим графики зависимостей теплового потока от толщин теплоизоляционного слоя и слоя парафина (рисунки 2 и 3), а также график распределения температуры внутри трёхслойной стенки (рисунок 4).

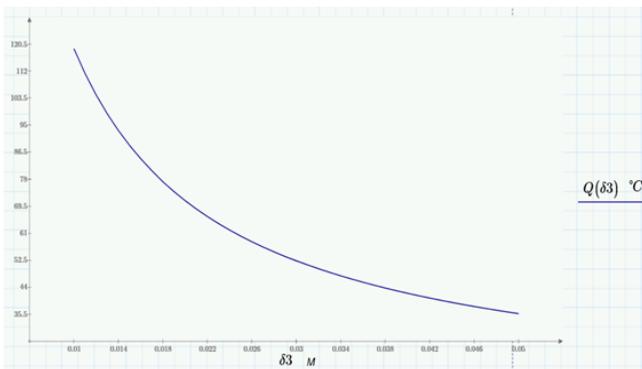


Рисунок 2 – Зависимость теплового потока от толщины теплоизоляции

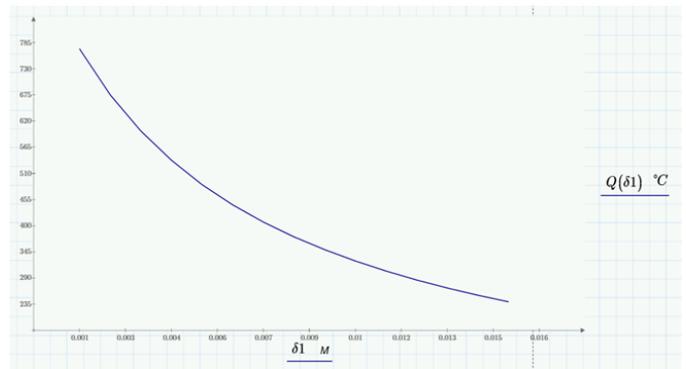


Рисунок 3 – Зависимость теплового потока от толщины слоя парафина

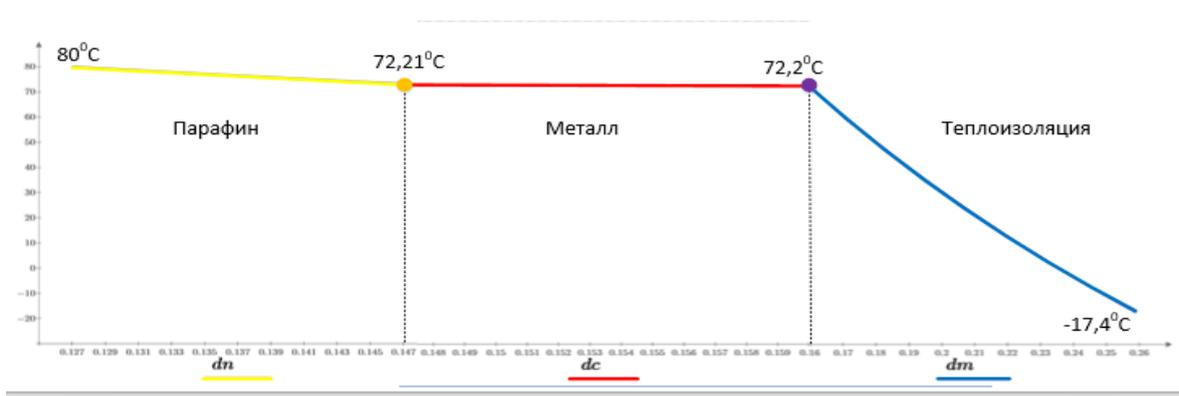


Рисунок 4 - График распределения температур внутри стенки

На основе полученных расчетов и построенных графиков были получены следующие выводы:

С увеличением толщины теплоизоляции значительно понижается тепловой поток. Данная зависимость поможет определить оптимальную толщину теплоизоляционного слоя при транспортировке нефти и газа в условиях низких температур.

Зная температуру застывания нефти и температуру окружающей среды, можно подобрать такое теплоизоляционное покрытие, которое будет поддерживать оптимальную температуру для транспортировки нефти.

Библиографический список:

1. Теоретические основы тепломеханики. Тепломассообмен: учебное пособие /М. Е. Орлов; Ульяновский гос. техн. ун-т. – Ульяновск : УлГТУ, 2013. – 204 с.

УДК 669.18:001.891.54

Изучение распределения температуры по блокам футеровки для стенки агрегата ковш-печь

Беззуб А.А.

Научный руководитель - Болонов Н.И.

ГОУ ВПО «Донецкий национальный технический университет», г. Донецк, ДНР

Введение. Агрегат ковш-печь является незаменимым агрегатом в цепочке технологических процессов внепечной обработки стали. АКП работает с агрессивной средой, а также при высоких температурах и давлении и служит для доводки стали по химическому составу и температуре. В нем проводятся следующие операции:

- легирование,
- десульфурация,
- гомогенизация,
- вакууммирование и др.

Продувка, также называемая барботажем, расплава металла, находит в современной металлургии все более широкое применение. С ее помощью можно быстро перемешать металл для достижения его однородности по составу и температуре по всему объему ковша. Возникающие в агрегате гидродинамические и теплофизические процессы недостаточно изучены, а это в свою очередь приводит к выбору неверных дутьевых режимов, а, следовательно, и к снижению качества стали. Именно поэтому изучение характера гидродинамических и тепловых потоков при перемешивании расплава представляет большой интерес для металлургов [1].

Несмотря на широкое применение АКП существует ряд проблем, решение которых существенно влияет на качество металла и износостойкость самого агрегата. Решение этих проблем путем лабораторного или промышленного эксперимента неэффективно и затратно.

Целью данной работы является изучение АКП с помощью численного моделирования.

Постановка задачи. В представленной работе рассматривается ковш-печь Енакиевского металлургического завода. От завода были получены следующие входные данные, представленные в таблице 1 и на рис. 1 и 2.

Таблица 1 □ Исходные заводские данные

Высота АКП, м	4,010
Радиус, м	3,660
Толщина рабочей футеровки, м	0,170
Диаметр электродов, м	0,45
Распад электродов, м	0,85
Начальная температура металла, К	1850
Режим продувки	Обе фурмы
Средний газорасход, м ³ /ч	30
Время прогонки, с	2700

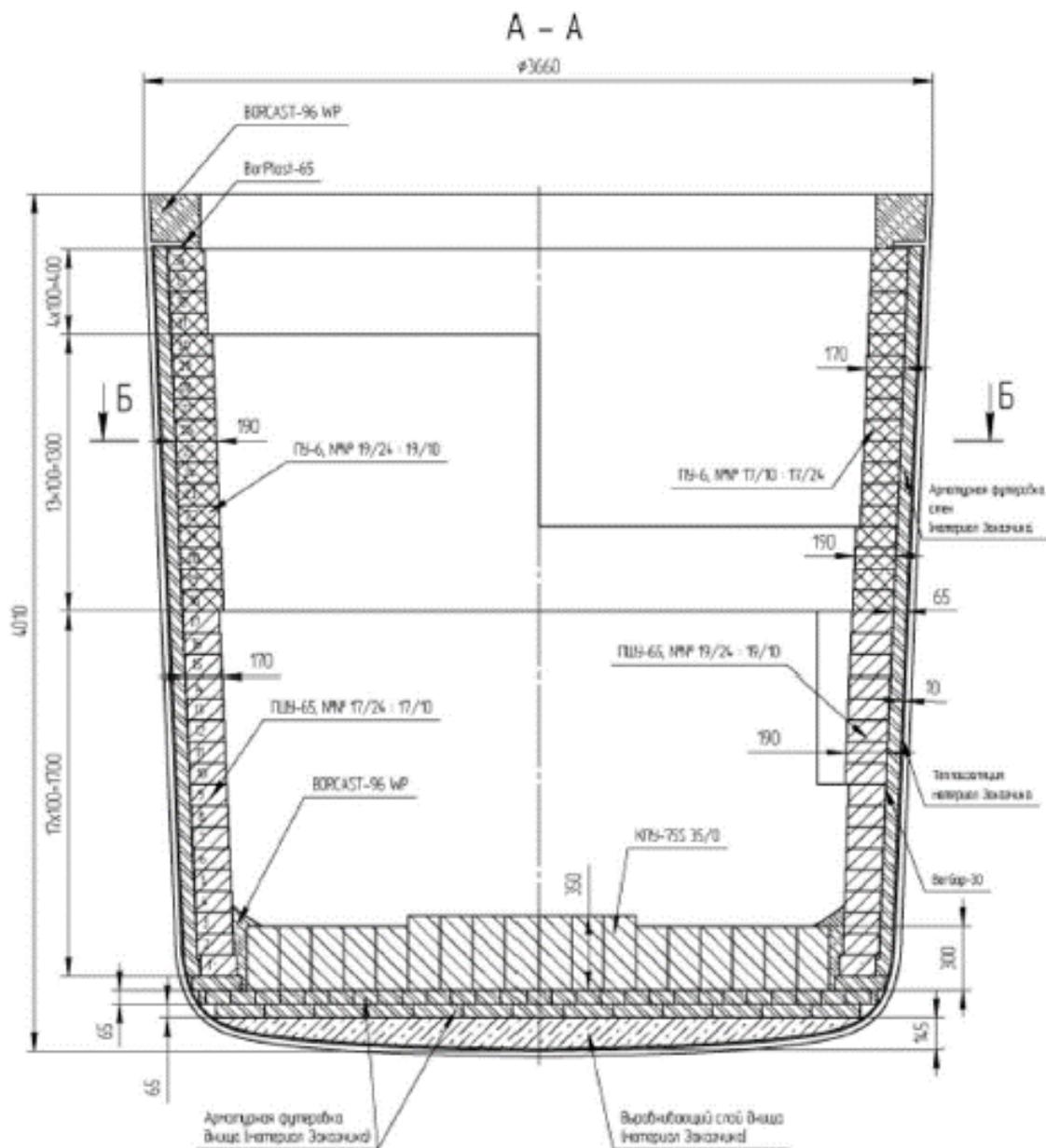


Рисунок 1 □ Схема АКП

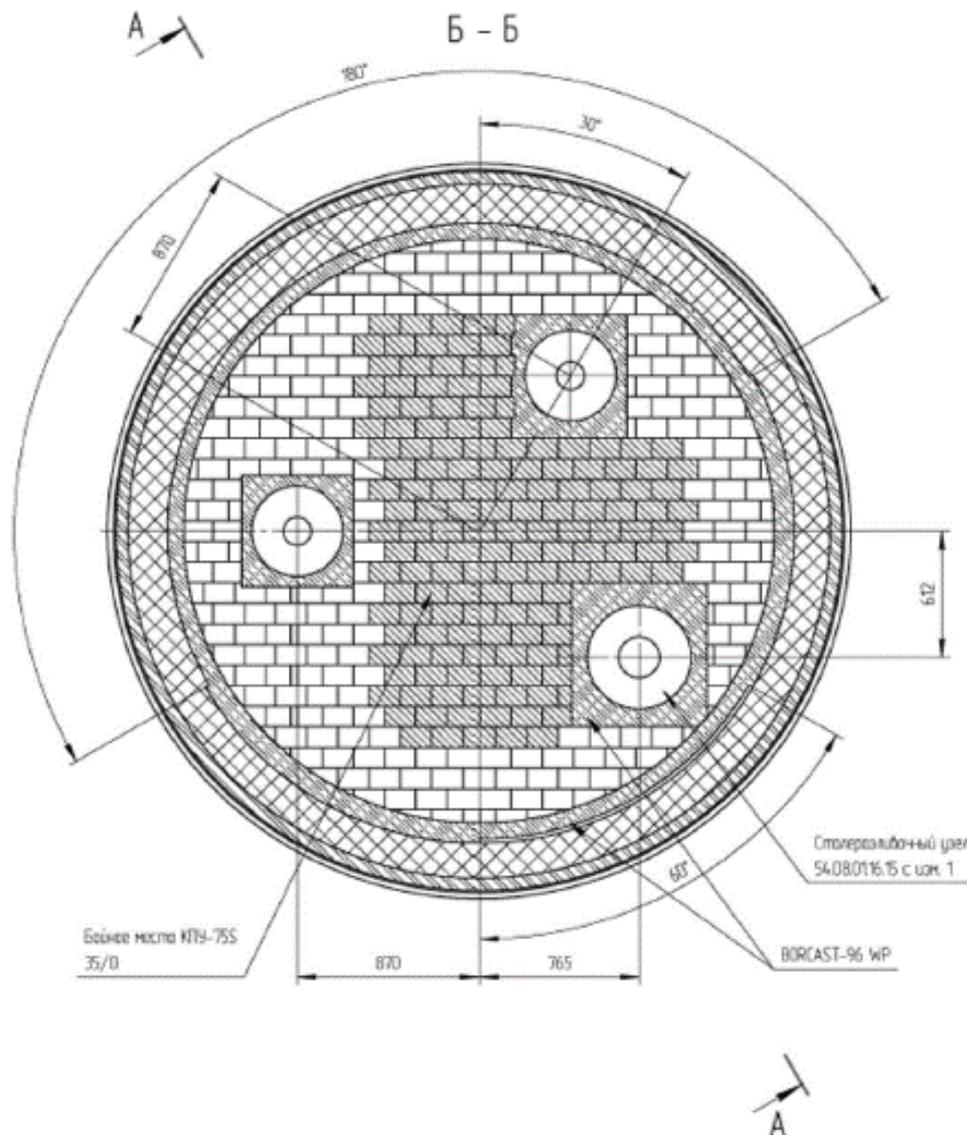


Рисунок 2 □ Схема расположения продувочных устройств

На этапе изучения ковша-печи исследуемым объектом является стенка ковша, а если быть точнее □ футеровочный слой по оси Z (по высоте), он представлен на рис. 1 в виде блоков с нумерацией от 1 до 34.

Для упрощения моделирования, по причине симметричности формы АКП, исследование производилось в плоскости двумерного пространства, называемой вертикалью. Смещение вертикали производилось по часовой стрелке с шагом в 30 градусов. Начальное положение вертикали представлено на рис. 3. По результатам одной прогонки мы можем исследовать футеровочный слой только в местах пересечения вертикали и стенки ковша.

Для численной реализации представленной модели АКП был разработан разностный метод расчета для решения системы двумерного нелинейного дифференциального уравнения теплопроводности в частных производных. А так же был построен вычислительный алгоритм, численно реализующий математическую модель на основе конечно-разностной аппроксимации по явной схеме, представленный в работе [2].

По истечению одного цикла прогонки модели (45 мин) производилось изучение температуры. В результате прогонки мы получили ряд физических значений, а именно распределение температуры по блокам футеровочного слоя, см. рис. 4.

Для визуализации полученных результатов произведено масштабирование путем вычета определенного значения температуры, которое составило 1269 °С. Для удобства построения гистограмм не учитывались значения температур первого и второго ряда блоков, так они находятся глубоко в футеровочном слое на дне ковша и их теплотери минимальны.

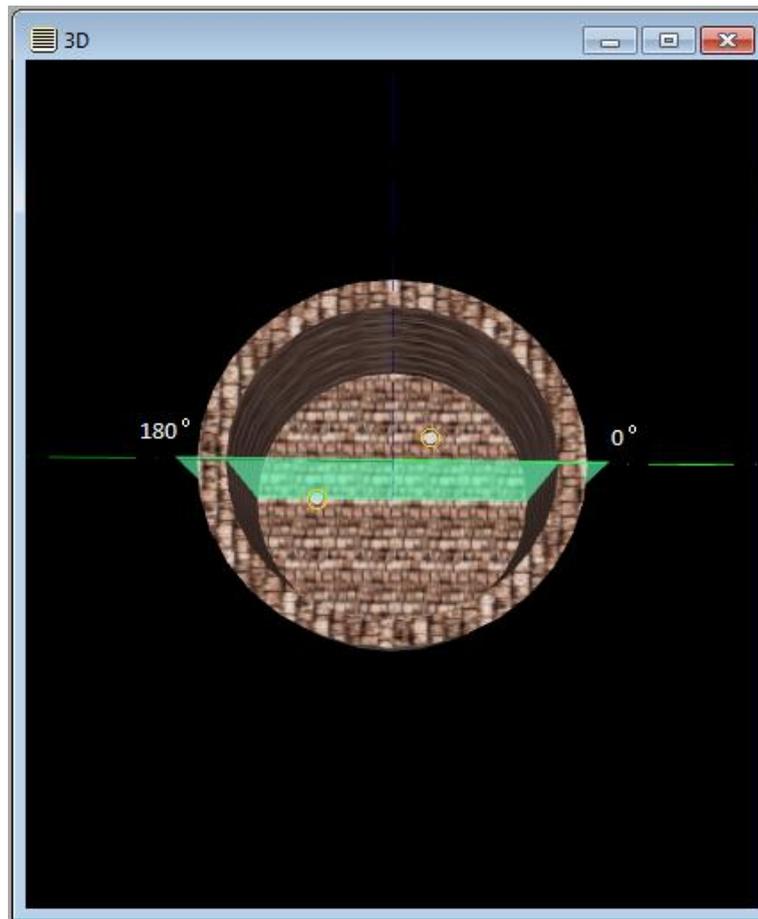


Рисунок 3 □ Стартовое положение вертикали

Блоки Фитероски	Положение вертикали, град.											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
34	3,5939	3,5939	3,5939	3,5939	3,5939	3,5939	2,4446	2,4446	2,4446	2,4446	2,4446	2,4446
33	3,9686	3,9686	3,9686	3,9686	3,9686	3,9686	3,4292	3,4292	3,4292	3,4292	3,4292	3,4292
32	3,6238	3,6238	3,6238	3,6238	3,6238	3,6238	3,4456	3,4456	3,4456	3,4456	3,4456	3,4456
31	3,0748	3,0748	3,0748	3,0748	3,0748	3,0748	3,0801	3,0801	3,0801	3,0801	3,0801	3,0801
30	2,5726	2,5726	2,5726	2,5726	2,5726	2,5726	2,691	2,691	2,691	2,691	2,691	2,691
29	2,147	2,147	2,147	2,147	2,147	2,147	2,8428	2,8428	2,8428	2,8428	2,8428	2,8428
28	1,7899	1,7899	1,7899	1,7899	1,7899	1,7899	2,0247	2,0247	2,0247	2,0247	2,0247	2,0247
27	1,515	1,515	1,515	1,515	1,515	1,515	1,7408	1,7408	1,7408	1,7408	1,7408	1,7408
26	1,3289	1,3289	1,3289	1,3289	1,3289	1,3289	1,4907	1,4907	1,4907	1,4907	1,4907	1,4907
25	1,2136	1,2136	1,2136	1,2136	1,2136	1,2136	1,2713	1,2713	1,2713	1,2713	1,2713	1,2713
24	1,1474	1,1474	1,1474	1,1474	1,1474	1,1474	1,0704	1,0704	1,0704	1,0704	1,0704	1,0704
23	1,1078	1,1078	1,1078	1,1078	1,1078	1,1078	0,8801	0,8801	0,8801	0,8801	0,8801	0,8801
22	1,0715	1,0715	1,0715	1,0715	1,0715	1,0715	0,6857	0,6857	0,6857	0,6857	0,6857	0,6857
21	1,0209	1,0209	1,0209	1,0209	1,0209	1,0209	0,4904	0,4904	0,4904	0,4904	0,4904	0,4904
20	0,9641	0,9641	0,9641	0,9641	0,9641	0,9641	0,4525	0,4525	0,4525	0,4525	0,4525	0,4525
19	0,956	0,956	0,956	0,956	0,956	0,956	0,7817	0,7817	0,7817	0,7817	0,7817	0,7817
18	0,8624	0,8624	0,8624	0,8624	0,8624	0,8624	1,2987	1,2987	1,2987	1,2987	1,2987	1,2987
17	0,7993	0,7993	0,7993	0,7993	0,7993	0,7993	1,8942	1,8942	1,8942	1,8942	1,8942	1,8942
16	0,9074	0,9074	0,9074	0,9074	0,9074	0,9074	2,8225	2,8225	2,8225	2,8225	2,8225	2,8225
15	1,0392	1,0392	1,0392	1,0392	1,0392	1,0392	2,7111	2,7111	2,7111	2,7111	2,7111	2,7111
14	1,1094	1,1094	1,1094	1,1094	1,1094	1,1094	2,9939	2,9939	2,9939	2,9939	2,9939	2,9939
13	1,1467	1,1467	1,1467	1,1467	1,1467	1,1467	3,2279	3,2279	3,2279	3,2279	3,2279	3,2279
12	1,2096	1,2096	1,2096	1,2096	1,2096	1,2096	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455
11	1,3619	1,3619	1,3619	1,3619	1,3619	1,3619	3,6249	3,6249	3,6249	3,6249	3,6249	3,6249
10	1,6521	1,6521	1,6521	1,6521	1,6521	1,6521	3,7754	3,7754	3,7754	3,7754	3,7754	3,7754
9	1,9497	1,9497	1,9497	1,9497	1,9497	1,9497	3,9187	3,9187	3,9187	3,9187	3,9187	3,9187
8	2,2246	2,2246	2,2246	2,2246	2,2246	2,2246	4,0741	4,0741	4,0741	4,0741	4,0741	4,0741
7	2,4693	2,4693	2,4693	2,4693	2,4693	2,4693	4,2518	4,2518	4,2518	4,2518	4,2518	4,2518
6	2,8644	2,8644	2,8644	2,8644	2,8644	2,8644	4,4433	4,4433	4,4433	4,4433	4,4433	4,4433
5	2,851	2,851	2,851	2,851	2,851	2,851	4,6536	4,6536	4,6536	4,6536	4,6536	4,6536
4	3,2283	3,2283	3,2283	3,2283	3,2283	3,2283	4,9491	4,9491	4,9491	4,9491	4,9491	4,9491
3	4,1909	4,1909	4,1909	4,1909	4,1909	4,1909	5,5892	5,5892	5,5892	5,5892	5,5892	5,5892
2	7,3942	7,3942	7,3942	7,3942	7,3942	7,3942	8,1535	8,1535	8,1535	8,1535	8,1535	8,1535
1	18,642	18,642	18,642	18,642	18,642	18,642	18,039	18,039	18,039	18,039	18,039	18,039

Рисунок 4 □ Остаточные значения температур по истечению одной прогонки

Детально изучив полученные данные становится ясно, что максимальное сохранение значений температуры приходится на дно ковша, а также на нижнюю и верхнюю части стенки ковша. Однако в районе 20-21 блоков при положении вертикали от 180° до 330° наблюдаются теплопотери [3]. Основываясь на результатах эксперимента, мы можем сделать вывод, что в этих местах будет наблюдаться максимальное истощение стенки ковша. Это явление можно охарактеризовать с помощью теплообмена, более тонкий слой удерживает меньшее количество тепла [4].

Выводы. С помощью численного моделирования было исследовано тепловое состояние футеровочного слоя стенки агрегата ковш-печь, физические параметры которого были представлены специалистами Енакиевского металлургического завода. В ходе моделирования было выявлено предположительное место истощения футеровочного слоя, что требует дальнейшего изучения и подтверждения на практике.

Библиографический список:

1. Белоусов В. В. Численное моделирование процессов перемешивания при продувке ванны агрегата «ковш-печь» / В. В. Белоусов, Е. И. Куликов, В. Ф. Комаров // Математичне моделювання. – 2007. – № 2 (17). – С. 61-63
2. Беззуб А.А., Белоусов В.В., Недопёкин Ф.В., Бондаренко В.И., Бодряга В.В. Моделирование гидродинамических и теплофизических процессов в агрегате ковш-печь./ Беззуб А.А., Белоусов В.В. и др. // Вестник Донецкого национального университета. Серия Г: Технические науки. – 2020. – № 3. – С. 66-71.
3. Филиппов С.И. Развитие учения о кинетике сталеплавильных процессов в СССР. Металлургия СССР (1917-1957) / С.И.Филиппов. – М.: Металлургия, 1958. – Ч. 1. – С. 360-380.
4. Крайнов А.Ю., Моисеева К.М. Конвективный теплоперенос и теплообмен : учеб. Пособие. □ Томск :STT, 2017. - 80 с.

УДК 665.61.002.611.001.57:51

Математические методы для оценки фракционного состава нефти и получаемых на её основе нефтепродуктов

Белинов М.С., Червочкин М.А., Соловьев В.В.

Научный руководитель — Соловьев В.В.

Россия, Ярославль,

ФГБОУ ВО Ярославский государственный технический университет, г. Ярославль

Современные аналитические данные и многочисленные прогнозы показывают, что, несмотря на постоянное увеличение в общем объеме мировой добычи и переработки нефти, доля тяжелых нефти, которые характеризуются сравнительно низким содержанием светлых фракций, в настоящее время и в будущем будет неуклонно возрастать. Решение проблемы переработки такого углеводородного сырья может быть связано с постепенным проникновением нефтеперерабатывающих предприятий в область нефтехимического производства, а именно в область основного органического и нефтехимического синтеза (ОО и НХС). В этом случае на установках ОО и НХС, которые можно разместить на традиционных предприятиях нефтепереработки (НПЗ) будет образовываться большое число разнообразных химических продуктов. Многие из них будут являться потенциальными компонентами моторных и котельных топлив, а также базовыми и промежуточными продуктами ОО и НХС. В результате этого, традиционные нефтепереработчики могут иметь значительно большую (по сравнению с чисто химическими компаниями) гибкость в отношении переработки вязкого и тяжелого вида углеводородного сырья. При этом, в зависимости от использования доступных сортов тяжелой нефти, сезонного спроса на неё и других факторов, они могут перерабатывать эти углеводородные источники в разнообразные продукты органического синтеза. К ним, как правило, относятся всевозможные виды сырья для органического синтеза: прямогонный бензин, керосин, дизельное топливо, газойль, мазут или их смеси с различным соотношением компонентов.

Решение задачи комплексной переработки различных видов тяжелых нефти за счет процессов

ОО и НХС вероятно даст возможность не только расширить сырьевую базу традиционных продуктов нефтехимии, но и позволит получить принципиально новые соединения, ранее не производящиеся и не применявшиеся в промышленном органическом синтезе.

Однако на практике решение этой задачи в первую очередь должно быть связано с потребностью в определении свойств товарных тяжелых нефти и нефтяных полупродуктов, изменивших свой состав в результате той или иной технологической операции, связанной с ОО и НХС.

В настоящей статье предлагается простая и доступная методика прогнозирования фракционного состава нефти и нефтепродуктов с помощью математической теории обработки экспериментальных данных [1,2].

Идея метода состоит в подборе эмпирических формул, описывающих семейство экспериментальных характеристик фракций нефти, выкипающих при различных температурах (кривых разгонки). Эти формулы содержат в качестве переменных величин температуру кипения и процент отгона, а в качестве параметра — плотность нефтепродукта и могут быть легко аналитически выражены уравнением вида

$$y = f(x, d) \quad (1)$$

где y — процент отгона;

x — температура кипения;

d — плотность нефтяной фракции.

Уравнение (1) определяет семейство кривых разгонки. При этом каждой из этих кривых соответствует определенное значение параметра d .

Фактическое определение зависимости вида (1) может быть проведено следующим образом [1]. Для нескольких значений $d(d=d_1, d_2, d_3, \dots)$, охватывающих все имеющиеся опытные величины этого параметра, можно получить ряд однотипных эмпирических формул вида:

$$\begin{aligned} y_1 &= f(x, a_1, b_1, c_1, \dots, d_1); \\ y_2 &= f(x, a_2, b_2, c_2, \dots, d_2); \end{aligned} \quad (2)$$

где a_1, b_1, c_1, \dots — параметры, определяемые известными методами при построении эмпирических зависимостей.

Затем по точкам $M_x(d_x, a_x), M_2(d_2, a_2), \dots, M(d_n, b_n)$, получают уравнение функций

$$a = a(d), b = b(d), \dots,$$

что дает искомую аналитическую зависимость [2,3]

$$y = f[x, a(d), b(d), \dots] = f(x, d). \quad (3)$$

В дальнейшем полученное данным путем аналитическое выражение (3) было использовано для описания экспериментально полученных характеристик кривых разгонки фракций нефти, выкипающих при различных температурах.

Это связано с тем, что один из существующих методов анализа нефти основан на построении кривых разгонки, соответствующих нескольким определенным значениям температур отбора из всего температурного интервала. В свою очередь, применение формулы (3) позволит получать значения температур разгонки в первом приближении для любой температуры отбора в имеющемся интервале, если известна плотность нефтяной фракции. Таким образом, знание конкретного вида зависимости (3) для ряда нефти, по-видимому, может быть использовано при прогнозировании свойств отдельных фракций вязких и тяжелых нефти.

В ходе дальнейших практических исследований, которые проводились в рамках договорной работы с ЗАО «Ярославские масла и смазки» в качестве базового образца тяжелой нефти была исследована цистерна с 55 тоннами туймазинской нефти фаменского яруса (владелец ЗАО «Ярославские масла и смазки»). В табл.1 приведены характеристики фракций, выкипающих до 200 °С и оптимизированные данные разгонки этой нефти на установке АРН-2.

Основные характеристики фракций туймазинской нефти фаменского яруса, выкипающие до 200°С

Таблица 1 - Основные характеристики фракций туймазинской нефти фаменского яруса

Температура отбора, °С	Плотность нефтяной фракции, d_{4}^{20}	Фракционный состав, °С		
		t_{10}	t_{50}	t_{90}
н. к.—150	0,7067	71	106	143
н. к.—170	0,7202	76	119	158
н. к.—190	0,7282	79	128	174
н. к.—200	0,7312	81	135	185

Далее для упрощения расчетов, авторами работы рассматривалась не вся кривая разгонки, а ее основной участок (10—90%). С достаточной для первого приближения точностью этот отрезок может быть аппроксимирован линейной функцией вида [2,3]

$$y = ax + b. \quad (4)$$

Для всех четырех фракций методом наименьших квадратов [2] были получены четыре эмпирические формулы (2):

$$y_1 = 1,12x - 72;$$

$$y_2 = 0,96x - 67;$$

$$y_3 = 0,89x - 61;$$

$$y_4 = 0,78x - 56.$$

Которые далее достаточно точно были аппроксимированы при помощи сравнительно простой формулы (3).

Предварительно, согласно предложенной методике по данным таблицы 1 были найдены функции $a(d)$ и $b(d)$ с помощью метода наименьших квадратов [1]:

$$a(d) = -9046,7d^2 + 13235d - 4274,3; \quad (5)$$

$$b(d) = 9,46d - 16,24d^3. \quad (6)$$

После подстановки выражений (5) и (6) в уравнение (3) было получено искомое соотношение для семейства кривых туймазинской нефти фракционного состава в виде

$$y_3 = (9,46d - 16,24d^3)t - 9046,7d^2 + 13235d - 4274,3. \quad (7)$$

В таблице 2 приведены отклонения величины отгона, рассчитанные по формуле (7), от экспериментальных данных для всех фракций. Отклонения определялись при температурах 100, 120 и 140°С.

Таблица 2 - Отклонения величины отгона

№ п/п	Температура, t °С	Величина отгона, %		Отклонение, %
		$U_{\text{выч.}}$	$U_{\text{эксп}}$	
1	100	46	46	0
	120	68	68	0
	140	92	91	1
2	100	32	34	-2
	120	53	54	-1
	140	73	75	-2
3	100	27	28	-1
	120	45	46	-1
	140	620	64	-2
4	100	26	25	1
	120	41	40	1
	140	57	55	2

Средняя погрешность (для всех проверенных случаев) составила 1,2-1,3 %. Как видно из табл. 2, общая погрешность не превышала 2% от доли отгона. При учете того, что допустимая погрешность измерения фракционного состава определенная по стандартному ГОСТу (ГОСТ 51858-2002) составляет 1%, описанный метод может быть использован для приближенных расчетов состава тяжелых нефти.

В этой связи последующие исследования были направлены на прогнозирование свойств отдельных фракций нефти турнейского яруса Сосновского, Таныпского, Ново-запрудненского, Никольского и Сорочино-Карповского месторождений. В качестве одного из образцов тяжелой нефти в рамках договорных работ была исследована цистерна с сосновской нефтью турнейского яруса (владелец ЗАО «Ярославские масла и смазки»).

В табл. 3 представлены характеристики фракций сосновской нефти турнейского яруса [4].

Таблица 3 - Характеристики фракций сосновской нефти турнейского яруса

№ п/п	Температура отбора, °С	Плотность нефтяной фракции, d_{4}^{20}	Фракционный состав, °С			
			$t_{нк}$	t_{10}	t_{50}	t_{90}
1	30 – 160	0,7281	45	65	111	149
2	30 – 170	0,7324	48	67	117	163
3	30 – 180	0,7369	51	69	126	171
4	30 – 190	0,7419	54	72	132	185
5	30 - 200	0,7492	56	75	139	194

В этом случае кривая фракционного состава была аппроксимирована при помощи полинома второй степени

$$y = ax^2 + bx + c. \quad (8)$$

Далее с использованием метода наименьших квадратов были определены соответствующие уравнения для каждой кривой:

$$\begin{aligned} y_1 &= x^2 0,002646 + x 0,3464 - 21,94; \\ y_2 &= x^2 0,002164 + x 0,3926 - 23,82; \\ y_3 &= x^2 0,001464 + x 0,4354 - 25,46; \\ y_4 &= x^2 0,001161 + x 0,4618 - 27,42; \\ y_5 &= x^2 0,000846 + x 0,4674 - 29,16. \end{aligned} \quad (6)$$

Тем же методом находятся выражения $a(d)$, $b(d)$ и $c(d)$. Искомое уравнение семейства кривых разгонки

$$\begin{aligned} y_3 &= (1,1834 - 3,1214 d + 2,153 d^2) t^2 + (-97,617 + 262,29 d - 171,82 d^2) + \\ &+ 3423,5 - 8964,312 d + 5734 d^2. \end{aligned} \quad (10)$$

Таким образом, приведенные данные показывают, что предложенная методика в ряде случаев может быть использована для быстрого прогнозирования свойств отдельных фракций исследуемых вязких и тяжелых нефти.

Библиографический список:

1. Шалый, С.П. Курс вычислительных методов / С.П.Шалый. – Москва-Ижевск.: Издательство РХД, 2012. – 6390 с.
2. Зорин, А.В. Введение в прикладной статистический анализ в пакете R (Учебно-методическое пособие) / А.В.Зорин, М.А.Федоткин. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2010. - 50 с.
3. Колемаев, В.А. Теория вероятностей и математическая статистика: учебник 3-е издание, переработанное и дополненное / В.А.Колемаев, В.Н.Калинина. – М.: Издательство: Кнорус, 2017. – 376 с.
4. Павлова, С.Н. Новые нефти восточных районов СССР [Текст] : (Справочник) / С.Н. Павлова, З.В. Дриацкая, М.А. Мхчян и др. ; Под ред. С.Н. Павловой и З.В. Дриацкой. – М: Химия, 1967.- 669 с.

УДК 622:519.87

Математическое моделирование в горном деле

Боярченко Е.Е.

Научный руководитель – Мужикова А.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Горное дело – область практической деятельности человека, связанная с извлечением полезных ископаемых из недр Земли. Цель данного исследования – рассмотрение вопросов горного дела, решение которых связано с построением математической модели и ее реализацией.

Обычно под горным делом понимают добычу рудных полезных ископаемых, содержащих в качестве ценных компонентов металлы. Однако горная промышленность поставляет также большое количество нерудных и твердых горючих полезных ископаемых, таких, как ископаемый уголь, сера, калийная и каменная соли, строительные материалы, флюсы и многие другие виды минерального сырья (гидроминеральные (подземные минеральные и пресные воды); нерудные полезные ископаемые – строительные материалы (известняк, песок, глина и др.), строительные камни (гранит) и пр. ; камнесамоцветное сырье (яшма, родонит, агат, оникс, халцедон, чароит, нефрит и др.) и драгоценные камни (алмаз, изумруд, рубин, сапфир); горнохимическое сырье (апатит, фосфаты, минеральные соли, барит, бораты и др.)).

Рассмотрим задачу «Расчет разведочной горной выработки». Разведка сложных месторождений – это комплекс работ (буровых, геофизических, горных, геологических и т. д.), проводимых с целью определения промышленного значения месторождений полезных ископаемых, получивших положительную оценку в результате поисково-оценочных работ. Горная выработка – искусственная полость, сделанная в недрах земли или на поверхности. Подземные горные выработки, независимо от наличия непосредственного выхода на поверхность, имеют замкнутый контур поперечного сечения. Этапы расчета горной выработки могут быть следующими:

- определение временных рамок и рабочей силы;
- расчет площади поперечного сечения;
- определение прочности горных пород;
- расчет взрывчатых веществ;
- вычисление объема взорванных горных пород;
- расчет экономической целесообразности;
- составление сметы.

Перейдем к первому этапу. Речь пойдет о тайм-менеджменте и человеческих ресурсах

Например, основные необходимые для расчетов параметры имеют вид: 6 рабочих дней, по 3 смены в день, смена по 8 часов, в смене 6 рабочих, бурят шпуры по 1,5 м, коэффициент заполнения шпура 0,9, необходимо сделать разведочную выработку длиной 200 м. Из данного условия производим простейшие вычисления, получаем:

$$6 \cdot 3 = 18 \text{ (рабочих) нам потребуется;}$$

$$1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \text{ (м.) будут проходить за смену;}$$

$$200 : (1,35 \cdot 3) = 200 : 4,05 = 50 \text{ (рабочих дней) займет выработка.}$$

Перейдем ко второму этапу – вычислим площадь поперечного сечения выработки.

По ГОСТу формы поперечных сечений горизонтальных разведочных выработок делятся на трапециевидные и прямоугольно-сводчатые (рис. 1).

Построим математическую модель трапециевидной горной выработки, где подошва будет нижним основанием трапеции, кровля – верхнее основание, высота выработки – высота трапеции (рис. 2).

Рассчитаем площадь трапециевидной выработки. Эффективная площадь – это та площадь, которая необходима для перемещения, размещения оборудования и снаряжения называется площадью в свету. Определим необходимый размер (размер в свету). Например, необходимо

сделать выработку с высотой 2 м, кровлей 2 м и подошвой 3 м. Площадь трапеции вычисляется как полусумма оснований, умноженная на высоту (или средняя линия на высоту).

$$S_{св} = (2+3)/2 \cdot 2 = 5 \text{ (м}^3\text{)}.$$

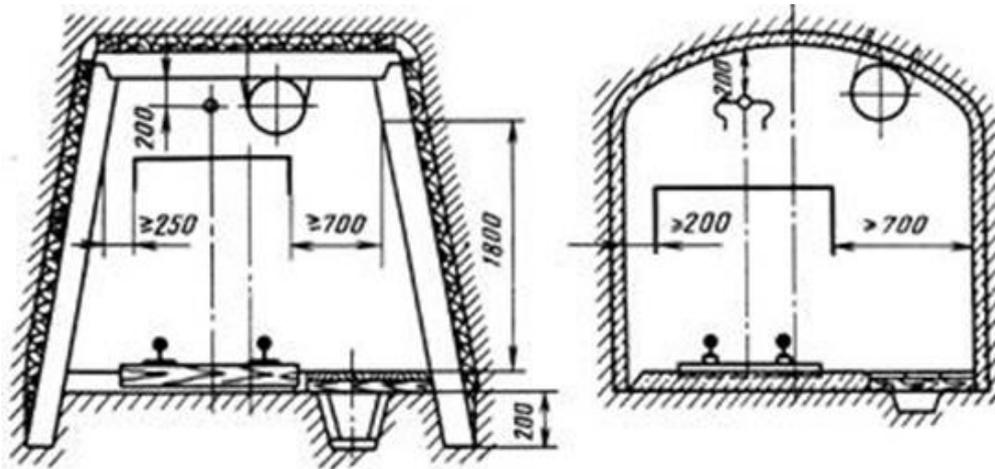


Рисунок 1 - Трапециевидные и прямоугольно-сводчатые формы поперечных сечений горизонтальных разведочных выработок

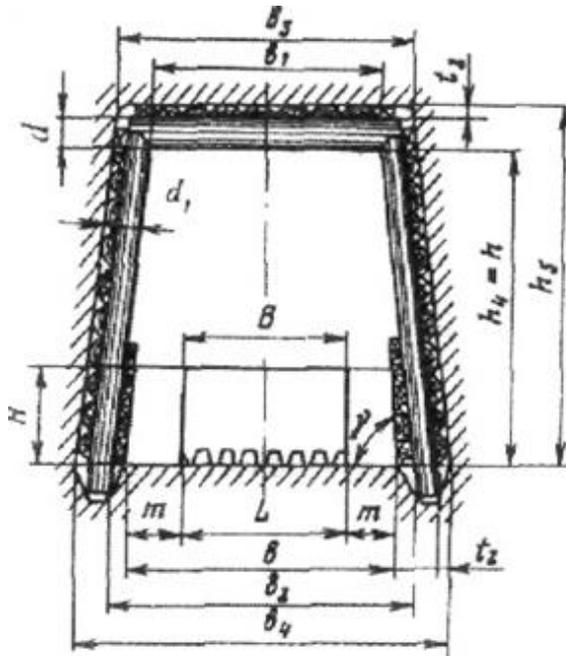


Рисунок 2 – Трапециевидная выработка

Так как площадь в свету не учитывает крепи, учтем деревянные крепи для выработки, получим площадь в черне (для выработки площадью 6 кв. м возьмем деревянную крепь диаметром 20см):

$$S_{чр} = (2,4+3,4)/2 \cdot 2,2 = 6,38 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Добавим погрешность, ведь горные породы взрываются неравномерно (случаются сколы, выбоины). Получим площадь в проходке $S_{пр} = 6,38 \cdot \mu$, где μ – коэффициент излишка сечения (обычно от 3 до 12%), в итоге площадь составит

$$S_{пр} = 6,38 \cdot 1,05 = 6,7 \text{ куб. м.}$$

Третьим этапом определим предел прочности горной породы, как отношение максимального давления при сжатии ($R_{сж}$) к площади испытываемого образца (F_0):

$$\sigma_{сж} = R_{сж}/F_0.$$

Для этого необходимо взять перфоратор с известными характеристиками и замерить за сколько времени он пройдет толщу породы. Например, один и тот же перфоратор может пройти 10 см за 30 мин или 30 см за 10 мин (в первом случае прочность выше, чем во втором).

В итоге горные породы классифицируют по пределу прочности, структуре, пористости, трещиноватости, текстуре и плотности, чтобы присвоить им трудность взрывания. Качество буровзрывных работ зависит от физико-механических свойств горных пород (их абразивности, вязкости, крепости, слоистости, трещиноватости), от качества, работоспособности и удельного расхода взрывчатых веществ. Эффективность работ по проходке выработки определяется также числом и глубиной шпуров, их расположением в забое, конструкцией заряда в шпуре.

Перейдем к четвертому этапу. Взрывчатку рассчитывают исходя из необходимой энергии и типа взрывчатки, выделенной организацией. Например, если организация выделила ТЭН, рассчитаем его кислородный баланс, обратимся к химии. Кислородный баланс (КБ) должен быть близок к нулю, чтобы исходящие вредные вещества свелись к минимуму. КБ так же не может быть в нуле, потому что тогда бумага, в которую завернуты взрывчатые вещества, не будет гореть.

КБ для ТЭНа равен -0,2. Размешаем его с аммиачной селитрой в пропорции 1:2 (т. к. КБ аммиачной селитры +0,1). На практике на 10 кг ТЭН придется примерно 20,1 кг селитры. КБ примерно равен нулю, инженеры вычисляют мощность взрыва, определяют заполнение шпура, исходящие газы, выбирают вентиляцию.

Пятым этапом определим объем щебня, который будет вывозиться на вагонетках. Объем горных пород, превращенных под действием взрыва в камни рассчитывают по обычной формуле объема – $S \cdot l$ на длину. В нашем случае, $6,7 \text{ м}^2 \cdot 200 \text{ м} = 1340 \text{ м}^3$. Исходя из этих данных, а так же площади поперечного сечения и размера рельс подбираем нужную вагонетку и их количество.

Шестой этап – самый важный. Расчет экономической целесообразности – учет издержек, налогов, погрешностей, рентабельности и срока окупаемости. Экономисты стараются ответить на вопрос: стоит ли разрабатывать данное месторождение? Предприятия не редко работают на перспективу, ведь верят в прогнозируемую окупаемость. Нередко они закрываются – падает спрос, меняется налоговая документация, заканчивается аренда и т. д.

Седьмой этап – подводящий. Когда осталось лишь начать, нужно написать список покупок. Опять же – оценить расходы для шестого этапа. Смета – это финансовый документ, который дает возможность со значительной долей точности и детализировано определить стоимость выполнения тех или иных работ.

Составление сметы – стандартная процедура для всех проектов. Все берется с запасом, например, если в смене 2 бурильщика, т.е. необходимо 2 перфоратора. В смету заносится 3, 1 запасной. Взрывчатые вещества нужно брать с запасом в 5%, униформу нужно взять на каждого рабочего, топливо так же с запасом в 5%.

В технических специальностях, в том числе в горном деле, не обойтись без точных наук. Так, чтобы выполнить базовую задачу горного дела – проведение горно-разведочной выработки, необходимо обратиться к физике, химии и математике.

В своем докладе я показал те вопросы, в которых используется элементарная математика. Но я надеюсь, что по мере изучения профессиональных дисциплин и высшей математики я буду разбираться и в более сложных вопросах математического моделирования в горном деле.

Библиографический список:

1. Бова Ю. С. Проходчик горных выработок : учеб. для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве / Ю. С. Бова, Г. Н. Сафонов. М. :Недра, 1989. 414 с.
2. Брылов, С. А. Горно-разведочные и буровые работы : учеб. для вузов / С. А. Брылов, Л. Г. Грабчак, И. И. Комащенко. М. : Недра, 1989. 287 с.
3. Булычев, Н. С. Механика подземных сооружений / Н. С. Булычев. М. : Недра, 1982. 270 с.
4. Городниченко, В. И. Основы горного дела : учеб. для вузов /В. И. Городниченко, А. П. Дмитриев. М. : Горная книга, МГУ, 2008. 464 с.
5. Грабчак, Л. Г. Горноразведочные работы : учеб. для вузов /Л. Г. Грабчак [и др.] ; под ред. Л. Г. Грабчака. М. : Высш. шк., 2003. 661 с.

УДК 519.2:622.3

Планирование эксперимента в научных исследованиях

Бурмистрова Д.Д.

Научный руководитель – Мотрюк Е.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Планирование и решение большинства экспериментальных задач в нефтяной промышленности формулируются как экстремальные; к ним относятся определение оптимальных условий процесса, оптимального состава композиции и т.д. Планирование эксперимента для решения таких задач позволяет найти оптимальное расположение точек в факторном пространстве и осуществить линейное преобразование координат, благодаря чему обеспечивается возможность преодолеть недостатки классического регрессионного анализа, в частности корреляцию между коэффициентами уравнения регрессии. Выбор плана определяется постановкой задачи исследования и особенностями объекта. Процесс исследования обычно развивается на отдельные этапы. Информация, полученная после каждого этапа, определяет дальнейшую стратегию эксперимента – таким образом, возникает возможность оптимального управления экспериментом. Планирование эксперимента позволяет одновременно варьировать все факторы и получать количественные оценки основных эффектов и эффектов взаимодействию.[1, 2, 3]

Интересующие исследователя эффекты определяются со значительно меньшей ошибкой, чем та, которая характерна для традиционных методов исследования. В конечном счете, применение методов планирования эксперимента значительно повышает эффективность эксперимента.

В работе рассматривается задача, связанная со составлением многофакторных моделей и их исследованием. Построение зависимостей и проверки гипотез производятся при помощи пакета Excel.

Задача. Проводится полный факторный эксперимент (ПФЭ) 2^3 для установления зависимости отклика от указанных факторов (x_1, x_2, x_3 – факторы, y_i – отклик, i – число повторений опыта).

Требуется:

1. определить основной уровень и интервалы варьирования факторов;
2. перейти от натуральных переменных к кодированным;
3. получить линейное уравнение регрессии $\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3$ (если это возможно);
4. получить уравнение вида: $\hat{y} = b_0 + b_{1,2}x_1x_2 + b_{2,2}x_2^2$ (если это возможно);
5. получить квадратичное уравнение регрессии (если это возможно);
6. получить уравнение вида: $\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_{1,1}x_1^2$ (если это возможно);
7. проверить гипотезу о воспроизводимости эксперимента при уровне значимости $\alpha=0,05$;
8. проверить адекватность уравнения регрессии при уровне значимости $\alpha=0,05$ (для пунктов 3,4,5,6).

Исходные данные представлены в таблице 1

Таблица 1 – Исходные данные

x_1	1	1	1	1	25	25	25	25
x_2	10	10	30	30	10	10	30	30
x_3	5	9	5	9	5	9	5	9
y_1	15	18	19	18	15	17	16	13,4
y_2	15,7	17,6	18,1	19	16	17,9	17	13,4
y_3	14,1	19	19	17,9	14,9	17,9	17	12,9
y_4	16	17,6	19	19	16	16,5	16,5	12,6
y_5	14,3	19	19	17,9	14,9	17,9	17	12,9

1. Определим основной уровень и интервалы варьирования факторов.

$$Z_i^0 = \frac{Z_i^{\max} + Z_i^{\min}}{2}, k=1,2,3\dots k - \text{основной уровень} \quad (1)$$

$$Z_1 = \frac{1+25}{2} = 13 \quad Z_2 = \frac{10+30}{2} = 20 \quad Z_3 = \frac{5+9}{2} = 7$$

$$\Delta Z_i = \frac{Z_i^{\max} - Z_i^{\min}}{2} \text{ - интервал варьирования} \quad (2)$$

$$\Delta Z_1 = \frac{25-1}{2} = 12 \quad \Delta Z_2 = \frac{30-10}{2} = 10 \quad \Delta Z_3 = \frac{9-5}{2} = 2$$

2. Переходим от натуральных переменных к кодированным.

От систем координат z_1, \dots, z_k необходимо перейти к новой безразмерной системе координат x_1, \dots, x_k с помощью линейного преобразования:

$$x_i = \frac{Z_i - Z_i^0}{\Delta Z_i}, k=1,2,3. \quad (3)$$

В безразмерной системе координат верхний уровень – (+1), нижний уровень – (-1), координаты центра равны нулю и совпадают с началом координат.

$$X_1 = \frac{1-13}{12} = -1; \quad X_1 \frac{25-13}{12} = 1$$

$$X_2 = \frac{10-20}{10} = -1; \quad X_2 = \frac{30-20}{10} = 1$$

$$X_3 = \frac{5-7}{2} = -1; \quad X_3 = \frac{9-7}{2} = 1$$

Расчет выполняется в программе Excel согласно [1, 3].

$$y = \frac{y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5}{5} \quad (4)$$

Таблица 2 – Переход к кодированным переменным

№ опыта	Факторы в натуральном масштабе			Факторы в безразмерной системе координат			У
	x_1	x_2	x_3	X_1	X_2	X_3	
1	1	10	5	-1	-1	-1	15,02
2	1	10	9	-1	-1	+1	18,24
3	1	30	5	-1	+1	-1	18,82
4	1	30	9	-1	+1	+1	18,36
5	25	10	5	+1	-1	-1	15,36
6	25	10	9	+1	-1	+1	17,44
7	25	30	5	+1	+1	-1	16,7
8	25	30	9	+1	+1	+1	13,04

3. Получим линейное уравнение регрессии.

Коэффициент уравнения регрессии b_j определяется скалярным произведением столбца у на соответствующий столбец x_j , отнесенным к числу опытов в матрице планирования N:

$$b_j = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 x_{ji} y_i \quad (5)$$

Линейное уравнение регрессии примет вид:

$$y(x_1, x_2, x_3) = 16,623 - 0,988x_1 + 0,108x_2 + 0,148x_3$$

4. Получим уравнение вида: $y = b_0 + b_{1,2}x_1x_2 + b_{2,2}x_2^2$.

Уравнение регрессии имеет три неизвестных коэффициента, следовательно, система нормальных уравнений будет содержать три уравнения:

$$\left\{ \begin{array}{l} 4b_0 + b_{1,2} \sum_{i=1}^N X_{1i}X_{2i} + b_{2,2} \sum_{i=1}^N X_{2i}^2 = \sum_{i=1}^N y_i, \\ b_0 \sum_{i=1}^N X_{1,i}X_{2,i} + b_{1,2} \sum_{i=1}^N X_{1i}^2X_{2i}^2 + b_{2,2} \sum_{i=1}^N X_{1i}X_{2i}^3 = \sum_{i=1}^N X_{1i}, X_{2i}, y_i, \\ b_0 \sum_{i=1}^N X_{2i}^2 + b_{1,2} \sum_{i=1}^N X_{1i}X_{2i}^3 + b_{2,2} \sum_{i=1}^N X_{2i}^4 = \sum_{i=1}^N X_{2i}^2 y_i \end{array} \right. \quad (6)$$

Составим и решим систему. Решаем систему методом Крамера. Уравнение регрессии имеет вид: $y(x_1, x_2; x_2^2) = -48,812 + 0,028x_1x_2 + 0,068x_2^2$

5. Получим квадратичное уравнение регрессии.

Квадратичное уравнение регрессии имеет вид:

$$y = b_0 + \sum_{j=1}^1 b_j x_j + \sum_{j=2}^2 b_j x_j^2 + \sum_{j=3}^3 b_j x_j^3 + \sum_{j<t} b_{j,t} x_j x_t + \sum_{j<t} b_{j,t} x_j^2 x_t^2 + \sum_{j<t} b_{j,t} x_j x_t^3 + \sum_{j=1}^1 b_{j,1} x_j^2 + \sum_{j=2}^2 b_{j,2} x_j^2 + \sum_{j=3}^3 b_{j,3} x_j^2 \quad (7)$$

Квадратичное уравнение в случае трех факторов содержит 10 неизвестных коэффициентов. Для их определения нужно не менее 10 опытов. По исходным данным было проведено 8 опытов, следовательно, получить квадратичное уравнение невозможно.

6. Получим уравнение вида: $y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_{1,1} x_1^2$.

Уравнение имеет четыре неизвестных коэффициента, следовательно, система нормальных уравнений будет содержать четыре уравнения:

$$\left\{ \begin{array}{l} b_0 + b_1 \sum x_1 + b_2 \sum x_2 + b_{11} \sum x_1^2 = \sum y \\ b_0 \sum x_1 + b_1 \sum x_1^2 + b_2 \sum x_1 x_2 + b_{11} \sum x_1^3 = \sum x_1 y \\ b_0 \sum x_2 + b_1 \sum x_1 x_2 + b_2 \sum x_2^2 + b_{11} \sum x_2^2 = \sum x_2 y \\ b_0 \sum x_1^2 + b_1 \sum x_1^3 + b_2 \sum x_2 x_1^2 + b_{11} \sum x_1^4 = \sum x_1^2 y \end{array} \right. \quad (8)$$

Решение системы производилось методом Жордана-Гаусса. В результате решения получились следующее уравнение регрессии:

$$y(x_1; x_2; x_1^2) = -0,485x_1 + 0,904x_2 + 0,0155x_1^2$$

7. Проверим гипотезу о воспроизводимости эксперимента при уровне значимости $\alpha=0,05$.

Для каждого проведенного опыта нужно просчитать среднее значение отклика (\bar{y}_i), наблюдаемое в i -ом опыте, дисперсию воспроизводимости ($s^2\{y\}$), которая покажет степень разброса значений отклика в i -ом опыте, и число степеней свободы f_i по формулам (10):

$$\bar{y}_i = \frac{1}{k_i} \sum_{n=1}^{k_i} y_{i,n}; s^2\{y_i\} = \frac{1}{k_i-1} \sum_{n=1}^{k_i} (y_{i,n} - \bar{y}_i)^2; f_i = k_i - 1 \quad (9)$$

$k = 5$ – количество воспроизводимости опытов; $f_i = 5 - 1 = 4$.

Таблица 3 – Расчет отклика

\bar{y}_1	15,02	$s^2\{y_1\}$	0,697
\bar{y}_2	18,24	$s^2\{y_2\}$	0,508
\bar{y}_3	18,82	$s^2\{y_3\}$	0,162
\bar{y}_4	18,36	$s^2\{y_4\}$	0,343

\bar{y}_5	15,36	$s^2\{y_5\}$	0,343
\bar{y}_6	17,44	$s^2\{y_6\}$	0,428
\bar{y}_7	16,7	$s^2\{y_7\}$	0,2
\bar{y}_8	13,04	$s^2\{y_8\}$	0,123

Для проверки однородности полученных дисперсий применим критерий Фишера. Уровень значимости $\alpha=0,05$.

$$F_{расч} = \frac{S_{max}^2}{S_{min}^2} \quad (10)$$

$$s_{max}^2 = 0,697; s_{min}^2 = 0,123; F_{расч} = \frac{0,697}{0,123} = 5,67.$$

Степени свободы для определения критерия Фишера:

$$k_1 = f = n - p \text{ и } k_2 = v = n - 1 \quad (11)$$

$$F_{табл} = F_{k_1 k_2 \alpha}$$

Согласно приложению 5 в [4]: $F_{5; 4; 0,05} = 5,46$

Т.к. $F_{расч} > F_{табл} = F_{0,05; 5; 4}$, эксперимент на уровне значимости $\alpha=0,05$ следует признать невоспроизводимым.

Планируется планомерное дублирование опытов, поэтому рассчитаем дисперсию воспроизводимости по формуле (12):

$$s^2\{y\} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S^2\{y_i\}; f_{воспр} = N(k - 1) \quad (12)$$

$$f_{воспр} = 8*(5-1) = 32$$

$$s^2\{y\} = \frac{1}{8}(0,697 + 0,508 + 0,162 + 0,343 + 0,343 + 0,428 + 0,2 + 0,123) = 0,351$$

8. Проверим адекватность уравнения регрессии при уровне значимости $\alpha=0,05$ (для пунктов 3,4,5,6)

а) В пункте 3 было получено уравнение регрессии:

$$y(x_1, x_2, x_3) = 16,623 - 0,988x_1 + 0,108x_2 + 0,148x_3$$

Рассчитаем по этому уравнению значение отклика для каждого опыта. Вычислим дисперсию адекватности.

$$f_{ад} = N - d = 8 - 4 = 4,$$

где $f_{ад}$ – число степеней свободы дисперсии адекватности; N – число различных опытов; d – число коэффициентов проверяемого уравнения регрессии, которые определялись по результатам эксперимента, $k_i = 5$ – число повторений i -го опыта.

$$S_{ад}^2 = \frac{1}{N-d} \sum_{i=1}^N k_i (\hat{y}_i - \bar{y}_i)^2 = 2146,747 \quad (13)$$

Проверим гипотезу адекватности по критерию Фишера.

$$F_{расч} = \frac{S_{ад}^2}{S_{y}^2} < F_{табл} = F_{\alpha; f_{ад}; f_{воспр}} \quad (14)$$

$$s^2\{y\} = 0,351$$

$$F_{расч} = \frac{2146,747}{0,351} = 6116,088$$

$$f_{воспр} = 8 \cdot (5-1) = 32$$

Согласно приложению 5 в [4]: $F_{0,05; 4; 32} = 2,714$

$F_{расч} > F_{0,05; 4; 32}$, следовательно модель признана неадекватной.

б) В пункте 4 было получено следующее уравнение регрессии:

$$y(x_1, x_2; x_2^2) = -48,812 + 0,028x_1x_2 + 0,068x_2^2$$

Рассчитаем по этому уравнению значение отклика для каждого опыта. Вычислим дисперсию адекватности.

$$f_{ад} = N - d = 8 - 3 = 5$$

$$s_{ад}^2 = \frac{1}{5} \cdot 5 \cdot \left(\frac{1670,52 + 1417,673 + 8469,889 + 8554,77 + 2232,752 + +}{2040,51 + 13067,23 + 13917,39} \right) = 51370,74.$$

Проверим гипотезу адекватности по критерию Фишера.

$$s^2\{y\} = 0,351$$

$$F_{расч} = \frac{51370,74}{0,351} = 146355,38$$

$$f_{воспр} = 32$$

Согласно приложению 5 в [4]: $F_{0,05; 5; 32} = 2,579$.

$F_{расч} > F_{0,05; 5; 32}$, следовательно модель признана неадекватной.

в) В пункте 6 было получено уравнение регрессии:

$$y(x_1; x_2; x_1^2) = -0,485x_1 + 0,904x_2 + 0,0155x_1^2$$

Рассчитаем по этому уравнению значение отклика для каждого опыта. Вычислим дисперсию адекватности.

$$f_{ад} = N - d = 8 - 4 = 4$$

$$s_{ад}^2 = \frac{1}{4} \cdot 5 \cdot \left(\frac{41,589 + 93,489 + 61,324 + 68,741 + 76,685 + 117,441 + 63,728 + +}{+135,559} \right) = 823,197 \quad s^2\{y\} = 0,351$$

$$F_{расч} = \frac{823,197}{0,351} = 2345,291$$

Согласно приложению 5 в [4]: $F_{0,05; 4; 32} = 2,714$

$F_{расч} > F_{0,05; 4; 32}$, следовательно модель признана неадекватной.

Выводы.

В работе показаны возможности аппарата планирования эксперимента при решении инженерных задач. В частности, эксперименты позволяют инженеру выяснить, какие факторы вносят наиболее важный вклад в рассматриваемый продукт. Определить, воспроизводим ли эксперимент. А также построить регрессионные модели зависимости факторов, имеющих разную размерность, сведя их значения к кодированному виду. Выяснить адекватность полученных зависимостей.

Библиографический список:

1. Гайдадин А.Н., Ефремов С.А. Применение полного факторного эксперимента при проведении исследований. ВолГТУ. – Волгоград, 2008. – 16 с
2. Методология планирования эксперимента: методические указания к лабораторным работам / сост. Т. П. Абомелик. – Ульяновск : УлГТУ, 2011 – 38 с.
3. Реброва И. А. Планирование эксперимента: учебное пособие. – Омск: СибАДИ, 2010. – 105 с.

УДК 519.86

Кривая Лоренца

Головешкина М.С.

Научный руководитель – Габова М.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Проблема распределения доходов занимает важное место в экономических исследованиях. Существуют различные подходы дифференциации населения по денежным доходам. В представленной работе изучим наглядное представление фактического распределения доходов в виде кривой Лоренца, рассмотрим некоторые варианты аналитического ее представления, определим коэффициент Джини.

Для объективной оценки степени неравенства при распределении доходов различных слоев населения страны государством используется американская модель экономиста Макса Лоренца, которая отражает степень расслоения доходов в обществе. Макс Отто Лоренц – американский экономист, математик, автор «кривой Лоренца», которая стала знаменитой. Эта кривая геометрически отражает степень дифференциации доходов. Лоренц закончил Висконский университет в США, после окончания учебы работал в различных государственных учреждениях. Самые знаменитые труды Лоренца это: «Методы измерения концентрации богатства» 1905 год и «Основы экономической теории» 1908 год, в соавторстве с Р. Эли, Т. Адамсом и Э. Янгом.

Кривая Лоренца – это графическое изображение функции распределения. Первоначально она была применена для оценки степени неравенства в распределении доходов населения. Функция Лоренца определена на отрезке $[0;1]$ и равна доле богатства (или дохода), которой обладают беднейшие члены общества, составляющие долю от его численности [1]. Кривую Лоренца сначала применяли в своих исследованиях иностранные авторы, в России же к такой модели обратились лишь в 1995 году.

Для построения кривой необходимо отметить на горизонтальной оси долю населения, которая имеет определенный доход, а на вертикальной – получаемые данной долей населения проценты этих доходов (рис. 1). При равномерном распределении доходов кривая Лоренца выражается в прямую – биссектрису, называемую линией абсолютного равенства. Чем больше отклонение кривой Лоренца от биссектрисы, тем больше степень неравенства доходов.

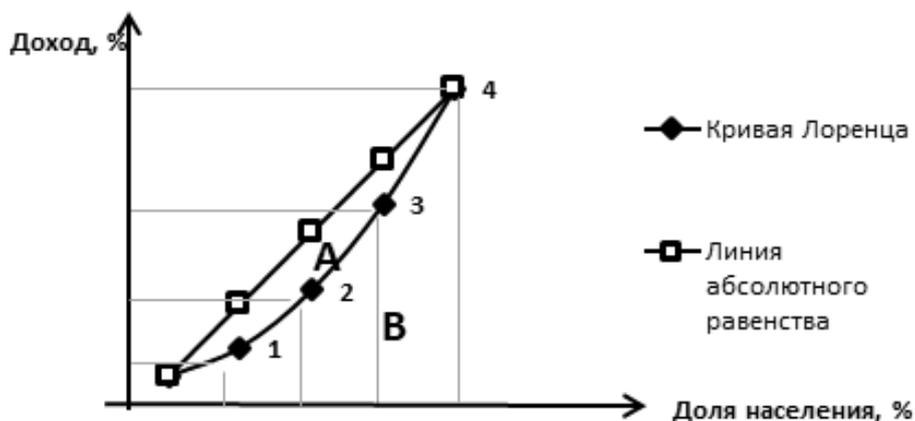


Рисунок 1 - Кривая Лоренца

Уровень неравномерности расположения прибыли можно отразить как промежуток каждой точки кривой Лоренца от диагонали или интегральной характеристикой, называемой коэффициентом концентрации Лоренца. Так же этот показатель принято называть коэффициентом Джини. Коэффициент Джини – статистический показатель, который показывает степень разделения общества по определенному отличию. Коэффициент Джини имеет следующую формулу:

$$G = \frac{S_{\text{фигураА}}}{S_{\text{фигураВ}}}$$

Такая статистическая модель была предложена и разработана итальянским статистиком и демографом Коррадо Джини и опубликована в 1912 г. в его знаменитом труде «Вариативность и изменчивость признака» («Изменчивость и непостоянство»). Коэффициент Джини изменяется от 0 до 1. Чем больше его значение отклоняется от нуля и приближается к единице, тем в большей степени доходы сконцентрированы в руках отдельных групп населения.

Согласно статистике банка Credit Suisse (крупнейший швейцарский финансовый конгломерат) коэффициент Джини в России в период 2004 по 2019 год практически не изменялся и составлял 0,42. Полученный показатель был вычислен на основе данных, публикуемых на официальном сайте Росстата.

Функция Лоренца $z = L(u)$ используется для визуализации неравенства в распределении доходов населения, а также при вычислении основных индикаторов дифференциации, выражает зависимость накопленной доли дохода населения от соответствующей доли населения [2]:

$$z = L(u) - \text{функция Лоренца,}$$

z – накопленная (кумулятивная) доля дохода населения,

u – накопленная (кумулятивная) доля численности населения.

Функция Лоренца $L(u)$ имеет следующие свойства:

- 1) при $0 \leq u \leq 1$ выполняется $0 \leq L(u) \leq 1$; 2) $L(0) = 0$; $L(1) = 1$; 3) $L(u) \leq u$; 4) $L(u) > 0$; 5) $L''(u) \geq 0$; 6) если $u_1 < u_2$, то $L(u_1) < L(u_2)$ и др.

В своих работах по исследованию функции Лоренца авторы предлагают различные виды ее задания [2;3]:

- 1) функция Лоренца в виде степенной функции: $L_1(u) = u^m$,

тогда $S_B = \int_0^1 u^m du = \frac{1}{1+m}$, следовательно, $m = \frac{1}{S_B} - 1$, где S_B – величина площади под кривой Лоренца, равномерное распределение характеризуется показателем степени $m = 1$ (т. е. диагональной прямой), чем больше неравномерность, тем m будет больше;

- 2) однопараметрическое представление функции Лоренца в виде суммы показательной и линейной функции:

$$L(a, u) = a^u + u(2 - a) - 1,$$

где $a \geq 1$, $u \in [0;1]$, для равномерного распределения параметр $a = 1$;

- 3) функция Лоренца следующего вида:

$$L(g, u) = \begin{cases} u + g(1 - u) \ln(1 - u), & \text{если } u \in [0; 1); \\ 1, & \text{если } u = 1; \end{cases}$$

где $g = v/(1 + v)$, $v = h/x_0$, x_0 – минимальный уровень денежного дохода населения, h – параметр, определяющий скорость роста двухпараметрической функции распределения по величине среднедушевого месячного денежного дохода [2].

Построение кривой Лоренца и вычисление коэффициента Джини с помощью MS Excel служит для наглядной демонстрации важных экономических закономерностей, взаимосвязей и положений. Рассмотрим в качестве примера задачу построения кривой Лоренца и определения коэффициента Джини по экспериментальным данным о доходах студентов факультета ФЭУиИТ (проводился опрос среди студентов в Google Форме о размере получаемой ими стипендии по результатам сдачи сессии):

Таблица 1

денежные доходы (размер стипендии, руб. в мес.)	количество студентов	денежные доходы (размер стипендии, руб. в мес.)	количество студентов
0	6	7 620	5
4 000	2	11 000	1
4 900	2	12 700	1
5 080	10	14 900	2
6 800	2	17 000	1
7 000	3	22 200	5

Распределим доходы по соответствующим группам и построим кривую Лоренца, в нашей задаче для дискретного случая – ломаную (рис. 2):

Таблица 2

группы	группы студентов по уровню дохода	количество студентов	доля студентов, %	доля денежных доходов, %
A	0-5000	10	25	5,5
B	5080	10	25	16
C	5081-7621	10	25	22,5
D	7621-22200	10	25	56
Итого	322800	40	100	100

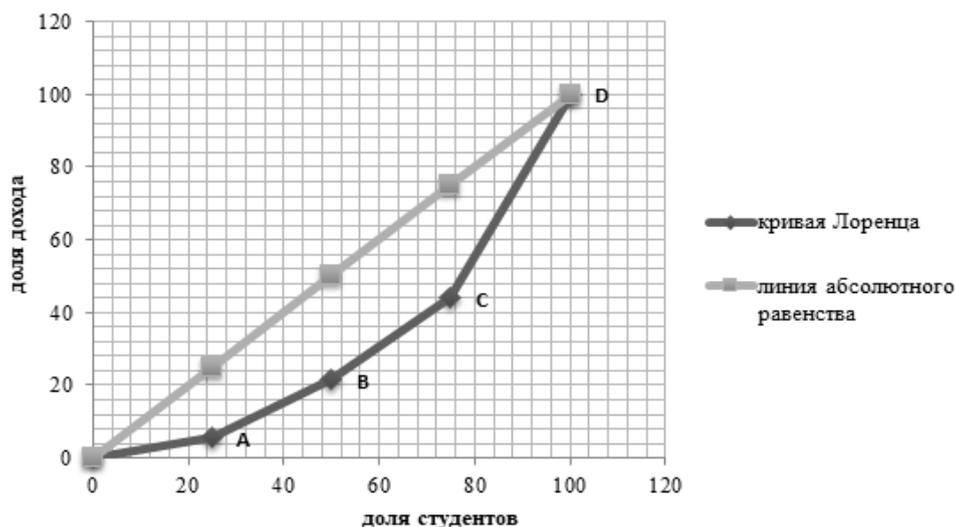


Рисунок 2 - Кривая Лоренца

Вычислим коэффициент Джини (G) по числовым данным рассматриваемой задачи:

$$G = \frac{S_{OABCD}}{S_{ODX}} = \frac{S_{ODX} - S_{MCDX} - S_{KBVM} - S_{PAVK} - S_{OPA}}{S_{ODX}} = 0,395$$

Полученное значение коэффициента означает, что существует незначительное неравенство в доходах среди студентов ФЭУиИТ. Студенты факультета экономики, управления и информационных технологий при хорошей успеваемости имеют возможность получения повышенной стипендии, дополнительных надбавок по результатам участия в индексной системе.

Отметим, что в настоящее время в трудах научных сотрудников кривая Лоренца применяется не только как графическое изображение различия в расположении достатка в обществе, но и кривая Лоренца и коэффициент Джини широко применяются в изучении распределения таких доходов, как имущества, долей рынка для фирм в отрасли, природных ресурсов по государствам, а также находят приложения за пределами экономики и социальных наук [4].

Библиографический список:

1. Кремер, Н. Ш. Высшая математика для экономистов: учебник для студентов вузов, обучающихся по экономическим специальностям / Н.Ш.Кремер и др. 3-е издание. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2008. 479 с.
2. Лебедев, В. В. О применении уравнения Ферхюльста для анализа дифференциации денежных доходов населения России / В. В. Лебедев, К. В. Лебедев // Экономика и управление: проблемы, решения, 2017. № 6. Том 3 (66).218–224 с.
3. Колмаков, И.Б. Методы и модели прогнозирования показателей дифференциации денежных доходов населения / И. Б. Колмаков.М. : Институт микроэкономики, 2004. 168 с.
4. Павлов О. И. Функция Лоренца и математическое определение среднего класса / О. И. Павлов, О. Ю. Павлова // Управление экономическими системами: электронный научный журнал, 2016.URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/krivaya-lorentsa-i-matematicheskoe-opredelenie-srednego-klassa>(дата обращения: 04.03.2021). Текст: электронный.

УДК 519.254

Использование некоторых методов кластерного анализа

Гришаев Н.С., Дукс Д.В.

Научный руководитель – Габова М.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Кластерный анализ является одним из основных процедур в проведении какого-либо исследования, где есть большие данные. Так как объём информации в наше время растёт в ускоренном темпе, кластерный анализ позволит более наглядно увидеть суть ситуации, и далее принимать решения, исходя из полученных результатов. В данном докладе кластерный анализ и его применение будут касаться экономической сферы общества.

Целью работы было разобраться и научиться использовать некоторые методы кластеризации на примерах экономических задач. Были поставлены следующие задачи:

- а) ознакомление с кластерным анализом;
- б) ознакомление с методами кластеризации K-means (метод средних) и KNN (метод ближайшего соседа).

Кластеризация определяется как группировка объектов по схожести их свойств, её задача состоит в разбиении объектов на несколько подмножеств, на так называемые кластеры, применяя определённые алгоритмы [1].

При рассмотрении задачи кластеризации отметим математическую составляющую. Функция, которая ставит в соответствии каждому объекту $x \in X$ номер определённого кластера $s \in S$, называется алгоритмом кластеризации. Цель кластеризации заключается в распределении n наблюдений по k кластерам так, чтобы минимизировать сумму квадратов отклонений наблюдений в пределах каждого кластера из S :

$$\sum_{i=1}^k \sum_{j \in S_j} \rho(x, m),$$

где первое суммирование ведётся по всем кластерам выборки, второе – по всем объектам x , принадлежащим текущему кластеру S_j , m – центр текущего кластера; $\rho(x, m)$ – расстояние между объектами. В основе кластеризации лежат вычисления расстояний между объектами. При вычислении самих расстояний используется Евклидова метрика:

$$\rho_{ij} = [\sum_k (x_{ik} - x_{jk})^2]^{1/2}.$$

При этом все вычисленные расстояния можно представить матрицей, называемой матрицей расстояний, её свойствами являются:

- а) симметричность относительно диагонали $d_{ij} = d_{ji}$;
- б) неотрицательность элементов $d_{ij} \geq 0$;
- в) выполнение неравенства треугольников $d_{ij} + d_{jk} \geq d_{ik}$;

$$\begin{bmatrix} 0 & \dots & d_{1j} & \dots & d_{1n} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ d_{i1} & \dots & d_{ij} & \dots & d_{in} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ d_{n1} & \dots & d_{nj} & \dots & 0 \end{bmatrix}.$$

Перейдём к методу кластеризации, который носит название KNN – метод ближайшего соседа. Этот метод является одним из самых простых алгоритмов кластеризации. В процессе использования этого метода сначала вычисляются расстояния между объектами, и составляется матрица. Далее находится минимальное расстояние между объектами, и их объединяют в один кластер, при этом стоит отметить, что в матрице расстояний остаётся наименьшее значение расстояний. Матрица расстояний будет уменьшаться, действие будет повторяться до тех пор, пока объекты не будут распределены в заданное нами количество кластеров (на рис. 1 представлена задача кластеризации методом ближайшего соседа). Этот метод был разработан Эвелином Фиксом и Джозефом Ходжесом.

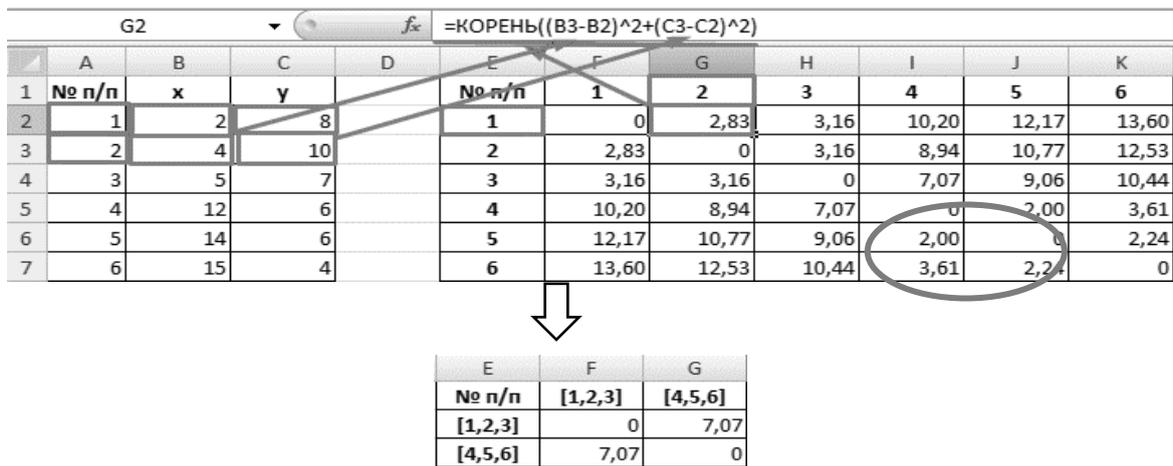


Рисунок 1 - Пример метода кластерного анализа – KNN

Рассмотрим метод k -means, который называется по-другому методом средних. Данный метод был изобретён в 1950 году Гуго Штейнгаузом. Этот алгоритм кластеризации k -means, произошёл от английского слова mean – среднее значение, состоит из нескольких шагов: 1. Задаётся число кластеров k , которое должно быть сформировано из объектов исходной выборки.

2. Случайным образом выбирается k записей исходной выборки, которые будут служить начальными центрами кластеров, из которых потом вырастает сам кластер.

3. Для каждой записи определяется ближайший к ней центр кластера, вычисляя расстояния.

4. Для каждого кластера вычисляется новый центр, координаты которого вычисляются как средние арифметические значения координат точек кластера, и в него перемещается центр кластера. Произошло смещение центров после первого прохода алгоритма.

5. После того как найдены новые центры кластеров, для каждой точки снова определяется ближайший к ней центр и её отношение к соответствующему кластеру. Для это ещё раз вычисляются расстояния между точками и центрами кластеров.

6. Алгоритм завершается, когда выполнится некоторое условие сходимости (например, если сумма квадратов отклонений расстояний до центров станет минимальной, или расположения центров перестанет изменяться).

Проиллюстрируем работу алгоритма k -means на примере кластеризации пользователей систем IOS и Android в некоторых странах. Сбор информации был осуществлен с сайта State Counter Global Stats. Возьмем выборку небольшого объема, чтобы разобрать все шаги алгоритма для понимания его реализации, пусть одиннадцать объектов наблюдения – страны, каждый имеет два характеризующих его параметра: число пользователей ПО Android и IOS в млн. экз. (рис. 2).

1	Страны	Android	IOS
2	США	164,62	256,24
3	Великобритания	37,61	41,38
4	Германия	68,45	37,75
5	Канада	15,44	17,56
6	Бангладеш	155,61	4,63
7	Аргентина	53,86	4,59
8	Россия	170,67	57,91
9	Беларусь	9,85	1,73
10	Дания	2,68	4,49
11	Египет	71,52	22,11
12	Австралия	45,05	15,31

Рисунок 2 - Начальная выборка

Кратко распишем производимые шаги при реализации алгоритма k -means:

1. Производим выборку начальных центроидов, в качестве временных центров выбираем такие страны, как Дания и Египет.

2.1. Вычисляем, а затем и сравниваем, расстояния от выбранных центров (Дания и Египет) до остальных объектов других стран, используя Евклидову метрику.

2.2. С помощью полученных значений мы распределяем страны по кластерам.

2.3. Далее, вычисляем сумму квадратов ошибок (для значений нормированных).

Все вычисления заносим в таблицу (табл. 1).

Таблица 1 - Вычисления при реализации алгоритма *k*-means

Страны	Android	IOS	Расстояние от 1-го центра (Дания)	Расстояние от 2-го центра (Египет)	Кластер	Е – сумма квадратов ошибок
США	164.62	256.24	299.337	251.965	2	16.10
Великобритания	37.61	41.38	50.808	39.002	2	0.39
Германия	68.45	37.75	73.702	15.948	2	0.06
Канада	15.44	17.56	18.266	56.264	1	0.08
Бангладеш	155.61	4.63	152.932	85.885	2	1.87
Аргентина	53.86	4.59	51.187	24.867	2	0.16
Россия	170.67	57.91	176.285	105.419	2	2.82
Беларусь	9.85	1.73	7.684	64.950	1	0.01
Дания	2.68	4.49	0	71.061	1	0.00
Египет	71.52	22.11	71.061	0	2	0.00
Австралия	45.05	15.31	43.734	27.327	2	0.19
					Сумма	21.69

3. Входим в цикл, который продолжается до тех пор, пока центры кластеров не перестанут изменять свое положение (или сумма квадратов ошибок перестанет уменьшаться). Окончательные вычисления представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Вычисления на последнем шаге алгоритма

Центр 1		Страны	Android	IOS	Расстояние от 1-го центра	Расстояние от 2-го центра	Кластер	Е-сумма квадратов ошибок
38.057	18.116	США	164.62	256.24	269.66	187.82	2	8.64
		Британия	37.61	41.38	23.26	147.75	1	0.21
Центр 2		Германия	68.45	37.75	36.18	144.07	1	0.57
163.63	106.25	Канада	15.44	17.56	22.62	168.32	1	0.04
		Бангладеш	155.61	4.63	118.32	159.46	1	1.50
		Аргентина	53.86	4.59	20.80	180.54	1	0.20
		Россия	170.67	57.91	138.45	110.52	2	0.58
		Беларусь	9.85	1.73	32.62	177.86	1	0.12
		Дания	2.68	4.49	37.91	173.19	1	0.18
		Египет	71.52	22.11	33.69	159.04	1	0.51
		Австралия	45.05	15.31	7.53	178.17	1	0.08
Сумма								12.63

4. Если сумма квадратов ошибок превышает предыдущую сумму квадратов ошибок, следует вернуться к прошлому циклу и воспользоваться значениями предыдущих кластеров.

В разобранный задаче учитывались два параметра (числовые данные о количестве пользователей ПО Android и IOS). Однако если выбирать более чем два параметра, то вычислений в алгоритмах намного больше, следовательно, работа становится трудоемкой, а кластерный анализ как раз предназначен для классификации многомерных объектов. На помощь приходят компьютерные программы – реализация метода упрощается, используя функции, производя вычисления, записывая алгоритмы, например, в MS Excel. Мы использовали также

программу Deductor отечественного разработчика-компании Loginom. Она значительно упрощает работу с данными, включая автоматическую обработку информации [2]. Программа Deductor предназначена для работы по обработке и анализу больших данных. Итоги кластеризации в программе представлены в таблице 3.

Получившийся результат:

Страны	Кластер
Великобритания	1
Германия	1
Канада	1
Аргентина	1
Беларусь	1
Дания	1
Египет	1
Австралия	1

Страны	Кластер
США	2
Бангладеш	2
Россия	2

Таблица 3 - Выборка после кластеризации

Страны	Android	IOS	Номер кластера (первый кластер)	Расстояние до центра кластера
Great Britain	37.61	41.38	0	0.00328250
Germany	68.45	37.75	0	0.18686486
Egypt	71.52	22.11	0	0.20513976
Denmark	2.68	4.49	0	0.20464653
Canada	15.44	17.56	0	0.12868963
Belarus	9.85	1.73	0	0.16196542
Australia	45.05	15.31	0	0.04757085
Argentina	53.86	4.59	0	0.10001445
USA	164.62	256.24	1	0.0058733654
Russia	170.67	57.91	1	0.0418874139
Bangladesh	155.61	4.63	1	0.0477607794

В завершении работы отметим, что методы кластерного анализа при решении экономических задач, в современном мире, являются очень актуальными. Эти методы, реализуемые с помощью определённых программ, позволяют анализировать максимально большие данные и получать за короткий промежуток времени объективные результаты, с нужной информацией. Также применение кластеризации возможно при решении различных задач, таких как:

*выявление полезной информации из кластерной структуры (напр., в анализе рынка);

*сжатие данных (например, при индексации страниц);

*сжатие изображения;

*использование кластерных алгоритмов в машинном обучении;

*обнаружение новизны (англ. novelty detection);

*проверка исследования или гипотез для определения, действительно ли группы (типы), выделенные каким-либо методом, есть в имеющихся данных.

Библиографический список:

1. Ковалев, Е. А. Теория вероятностей и математическая статистика для экономистов : учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / Е. А. Ковалев, Г. А. Медведев ; под общ. ред. Г. А. Медведева. 2-е изд., испр. и доп. М. : Издательство Юрайт, 2016. 284 с. Серия : Бакалавр и магистр. Академический курс.

2. И. С. Ризаев, А. П. Кирпичников, Н. И. Сафаров, В. Н. Анишкина. Кластеризация покупателей розничной торговли на платформе Deductor. Вестник технологического университета. 2019. Т.22, №7. С. 158–161.

УДК 622.56:621.695

Математическое моделирование трехфазных потоков в газожидкостных подъемниках.

Дубовец А. В.

Научный руководитель: Хозяинов В.П.

ФГБОУ ВО ВФ Ухтинский государственный технический университет
(филиал в г. Воркута), г. Воркута

Одним из направлений технического прогресса в транспорте является развитие трубопроводного транспорта. Наиболее перспективным является гидравлический транспорт, при котором потоки воды или смеси несут с собой по трубам сыпучие материалы, либо с помощью нагнетателя переносится гомогенная среда. Гидравлический транспорт широко применяется при перемещении полезных ископаемых (угля, песка, гравия, нефти, растворов солей и многое другое) от места добычи к потребителю, а также отходов обогатительных фабрик, золы и шлака тепловых электростанций, пустой породы к месту складирования и др. [1]

Во многих схемах гидротранспорта имеются вертикальные или наклонные участки, например, подъем твердого материала из подземных выработок или со дна различных водоемов при добыче полезных ископаемых, подъем капельной жидкости (воды, нефти и др.) на дневную поверхность. При вертикальном подъеме технологической среды в ряде случаев целесообразно применять эрлифтные установки, например, при откачке жидкости или пульпы из шахтных технологических емкостей. [2]

Для решения вопросов, связанных с транспортировкой грузов эрлифтами необходимо на основе математического аппарата располагать единой теорией описывающей взаимосвязи движения трехфазных сред - воды, воздуха и транспортируемого груза с подробными сведениями о механизме этого процесса.

Целью работы является создание методики моделирования и нахождения оптимальных скоростных режимов потоков в трубопроводах газожидкостного подъемника, при транспортировке твердого материала в виде мелкодисперсного груза малой концентрации.

Основой полученной методики являются две аналитические математические идеализированные модели движения газо-жидкостной смеси.

В статье предлагается один из возможных вариантов расчета на основе аналитических уравнений балансового типа для эрлифта при транспортировке малой концентрации мелкодисперсного груза. Приведена аналитическая математическая модель с помощью, которой, на стадии проектирования определяются технические параметры и производительность установки, осуществляется поиск оптимальных скоростных режимов потоков установки.

Математическая модель грузового эрлифта при транспортировке груза мелкими фракциями

Первой моделью подъемника взятой для определения грузонесущих потоков является уравнение (1) баланса энергии движения скоростных напоров потоков (воды, воздуха и водо-воздушной смеси) при динамическом давлении P_d в камере смесителя установки.

$$P_d = \frac{v_{ВД}^2 \cdot \rho_{ВД}}{2} = \frac{v_{ВЗ}^2 \cdot \rho_{ВЗ} \cdot K}{2} = \frac{v_{ВД} \cdot v_{СМ} \cdot \rho_{СМ}}{2} \quad (1)$$

Так же для определения грузонесущих потоков применима вторая модель. Уравнения модели (2) основаны на втором законе механики и выражают собой условия равенства кинетических энергий потоков и неразрывности среды. Фактически эти уравнения являются динамической моделью движения потоков газожидкостного подъемника с учетом изменения напора в трубопроводах. В этой модели при определении скоростных характеристик потоков учитывается длина трубопроводов установки.

$$P_D = h_{ВД.} \rho_{ВД.} \frac{dv_{ВД.}}{dt} + \Delta P_{ВД.} =$$

$$= h_{ВЗ.} \rho_{ВЗ.} K \frac{dv_{ВЗ.}}{dt} + \Delta P_{ВЗ.} = \frac{v_{ВД.} v_{СМ.} \rho_{СМ.}}{2} \quad (2)$$

где $P_D = P_{ВД.} - P_{СМ.}$ – разность давлений (динамическое давление) в камере смесителя, Па;
 $P_{ВД.}$ – давление водного столба на уровне камер смесителя, Па; $P_{СМ.}$ – давление столба смеси
 подъемного трубопровода, Па; $v_{ВД.} = \sqrt{\frac{2P_D}{\rho_{ВД.}}}$ – скорость потока воды в трубопроводе, м/с;
 $K = \frac{P_{ВД.}}{P_a} + 1$ – коэффициент сжимаемости воздуха; P_a – атмосферное давление, (Па); g – ускорение
 свободного падения, м/с²; $\rho_{ВД.}, \rho_{ВЗ.}$ – плотность воды и воздуха, кг/м³; $v_{ВЗ.} = \sqrt{\frac{2P_D}{\rho_{ВЗ.} K}}$ – скорость
 сжатого воздуха, м/с; $\rho_{СМ.} = nZ\rho_{ВД.}$ – плотность смеси, кг/м³; $n = \frac{S_{ВД.}}{S_{ВЗ.}}$ – отношение площадей
 сечений трубопроводов воды и воздуха; $Z = \frac{v_{ВД.}}{v_{ВЗ.}}$ – соотношение скоростей потоков воды и
 воздуха; $v_{СМ.} = \frac{v_{ВД.} \rho_{ВД.}}{\rho_{СМ.}}$ – скорость водо-воздушной смеси, м/с.

Для нахождения скорости воды и сжатого воздуха определяется динамическое давление P_D в камере смесителя при средней плотности смеси в подъемном трубопроводе

$$\rho_{СМ. СР.} = \frac{\rho_{СМ. max} + \rho_{СМ. min}}{2}.$$

На выходе из камеры смесителя водо-воздушная смесь поднимается по подъемному трубопроводу на дневную поверхность. При продвижении смеси сжатый воздух увеличивается в объеме и возрастает скорость потока. Значение скорости водо-воздушной смеси можно определить из уравнения неразрывности среды :

$$v_{ВД.} \rho_{ВД.} = v_{СМ.} \rho_{СМ.} \quad (2)$$

Рассмотрим расчетную схему эрлифта для транспортировки пульпы, рис. 1. Компрессор 5 сжимает воздух, который по воздуховоду 4 подается в смеситель 3. При определенных условиях в смесителе образуется гидро-воздушная смесь и устанавливается давление, значение которого будет меньше давления наружного столба пульпы. Вследствие разности давлений P_D пульпа из резервуара по подводящему трубопроводу 2 поступает в смеситель. Смесь пульпы с воздухом поднимается по трубопроводу 6 и поступает в воздухоотделитель 7, где происходит разделение пульпы и воздуха – воздух уходит в атмосферу, а пульпа - в отводящий трубопровод.

В расчетной схеме эрлифта диаметры трубопроводов 2 для подачи пульпы и подъемного 6 для выдачи гидро-воздушной смеси на дневную поверхность, приняты одинаковыми.

Для определения средней плотности транспортируемой пульпы в исследованиях грузонесущих потоков в уравнения (1) и (2) были введены коэффициенты Y и X .

В таблице №1 показаны примеры возможных соотношений объемов воды и транспортируемого груза.

Таблица 1

Вода	X	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
Груз	Y	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9

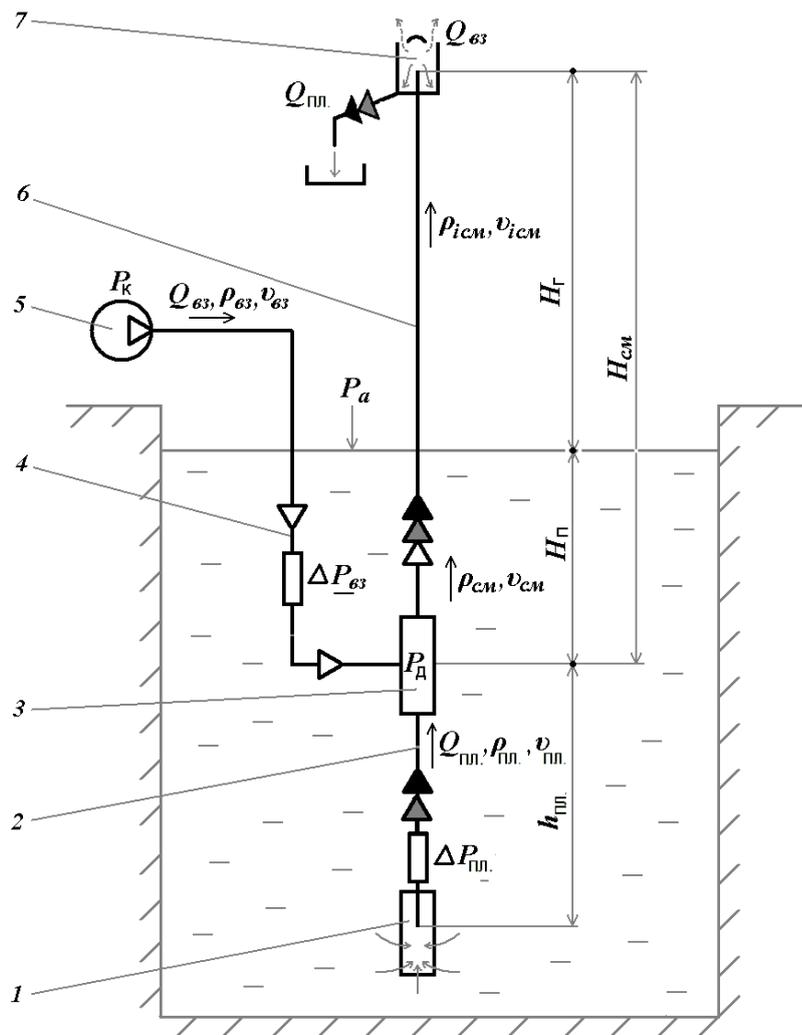


Рисунок 1 - Расчетная схема эрлифта при транспортировке пульпы:
 1–приемник пульпы; 2–трубопровод для подачи пульпы в смеситель; 3–смеситель;
 4–трубопровод подачи сжатого воздуха; 5–компрессор; 6–подъемный трубопровод
 гидровоздушной смеси; 7–воздухоотделитель; $H_{п}$ – глубина погружения смесителя;
 $H_{г}$ – высота подъема жидкости; $h_{вд}$ – длина трубопровода пульпы; $H_{см}$ – длина
 подъемного трубопровода гидровоздушной смеси.

Сумма объемных коэффициентов воды X и груза Y составляет единицу объема пульпы:

$$X + Y = 1,$$

плотность пульпы $\rho_{пл.}$ можно представить:

$$\rho_{пл.} = X\rho_{вд} + Y\rho_{гр.} \quad (3)$$

Уравнение усредненного напора потока пульпы поступающей в камеру смесителя по подающему трубопроводу имеет вид:

$$P_{д.} = \frac{v_{пл.}^2 \rho_{пл.}}{2} \quad (4)$$

где $P_{д.} = P_{пл.} - P_{см.}$ – разность давлений (динамическое давление) в камере смесителя, Па; $P_{пл.}$ – давление столба пульпы; Па; $P_{см.}$ – давление столба гидро-воздушной смеси, Па;

Из уравнения напора потока (4) определяется средняя скорость пульпы

$$v_{пл.} = \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пл.}}} = \sqrt{\frac{2P_d}{X\rho_{вд.} + Y\rho_{гр.}}} \quad (5)$$

2) Среднее значение скорости воздуха в воздухопроводе принимаем из следующих условий:

Давление сжатого воздуха нагнетаемое в камеру смесителя компрессором при рабочем режиме установки в среднем соответствует давлению водного столба $P_{вд.} = \rho_{вд.}gh_{в.ст.}$.

В случае если мелкодисперсный груз находится во взвешенном состоянии в объеме откачиваемой воды, то давление водного столба определяется через уравнение (6) с учетом коэффициентов X и Y при определении средней плотности пульпы.

$$P_{пл.} = (X\rho_{вд.} + Y\rho_{гр.})gh_{в.ст.} \quad (6)$$

При этом плотность сжатого воздуха подаваемого в смеситель равна: $\rho_{вз.} \cdot K$, где K – является коэффициентом сжимаемости воздуха.

$$K = \frac{P_{пл.}}{P_a} + 1 = \frac{(X\rho_{вд.} + Y\rho_{гр.})gh_{в.ст.}}{101319,82} + 1 \quad (7)$$

Уравнение баланса энергии среднескоростного напора сжатого воздуха с учетом коэффициента сжимаемости воздуха примет вид

$$P_d = \frac{v_{вз.}^2 \rho_{вз.} K}{2} \quad (8)$$

Из которого определяется средняя скорость воздуха в воздухопроводе

$$v_{вз.} = \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{вз.} K}} \quad (9)$$

3) Из условий неразрывности среды записанных равенством, при входе жидкости в виде пульпы и выходе из установки в виде газожидкостной смеси переносящей груз, составлено уравнение напора

$$P_d = \frac{v_{пл.} v_{см.} \rho_{см.}}{2} \quad (10)$$

Объединив выше полученные уравнения напора (4), (8), (10) в единое уравнение балансового типа, получим математическую модель грузового эрлифта:

$$P_d = \frac{v_{пл.}^2 \rho_{пл.}}{2} = \frac{v_{вз.}^2 \rho_{вз.} K}{2} = \frac{v_{пл.} v_{см.} \rho_{см.}}{2} \quad (11)$$

Для определения плотности смеси приготовляемой в камере смесителя необходимо учитывать, что пульпа состоит из воды и мелкодисперсного груза. Наличие груза в воде уменьшает условное проходное сечение для воды, поступающей в камеру смесителя. В связи с чем, отношение площадей проходных сечений трубопроводов воды и воздуха $n = \frac{S_{вд.}}{S_{вз.}}$ при транспортировке груза примет следующий вид:

$$n = \frac{X \cdot S_{вд.}}{S_{вз.}} \quad (12)$$

Работоспособность аналитических математических моделей (1) и (2),(11) подтверждается из условий неразрывности среды.

$$m_{пл.} = m_{см.} \quad (13)$$

т.е. масса пульпы входящей в трубопровод установки за единицу времени равна массе смеси при выходе из установки.

Равенство (13) можно представить в виде уравнения (14)

$$S_{пр.} \cdot v_{пл.} \cdot \rho_{пл.} = S_{пр.} \cdot v_{см.} \cdot \rho_{см.}, \quad (14)$$

$$v_{пл.} \cdot \rho_{пл.} = v_{см.} \cdot \rho_{см.}$$

Из уравнения (14) скорость смеси составит

$$v_{см.} = \frac{v_{пл.} \cdot \rho_{пл.}}{\rho_{см.}}, \quad (15)$$

Полученные численные значения скорости смеси из равенства (15) совпадают со значениями скорости смеси полученной из уравнения математической динамической модели (11).

Это равенство можно записать в общем виде

$$v_{см.} = \frac{v_{пл.} \cdot \rho_{пл.}}{\rho_{см.}} = \sqrt{2h_{пл.} \frac{dv_{см.}}{dt}} \quad (16)$$

1. Коэффициент полезного действия эрлифтов при транспортировке грузов

В общем виде КПД определяется отношением полезной работы к затраченной работе [1]. Для случая с грузовой эрлифтной установки полезной будет работа сил тяжести груза при подъеме его на высоту H_r (рис.1), при затраченной работе сжатого воздуха при расширении.

$$\eta_0 = \frac{A_{гр.} \cdot K}{A_{вз.} \cdot Q_{вз.}}, \quad (17)$$

где $A_{гр.}$ – работа сил тяжести груза; $A_{вз.}$ – работа 1 м³ сжатого воздуха, совершаемая при его расширении; K – коэффициент сжимаемости воздуха; $Q_{вз.}$ – расход свободного воздуха, м³.

Работа сил тяжести груза массой m , равна

$$A_{гр.} \approx | -mgH_r |.$$

Вывод: В связи с тем, что транспортируемый потоком груз в объеме воды равномерно распределен (так как является мелкодисперсным) и его скорость в подъемном трубопроводе равна скорости водо-воздушной смеси, для определения грузонесущей способности установки применимы обе аналитические модели. Проверочные вычисления показали, что рассмотренные модели выдают одинаковый результат при одних и тех же заданных условиях.

Для моделирования потоков, содержащих в себе гравий или кусковой уголь и другие подобные материалы, необходимо учитывать скорость груза в потоке газожидкостной смеси. Это обусловлено тем, что груз перемещается под напором и его скорость меньше, чем скорость несущего потока. Количество груза и определение усредненной плотности трехфазных потоков при этом определяется с учетом этих особенностей по несколько иной методике, в основе которой так же лежат представленные в статье аналитические уравнения.

Библиографический список:

1. Александров В.И., Коломоец Г.И., Хозяинов В.П. Уравнения балансового типа как основа математической модели эрлифтного подъемника // «Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики» – Тула – Донецк – Минск: 2011. – Вып. 7, Т.1. – С.200-207.
2. Александров В.И., Габов В.В., Хозяинов В.П. Математические модели потоков в эрлифтных установках // «Горное оборудование и электромеханика» – Москва: 2013. – Вып. 9, – С.37-40.

УДК 622.24:519.2

Моделирование процесса бурения по методу наименьших квадратов

Коваленко М.В., Мяндин И.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Повышение эффективности процесса бурения нефтяных скважин является одной из актуальных научных задач. Значительное снижение стоимости нефтедобычи можно получить за счет использования оптимальных режимов работы бурового станка, обеспечивающих снижение удельных затрат электроэнергии, истирающих материалов, а также повышение сменной производительности и стойкости бурового инструмента.

Эффективность бурения зависит от комплекса факторов: осевая нагрузка на долото, частота вращения долота, расход бурового раствора и параметры качества бурового раствора, тип долота, механическая скорость бурения, время механического бурения, механические свойства горных пород и др.

Выделяют параметры режима бурения, которые можно изменять с пульта бурильщика в процессе работы долота на забое (осевая нагрузка на долото, частота вращения долота, расход промывочной жидкости и др.), и факторы, установленные на стадии проектирования строительства скважины, отдельные из которых нельзя оперативно изменять.

Определенное сочетание параметров режима бурения и факторов, при котором осуществляется механическое бурение скважины, называется режимом бурения. Режим бурения, обеспечивающий получение наилучших показателей при данных условиях бурения, называется оптимальным.

Выделяют следующие основные показатели эффективности бурения нефтяных и газовых скважин: проходка на долото, время механического бурения, механическая и рейсовая скорости бурения. Оптимизация процесса бурения возможна по критериям максимальной механической скорости проходки. Рассмотрим влияние режимных параметров на изменение механической скорости бурения.

1. Влияние осевой нагрузки

Разрушение горной породы на забое механическим способом невозможно без создания осевой нагрузки на долото. На рис. 1 показана зависимость механической скорости бурения от осевой нагрузки на долото при проходке мягких (кривая 1), средней твердости (кривая 2), твердых (кривая 3) и крепких (кривая 4) пород при неизменной низкой частоте вращения и достаточной промывке за короткий промежуток времени.

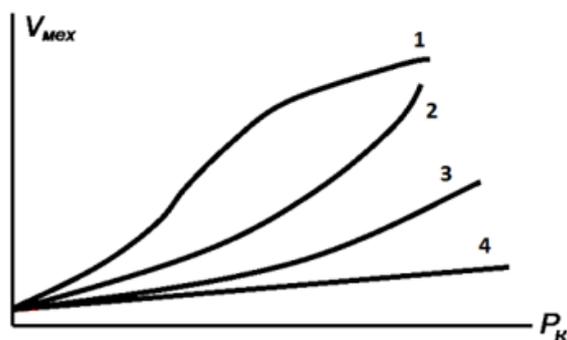


Рисунок 1 - Влияние осевой нагрузки на механическую скорость бурения

Из рисунка видно, что механическая скорость бурения непрерывно возрастает с увеличением осевой нагрузки, но темп ее роста для мягких пород более быстрый, так как больше глубина погружения зубьев при одинаковой нагрузке.

2. Влияние частоты вращения долота.

С изменением частоты вращения долота меняется число поражений забоя зубками шарошечного долота. При малой частоте вращения долота промежуток времени, в течение которого остается раскрытой трещина в породе, образуемая при вдавливании зубка,

достаточен для того, чтобы в эту трещину проник буровой раствор. При увеличении частоты вращения уменьшается промежуток времени, в течение которого трещина раскрыта, и буровой раствор может попасть в нее. Если же этот промежуток будет очень мал, то буровой раствор не успеет проникнуть в трещину, и она сомкнется после отрыва зубка шарошки от породы.

3. Влияние расхода бурового раствора (промывочной жидкости).

Влияние расхода раствора на механическую скорость бурения показано на рис. 2. При неизменной осевой нагрузке и частоте вращения долота с увеличением секундного расхода бурового раствора улучшается очистка забоя и возрастает механическая скорость проходки. Однако увеличение секундного расхода раствора эффективно лишь пока он не достигнет некоторой величины Q_d , при Q_{max} механическая скорость проходки стабилизируется. При дальнейшем возрастании расхода начнет расти давление на забой и механическая скорость будет снижаться.

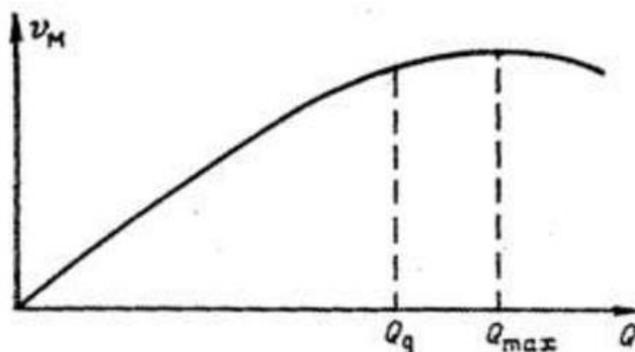


Рисунок 2 - Влияние расхода бурового раствора на механическую скорость бурения

Таким образом, определение оптимальной механической скорости проходки в зависимости от параметров режима бурения – очень важная задача эффективного процесса бурения скважин.

Целью данной работы является построение регрессионной модели на основе экспериментальных данных, показывающей зависимость механической скорости бурения от осевой нагрузки, частоты вращения долота и расхода бурового раствора.

В таблице 1 приведены экспериментальные данные: P_0 – осевая нагрузка (кН), n – частота вращения долота (об/мин), Q – подача промывочного раствора (л/мин), V_m – механическая скорость бурения (м/час).

Таблица 1 - Экспериментальные данные

P_0	n	Q	V_m	P_0	n	Q	V_m
10	120	100	2,9	14,8	280	300	3,7
14,8	200	120	3,1	18	200	320	4,1
18	280	140	3,8	22,9	120	340	4,5
22,9	300	160	4,8	26,5	200	360	6
26,5	400	480	6,5	30	280	320	8,1
30	430	200	7,8	32	300	300	9,8
32	500	220	8,3	36,4	400	360	10
36,4	430	240	8,9	39	250	225	11,1
39	400	260	9,5	42,4	450	280	10,9
10	300	280	3,1	46	500	225	10,8

Выбранный нами метод наименьших квадратов для выявления зависимостей между величинами позволяет наиболее полно учесть весь объем экспериментальной информации.

Линейное уравнение множественной регрессии имеет вид: $y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3$.

Коэффициенты можно найти, решив систему линейных уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} a_0 n + a_1 \sum_{i=1}^n x_{1i} + a_2 \sum_{i=1}^n x_{2i} + a_3 \sum_{i=1}^n x_{3i} = \sum_{i=1}^n y_i \\ a_0 \sum_{i=1}^n x_{1i} + a_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 + a_2 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} + a_3 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{3i} = \sum_{i=1}^n y_i x_{1i} \\ a_0 \sum_{i=1}^n x_{2i} + a_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{2i} + a_2 \sum_{i=1}^n x_{2i}^2 + a_3 \sum_{i=1}^n x_{3i} x_{2i} = \sum_{i=1}^n y_i x_{2i} \\ a_0 \sum_{i=1}^n x_{3i} + a_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}x_{3i} + a_2 \sum_{i=1}^n x_{2i}x_{3i} + a_3 \sum_{i=1}^n x_{3i}^2 = \sum_{i=1}^n y_i x_{3i} \end{array} \right.$$

Или воспользоваться пакетом «Анализ данных» в программе MS Excel. С помощью данного пакета найдены значения коэффициентов, представленные на рис. 3.

	<i>Коэффициенты</i>
Y-пересечение	-0,68664297
Переменная X 2	0,000427571
Переменная X 3	0,001360203
Переменная X 1	0,259343055

Рисунок 3 - Расчет коэффициентов множественной регрессии в MS Excel

Таким образом, уравнение множественной линейной регрессии, устанавливающей связь между механической скоростью бурения и трех параметров режима бурения имеет вид:
 $y = -0,68664 + 0,259343 x_1 + 0,000428 x_2 + 0,00136 x_3$.

Коэффициенты корреляции выборочных значений механической скорости бурения и трех параметров режима бурения (осевая нагрузка, частота вращения долота, расход промывочной жидкости) так же рассчитаны в программе MS Excel и равны соответственно:

$$r_{e1} = 0,97, r_{e2} = 0,67, r_{e3} = 0,29.$$

Из рассмотренных данных только выборочные значения осевой нагрузки соответствуют нормальному закону распределения при уровне значимости 0,05. Числовое значение коэффициента корреляции между значениями осевой нагрузки на долото и механической скоростью бурения наибольшее и близко к единице, что указывает на тесную связь данных параметров. На рисунке 4 показана линейная зависимость механической скорости бурения и осевой нагрузки.

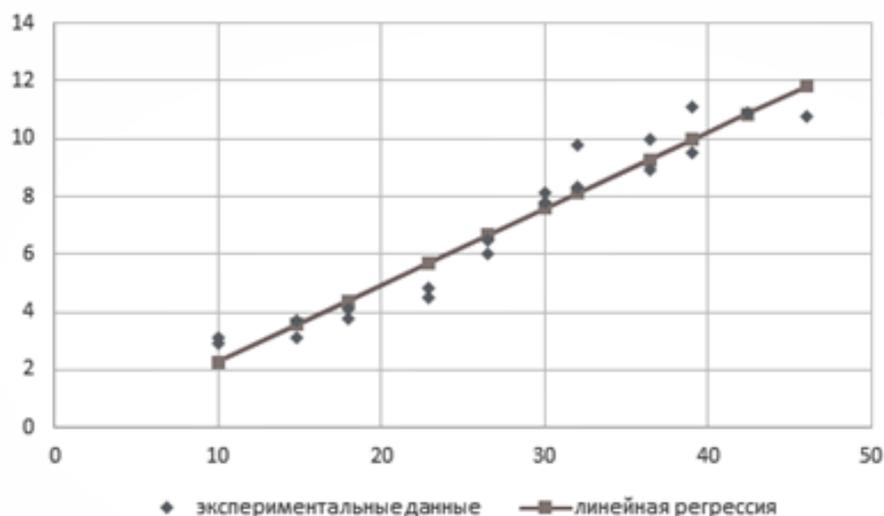


Рисунок 4 - Экспериментальные данные и теоретическая прямая

Таким образом, эффективность процесса бурения зависит от многих факторов и внешних условий. Анализ экспериментальных данных наблюдений и его правильная обработка позволяют выбрать оптимальный режим бурения, способствующий продуктивной работе.

Библиографический список:

1. Дмитриев А. Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.
2. Гмурман В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике : учеб. Пособие. – 11-е изд., перераб. – М. : Высшее образование, 2008. – 404 с.

УДК 519.237.5

Анализ регрессионных моделей на примере исследования общей реализации газа в России компанией «Газпром»

Компанец А.Ю.

Научный руководитель – Мужикова А.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Целью данной исследовательской работы является построение регрессионных моделей различного вида, их анализ и сравнение, определение наилучшей модели и нахождение прогнозных значений результирующей переменной [1]. Для проведения корреляционно-регрессионного анализа были использованы количественные данные компании «Газпром», опубликованные в итоговых отчетах за последние 10 лет. За результирующую переменную y был взят общий объем реализации газа в России. В качестве объясняющих факторов: x_1 – добыча газа (млрд куб. м), x_2 – чистая прибыль реализации газа группы Газпром в России (млрд руб.), x_3 – количество разрабатываемых месторождений, x_4 – действующих газовых скважин. Данные представлены в таблице:

года	общий объем реализации газа в России (y)	добыча газа (x1)	чистая прибыль реализация газа группы Газпром в России (x2)	количество разрабатываемых месторождений (x3)	действующих газовых скважин (x4)
2010	262,1	519,1	614,7	120	6806
2011	265,3	524,5	723	124	6988
2012	249,7	499,8	740,3	127	7226
2013	228,1	488,4	794,3	131	7246
2014	234	444,9	820,6	139	7293
2015	221,2	419,5	805,6	138	7358
2016	214,9	420,1	819,9	151	7441
2017	229,9	472,1	875,7	136	7438
2018	239,7	498,7	954,5	138	7418
2019	235,8	501,2	970,9	144	7438

Рисунок 1 – Количественные данные за последние 10 лет

Чтобы узнать от какого фактора в большей мере зависит переменная, находим коэффициент детерминации, для этого используем программу Microsoft Excel. Лучший коэффициент детерминации получился для фактора добычи газа, – 0,73. Именно из этой зависимости берем данные для дальнейшего расчета однофакторной регрессионной модели.

Рассмотрим следующие виды функций регрессии: линейная, логарифмическая, степенная, показательная и обратная для линейной. Данные функции имеют вид: $y = ax + b$, $y = a \lg x + b$, $y = ax^b$, $y = ab^x$, $y = \frac{a}{x} + b$. Параметры каждой из функций в соответствии с методом наименьших квадратов находят из соответствующих систем уравнений:

$$\text{Линейная функция} \begin{cases} a \sum x_i^2 + b \sum x_i = \sum x_i y_i \\ a \sum x_i + nb = \sum y_i \end{cases} . \text{Рассчитав, получим } y = 0,368x + 61,796.$$

Логарифмическая функция:
$$\begin{cases} a \sum (\lg x_i)^2 + b \sum \lg x_i = \sum y_i \lg x_i \\ a \sum \lg x_i + nb = \sum y_i \end{cases}$$

Получаем: $y = 391,695 \cdot \lg x - 811,234$.

Степенная функция:
$$\begin{cases} b \sum (\lg x_i)^2 + c \sum \lg x_i = \sum \lg x_i \lg y_i \\ b \sum \lg x_i + nc = \sum \lg y_i \end{cases}$$
, где $c = \lg a$.

Получаем: $y = 2,907 \cdot x^{0,714}$.

Показательная функция:
$$\begin{cases} \lg b \sum x_i^2 + \lg a \sum x_i = \sum x_i \lg y_i \\ \lg b \sum x_i + n \lg a = \sum \lg y_i \end{cases}$$
. Получаем: $y = 113,471 \cdot 1,002^x$.

Обратная для линейной:
$$\begin{cases} a \sum \frac{1}{x_i^2} + b \sum \frac{1}{x_i} = \sum y_i \frac{1}{x_i} \\ a \sum \frac{1}{x_i} + nb = \sum y_i \end{cases}$$
. Получаем: $y = \frac{-78250,477}{x} + 402,4882$.

Теоретические значения каждой из функций регрессии приведены в таблице:

x	y экспериментальное	y1	y2	y3	y4	y5
419,5	221,2	216,229	216,077	216,617	216,775	215,955
420,1	214,9	216,449	216,32	216,838	216,976	216,222
444,9	234	225,579	226,077	225,901	225,441	226,605
472,1	229,9	235,592	236,172	235,675	235,106	236,738
488,4	228,1	241,593	241,946	241,456	241,095	242,27
498,7	239,7	245,385	245,496	245,08	244,958	245,579
499,8	249,7	245,79	245,871	245,466	245,374	245,925
501,2	235,8	246,305	246,347	245,956	245,904	246,362
519,1	262,1	252,895	252,316	252,195	252,792	251,746
524,5	265,3	254,883	254,077	254,065	254,907	253,298

Рисунок 2 - Теоретические значения каждой из функций регрессии

Теперь для выбора вида уравнения, который будет лучше всех описывать зависимость общей объем реализации газа в России от добычи газа, рассчитываются все необходимые статистики. Для начала найдем общую девиацию, которая является суммой квадратов отклонений признака от средней арифметической:

$$Q = \sum (y_i - \bar{y})^2,$$

где \bar{y} – среднее значение зависимой переменной. Рассчитав получим $Q = 2466,141$.

Общую выборочную дисперсию, как оценку теоретической дисперсии распределения:

$$S^2 = \frac{\sum (y_i - \bar{y})^2}{n - 1} = \frac{Q}{n - 1} = 246,614.$$

Девиация регрессии является суммой квадратов отклонений теоретических значений от средней арифметической:

$$Q_R = \sum (\hat{y}_i - \bar{y})^2,$$

где \hat{y}_i – теоретическое значение зависимой переменной.

Высчитав значение девиацию регрессии для каждой из функций получим:

Для линейной: $Q_R = 1802,427$.

Для логарифмической: $Q_R = 1762,885$.

Для степенной: $Q_R = 1697,659$.

Для показательной: $Q_R = 1738,221$.

Для обратной для линейной: $Q_R = 1722,998$.

Определяем выборочную дисперсию для каждой из функций:

$$S_R^2 = \frac{\sum (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{m - 1} = \frac{Q_R}{m - 1},$$

где $m = k + 1$ – количество коэффициентов в исследуемой функции регрессии, k – количество факторов. В нашем случае $m = 2$.

Для линейной: $S_R^2 = 1802,427$.

Для логарифмической: $S_R^2 = 1762,885$.

Для степенной: $S_R^2 = 1697,659$.

Для показательной: $S_R^2 = 1738,221$.

Для обратной для линейной: $S_R^2 = 1722,998$.

Остаточную девиацию, равную сумме квадратов отклонений зависимой переменной от функции регрессии.

$$Q_{\text{ост}} = \sum (y_i - \hat{y}_i)^2 = \sum \varepsilon_i^2.$$

Для линейной: $Q_{\text{ост}} = 663,714$.

Для логарифмической: $Q_{\text{ост}} = 703,256$.

Для степенной: $Q_{\text{ост}} = 676,441$.

Для показательной: $Q_{\text{ост}} = 636,208$.

Для обратной для линейной: $Q_{\text{ост}} = 743,143$.

Выборочную остаточную дисперсию: $S_{\text{ост}}^2 = \frac{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2}{n-m} = \frac{\sum \varepsilon_i^2}{n-m} = \frac{Q_{\text{ост}}}{n-m}$.

Для линейной: $S_{\text{ост}}^2 = 82,964$.

Для логарифмической: $S_{\text{ост}}^2 = 87,907$.

Для степенной: $S_{\text{ост}}^2 = 84,555$.

Для показательной: $S_{\text{ост}}^2 = 79,526$.

Для обратной для линейной: $S_{\text{ост}}^2 = 92,893$.

В итоге, находим коэффициент детерминации как отношение девиации регрессии к общей девиации. Коэффициент детерминации рассчитывается для оценки качества подбора уравнения регрессии. Чем больше коэффициент регрессии, тем лучше выбранная функция аппроксимирует фактические данные. Для приемлемых моделей предполагается, что коэффициент детерминации должен быть хотя бы не меньше 0,5 (50%). Модели с коэффициентом детерминации выше 0,8 (80%) можно признать достаточно хорошими. Коэффициент определяется по формуле:

$$R_{x,y}^2 = \frac{Q_R}{Q}.$$

Корнем из коэффициента детерминации является коэффициент корреляции – статистическая взаимосвязь двух или более случайных величин. Величина коэффициента корреляции используется как характеристика качества полученной модели любой формы связи. Коэффициент корреляции определяется по формуле:

$$R_{x,y} = \sqrt{R_{x,y}^2}.$$

Чтобы иметь общее суждение о качестве модели из относительных отклонений по каждому наблюдению, определяют среднюю ошибку аппроксимации, как среднее арифметическое всех относительных ошибок.

$$A = \frac{1}{n} \sum \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right| \cdot 100\%.$$

Оценка силы связи зависимой переменной с независимой, или объясняющей переменной, может быть проведена с помощью коэффициента эластичности. Эластичность – предел отношения относительно приращения переменной y к относительному приращению фактора x . Эластичность функции показывает (приблизительно) на сколько процентов изменится переменная y при изменении фактора x на 1%. Чем выше эластичность, тем лучше.

$$E_x(y) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left(\frac{x \cdot \Delta y}{y \cdot \Delta x} \right) = \frac{x}{y} \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{x}{y} \cdot y'.$$

Производная переменной для каждой из функции будет равняться:

Для линейной: $E_x(y) = \frac{ax}{ax+b}$.

Для логарифмической: $E_x(y) = \frac{a}{(a \cdot \lg x + b) \cdot \ln 10}$.

Для степенной: $E_x(y) = b$.

Для показательной: $E_x(y) = x \cdot \ln b$.

Для обратной для линейной: $E_x(y) = \frac{-a}{a + bx}$.

Оценка статистической надежности уравнения регрессии в целом может быть произведена с помощью F-критерия Фишера. Нулевая гипотеза состоит в том, что коэффициент корреляции равен нулю. Расчетное значение критерия находят по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \frac{S_R^2}{S_{\text{ост}}^2}$$

Для линейной: $F_{\text{расч}} = 21,725$.

Для логарифмической: $F_{\text{расч}} = 20,054$.

Для степенной: $F_{\text{расч}} = 20,078$.

Для показательной: $F_{\text{расч}} = 21,857$.

Для обратной для линейной: $F_{\text{расч}} = 18,548$.

Рассчитанное значение критерия Фишера для каждой из функции сравнивается с критическим. Критическое значение, определяемой по таблице критических точек $F_{\text{табл}} = 5,32$ при уровне значимости $\alpha = 0,05$. Поскольку рассчитанное значение больше критического, то гипотеза отвергается, т. е. коэффициент корреляции не равен нулю. И есть основания полагать, что коэффициент корреляции признается значимым, а уравнение регрессии надежным. Результаты проведенных исследований регрессионных моделей сведены в таблице:

	коэффициент детерминации	коэффициент корреляции	ошибка аппроксимации	эластичность	F расчетное
линейная	0,730869371	0,85490898	9,168256391	0,740428741	21,7253421
логарифмическая	0,71483532	0,84547934	9,168256391	0,713015209	20,0539652
степенная	0,688386752	0,82969076	9,223604855	0,71383415	20,0775358
показательная	0,70483444	0,83954419	9,220610679	0,73894106	21,8572818
обратная для линейной	0,698661451	0,83585971	9,168256391	0,683571756	18,548213
Критерий	max	max	min	max	max

Рисунок 3 - Результаты проведенных исследований регрессионных моделей

Цветом выделены функции, лучшие по каждому из показателей. По совокупности критериев оптимальной является линейная функция. Поэтому именно с помощью линейной функции был сделан точечный прогноз и доверительный интервал прогноза для общего объема реализации газа в России компанией «Газпром».

Мы рассчитали прогноз общей реализации газа, соответствующий увеличению среднего значения добычи газа на 10%, т. е в точке:

$$x_h = \bar{x} \cdot 1,1 = \frac{\sum x_i}{n} \cdot 1,1 = 526,713.$$

Для получения прогнозного значения рассчитывают общую дисперсию фактического значения переменной у в прогнозной точке:

$$S_h^2 = S_{\text{ост}}^2 \cdot \left(1 + \frac{1}{n} + \frac{(x_h - \bar{x})^2}{\sum (x_i - \bar{x})^2} \right) = 91,281.$$

Чтобы найти доверительный интервал, сначала надо рассчитать точечное прогнозное значение переменной у:

$$\hat{y}_h = 0,368x_h + 61,796 = 255,697.$$

Стандартную ошибку прогноза:

$$S_h = \sqrt{S_h^2} = 9,554.$$

Предельную ошибку прогноза:

$$\Delta_{\text{дов}} = t_{\alpha} S_h,$$

где t_{α} – коэффициент доверия распределения Стьюдента для уровня значимости $\alpha = 0,05$ и числа степеней свободы $\nu = n - 2 = 10 - 2 = 8$. Так как уровень значимости $\alpha = 0,05$, то доверительная вероятность: $F = 1 - 0,05 = 0,95$. По таблице Стьюдента определяем, что критическое значение критерия равно $t_{\alpha} = 2,306$. Отсюда предельная ошибка прогноза будет равна $\Delta_{\text{дов}} = 22,032$. И окончательно, находим нижнюю и верхнюю границы интервала прогноза:

$$y_{\text{н}} = \hat{y}_h - t_{\alpha} S_h = 233,665, y_{\text{в}} = \hat{y}_h + t_{\alpha} S_h = 277,729$$

В итоге с вероятностью в 95% можно утверждать, что при добыче газа $x = 526,713$ общий объем реализации газа окажется в интервале от 233,665 до 277,729.

В заключение можно сделать вывод, что корреляционно-регрессионный анализ позволяет выбрать наилучшую регрессионную модель и прогнозировать появление зависимой случайной величины.

Библиографический список:

1. Математика : учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности экономики и управления/ Б.Т.Кузнецов. 2-е изд., перераб. и доп., 2004. 719 с.

УДК 519.71

Стабилизация перевернутого двухзвенного маятника приведением методом орбитальной линеаризации

Лапин А.Е.

Научный руководитель – Лапина Л.Н.

НШПП Яреганефть ООО "ЛУКОЙЛ-Коми", г. Ухта

В данной работе рассматривается двухзвенный механизм, рис. 1, состоящий из двух недеформируемых звеньев, соединенных шарниром. К шарниру приложен внешний вращающий момент u . Основание первого звена закреплено шарниром на неподвижной опоре.

Представленный двухзвенный механизм является одним из распространенных типов двухзвенных механизмов, класса Acrobot, управление которыми представляет собой нелинейную задачу.

В отличие от классического однозвенного обратного маятника, управление данным механизмом осуществляется путём приложения момента в промежуточном шарнире. Вращая верхнее звено, например, по часовой стрелке, внешний момент будет стремиться повернуть нижнее звено против часовой стрелки, и наоборот. Таким образом становится возможно достигнуть положения равновесия путём аккуратного управления положением верхнего звена относительно нижнего звена.

У данного механизма (рис. 1) известны следующие параметры:

m_1, m_2 - массы звеньев,

l_1, l_2 - длины звеньев,

J_1, J_2 - моменты инерции звеньев относительно центров масс,

p_1, p_2 - расстояния до центра масс звеньев,

φ_1 - угол между вертикалью и первым звеном,

φ_2 - угол между звеньями,

u - момент в шарнире, соединяющем два звена.

Вся система находится в поле силы тяжести. Нулевой уровень потенциальной энергии соответствует горизонтальной опоре, на которой закреплен механизм. У данной механической системы 2 степени свободы. В качестве управляющего внешнего воздействия выступает момент u в шарнире, соединяющем звенья.

Интерес для исследователя представляет тот факт, что для данной системы размерность управления меньше количества степеней свободы, поэтому построить стабилизирующее управление стандартными методами линейной и нелинейной теории управления затруднительно.

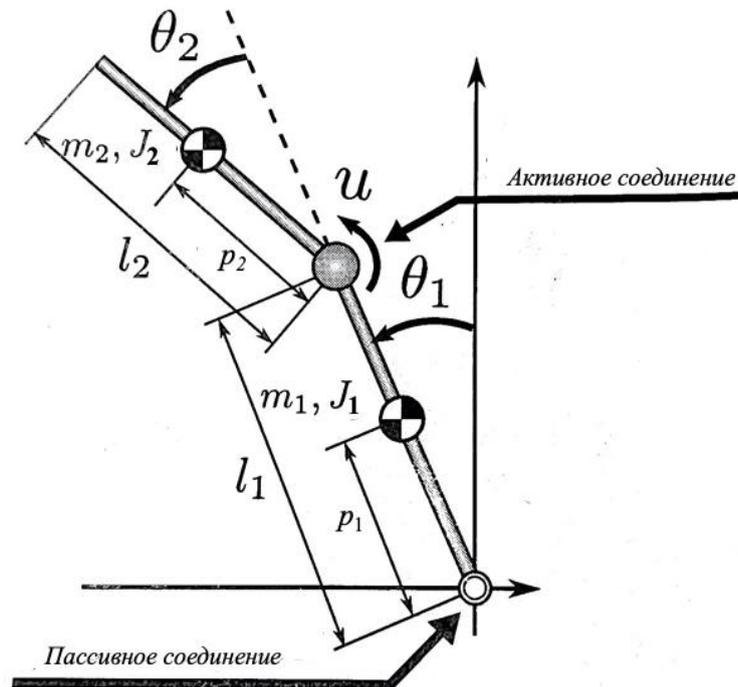


Рисунок 1 - Двухзвенный перевернутый маятник

Вертикальное положение, отвечающее значениям координат $\theta_1=0$, $\theta_2=0$, является неустойчивым положением равновесия рассматриваемой системы. Необходимо стабилизировать данный механизм в этом положении при условии малых начальных отклонений от положения равновесия.

Считаем, что сила трения в шарнирах пренебрежительно мала. Рассмотрение сил трения требует более точной информации о типе шарнирного соединения и выходит за рамки поставленной задачи. Также пренебрегаем трением о воздух. Звенья считаем недеформируемыми.

Динамика механической системы с n степенями свободы может описана с помощью уравнений Лагранжа второго рода. Для данного двухзвенного механизма удобно взять в качестве обобщенных координат углы θ_1 и θ_2 .

С помощью аппарата аналитической механики математическую модель данной динамической системы можно записать в следующем виде:

$$D(\theta_1, \theta_2)\ddot{\theta} + C(\theta_1, \theta_2, \dot{\theta}_1, \dot{\theta}_2) = Bu$$

Для удобства проведена следующая замена констант:

$$\begin{aligned} \alpha &= J_1 + m_1 p_1^2 + m_2 l_1^2 \\ \beta &= m_2 l_1 p_2 \\ \gamma &= J_2 + m_2 p_2^2 \\ \kappa_1 &= (m_1 p_1 + m_2 l_1)g \\ \kappa_2 &= m_2 p_2 g \end{aligned}$$

С использованием метода орбитальной линеаризации, предложенного в статье [1], построим управление u , стабилизирующее нулевое положение рассматриваемого перевернутого маятника при условии малых начальных отклонений.

Преобразование системы в линейную управляемую систему называют *орбитальной линеаризацией*, если кроме замены переменных состояния и обратной связи используется замена независимой переменной, не зависящая от управления [1].

Используемая замена независимой переменной:

$$h(\theta, \dot{\theta}) = \frac{1}{(\alpha + \gamma + 2\beta \cos(\theta_2))}$$

Замена переменный состояния:

$$z_1 = \theta_1 + \int_0^{\theta_2} \frac{\gamma + \beta \cos(y)}{\alpha + \gamma + 2\beta \cos(y)} dy$$

$$z_2 = (\alpha + \gamma + 2\beta \cos(\theta_2))\dot{\theta}_1 + (\gamma + \beta \cos(\theta_2))\dot{\theta}_2$$

$$z_3 = (\alpha + \gamma + 2\beta \cos(\theta_2))(\kappa_1 \sin(\theta_1) + \kappa_2 \sin(\theta_1 + \theta_2))$$

$$z_4 = (\alpha + \gamma + 2\beta \cos(\theta_2))(\kappa_1 \dot{\theta}_1 (\alpha + \gamma + 2\beta \cos(\theta_2)) \cos(\theta_1) + \kappa_2 (\dot{\theta}_1 + \dot{\theta}_2) (\alpha + \gamma + 2\beta \cos(\theta_2)) \cos(\theta_1 + \theta_2) - 2\beta \dot{\theta}_2 \sin(\theta_2) (\kappa_1 \sin(\theta_1) + \kappa_2 \sin(\theta_1 + \theta_2)))$$

Данная замена переменных позволяет точно линеаризовать исходную система, так как в работе используются приближенные расчеты.

Стабилизирующее управление вычисляется таким образом, чтобы корни характеристического многочлена замкнутой системы канонического вида, то есть в переменных z , были отрицательны. Это управление стабилизирует нулевое положение исходной системы, если новые переменные выразить с помощью представленных выше формул через исходные переменные.

Для проверки аналитических расчетов проведены численные эксперименты, представляющие собой моделирование динамики рассматриваемого двухзвенного перевернутого маятника в пакете MATLAB с учетом построенного управляющего воздействия. В качестве начальных условий предполагалось, что оба звена маятника отклонили на малую величину от вертикального положения равновесия и отпустили без сообщения начальной скорости.

Аналитические расчеты области сходимости применяемого метода не проводились ввиду сложности и нелинейности системы, а также найденного управления.

Результаты эксперимента с начальными углами равными 0.01 рад и начальными угловыми скоростями равными 0 рад/с представлены на рисунках 2-6.

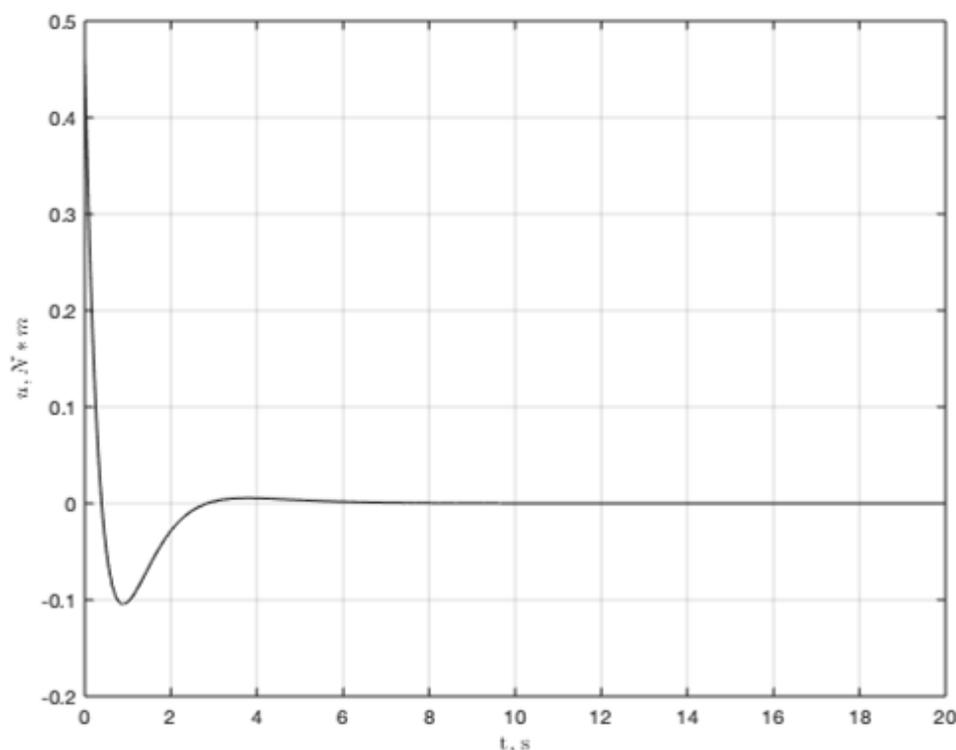


Рисунок 2 - Вращающий момент u

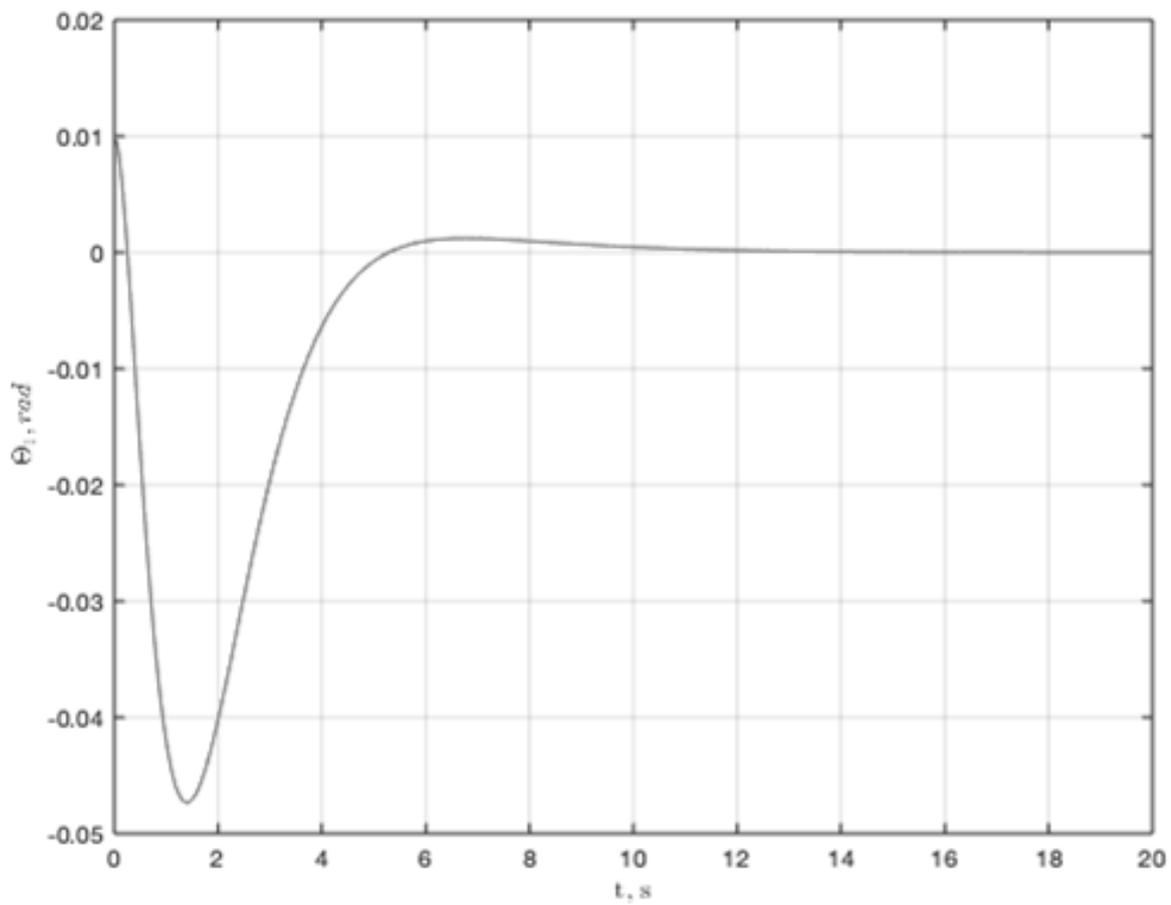


Рисунок 3 - Угол между первым звеном и вертикалью

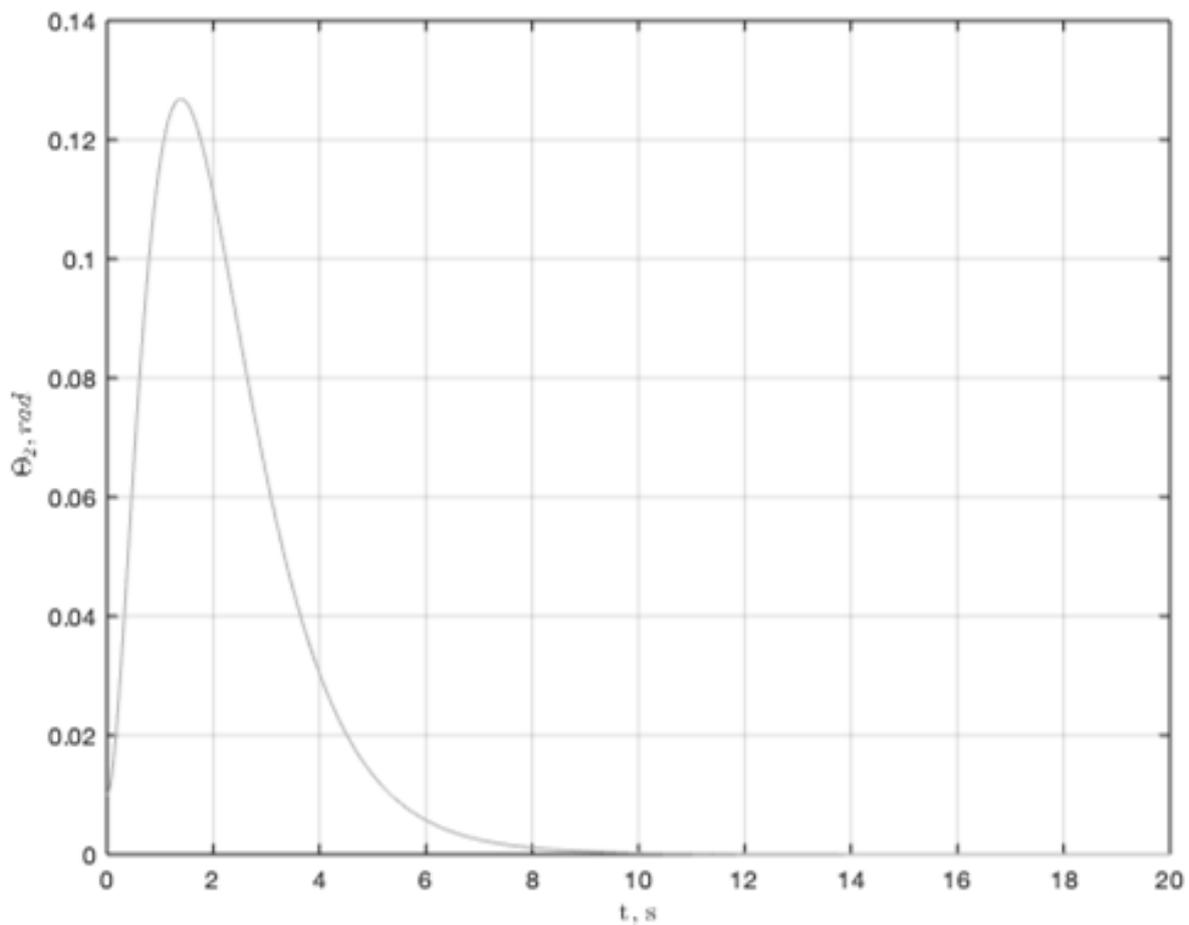


Рисунок 4 - Угол между звеньями

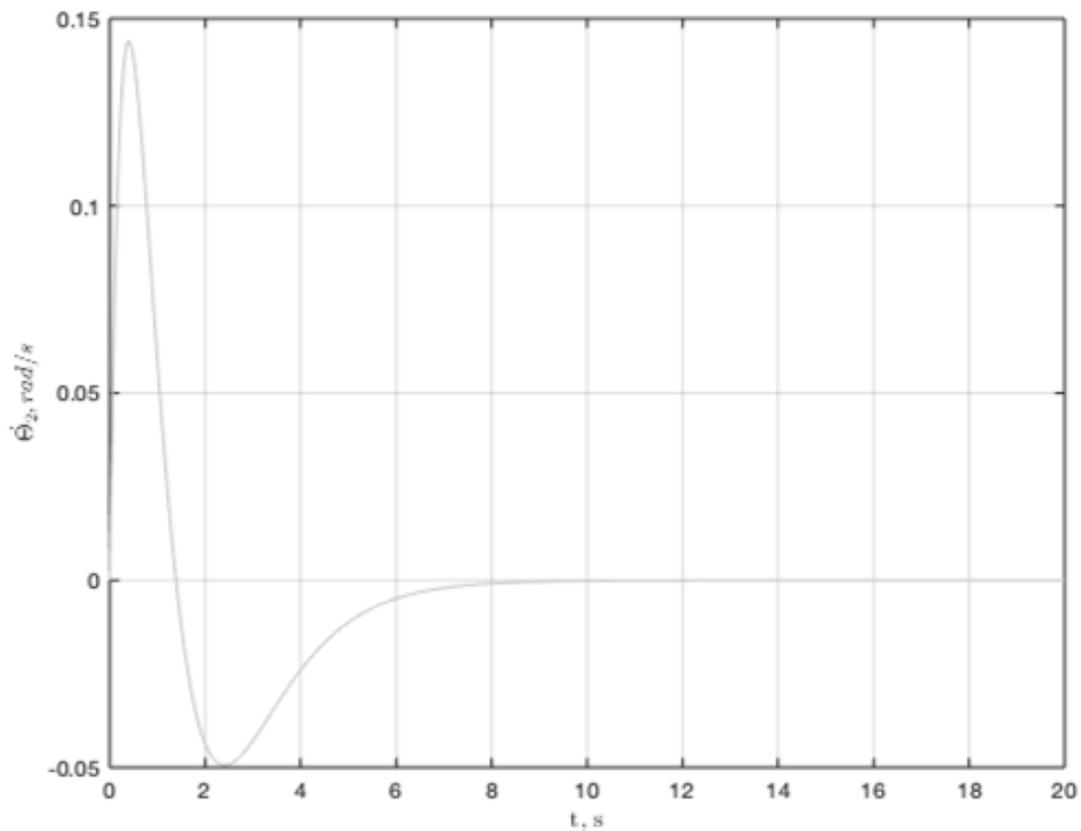


Рисунок 5 - Угловая скорость второго звена относительно первого

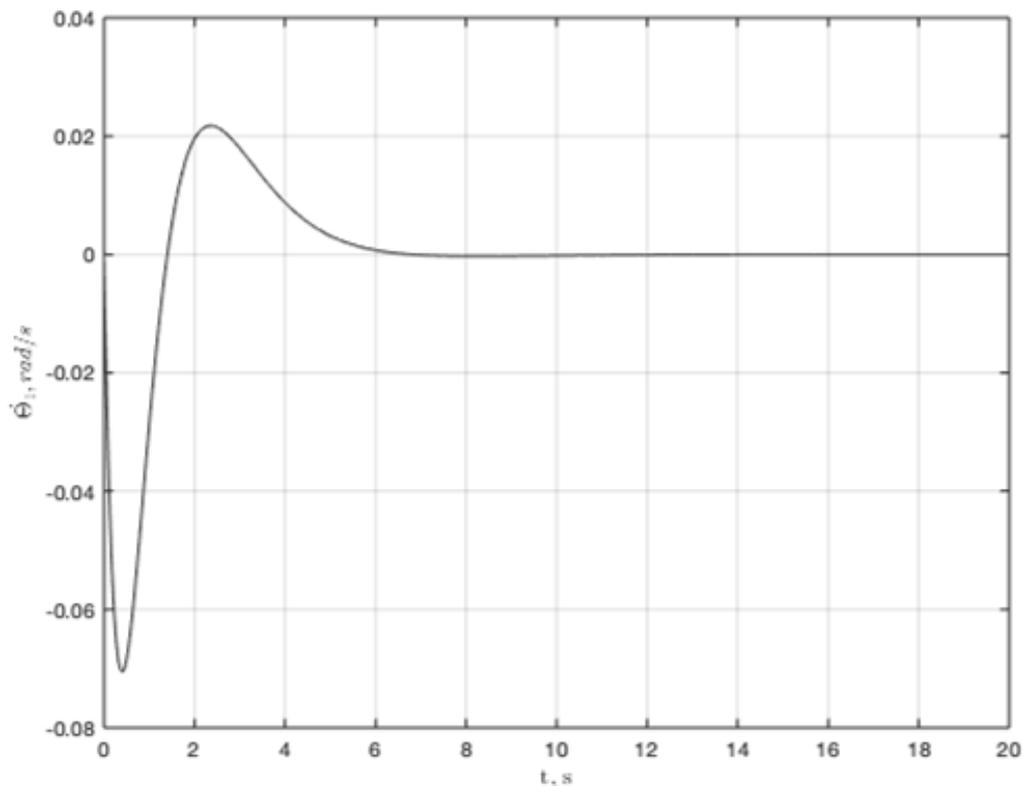


Рисунок 6 - Угловая скорость первого звена

Таким образом, найденное методом орбитальной линеаризации управление стабилизирует систему в окрестности нулевого положения равновесия за приемлемое время.

Библиографический список:

1. Крищенко А. П. Орбитальная линеаризация аффинных систем // Доклады академии наук, 2013. Т. 453. №6. С. 620-623.

УДК 51-37

Математические программные пакеты, применяемые в обучении

Малафеевский А.О.

Научный руководитель: Пармузина М.С.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В данной работе рассматриваются некоторые математические пакеты, которые можно использовать при изучении математики в техническом вузе, а также проводится некоторый анализ этих программ, а именно: стоимость использования программы, принцип работы, для кого предназначены и др.

На сегодняшний день существует большое количество математических прикладных пакетов, которые не только помогают решать различного рода задачи, но и значительно упрощают процесс вычислений. Математические пакеты охватывают основные разделы математики и позволяют производить необходимые математические расчёты.

Большинство таких пакетов совмещают в себе решение не какой-то определённой задачи, а имеют перечень тем, с которыми они могут справиться.

Весь процесс решения любой математической задачи производится при помощи моделирования. Математическое моделирование – это математическое создание и изучение описания реального объекта.

Этапы математического моделирования задачи: 1) постановка задачи; 2) построение схемы, выделение основных частей и процессов; 3) определение значения, которое необходимо рассчитать; 4) выделение основных изменяемых параметров; 5) математическое описание основных частей и процессов; 6) построение решения; 7) расчет искомого параметра. Все этапы необходимо освоить для решения математических задач, в том числе и с помощью программных продуктов.

Классифицировать математические пакеты можно по области применения, по вычислительным возможностям, по функционалу, а также по цене, которая будет зависеть не только от задач, поставленных пользователем, но и от опыта работы с такими продуктами пользователя. Кроме того, существуют онлайн-сервисы, которые выполняют те же задачи, что и полноценные математические пакеты.

Рассмотрим несколько наиболее популярных математических пакетов.

Первый пакет, который мы рассмотрим – это **Microsoft Excel** (рисунок 1).

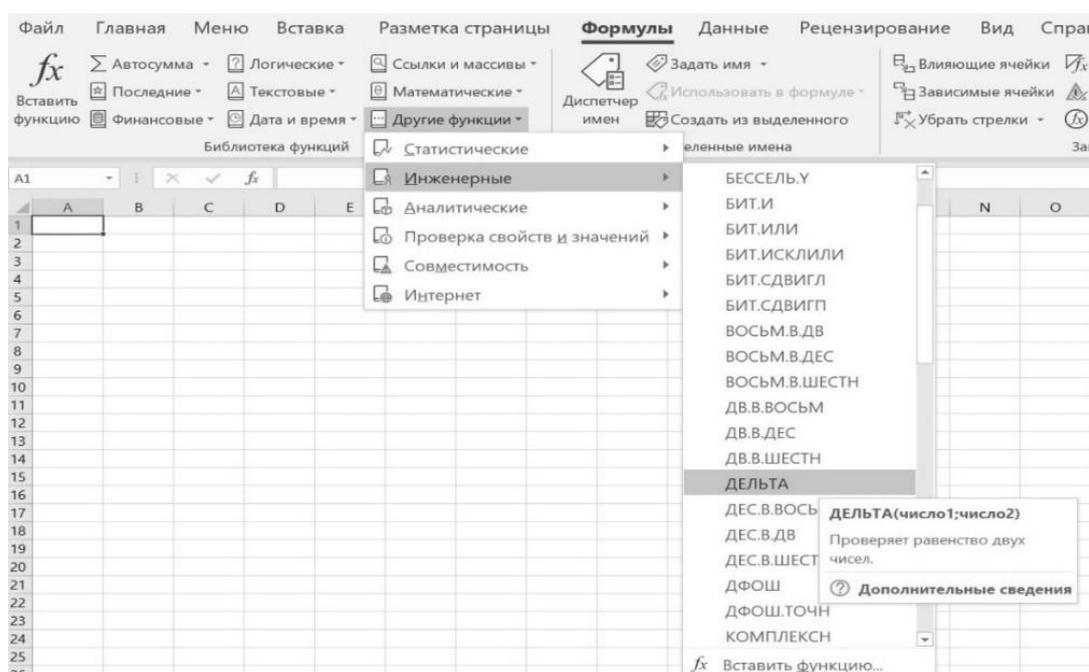


Рисунок 1 - Функции Microsoft Excel

Данная программа предназначена для работы с электронными таблицами, которые отлично справляются с систематизацией и представлением информации.

Математические вычисления в Excel производятся путём использования различного рода функций: суммирование; произведение; нахождение целой части; возведение числа в степень; извлечение корня из числа; нахождение синуса, арксинуса, натурального логарифма; округление (в том числе до нечётного числа); возвращение суммы массивов и суммы квадратов разностей; получение обратной матрицы, нахождение определителя матрицы и многих других.

Список вычислительных возможностей Microsoft Excel систематически пополняется и расширяется, но так или иначе данный продукт уступает специализированным математическим пакетам. Данная программа идеально подходит для пользователей, профессия которых заключается в ведении отчётности, бухгалтерском учёте и наглядном представлении данных. Excel входит в пакет Microsoft Office, цена которого может достигать 9000 рублей.

Еще одна мощная математическая программа – **Mathcad** (рисунок 2).



Рисунок 2 - Функции Mathcad

Этот математический пакет является ведущим в расчётно-программном обеспечении. Особенность его состоит в том, что он прост в использовании.

Возможности: суммирование, произведение, логические операции, дифференцирование, интегрирование; использование и преобразование тригонометрических, экспоненциальных, гиперболических функций; упрощение, дифференцирование, интегрирование и алгебраическое преобразование выражений; операции линейной алгебры; генерация случайных чисел или гистограммы; решение дифференциальных уравнений; использование переменных и постоянных реальных, мнимых и комплексных чисел с вспомогательными модулями или без них и многое другое.

Таким образом, можно сказать, что из-за большого количество вычислительных возможностей математический пакет Mathcad предназначен для пользователей, которые хотят получить возможность работать с помощью уникального языка инженерной математики. Лицензия на данный продукт со всем функционалом будет стоить около 65000 рублей, но также присутствует бесплатная пробная версия.

Еще одна математическая программа – **Mathematica** (рисунок 3). Как и другие, данное программное обеспечение предназначено для осуществления вычислений. Этот продукт объединяет в единое целое числовое и символьное вычислительное ядро, графическую систему, язык программирования, систему документации и возможность взаимодействия с другими приложениями.



Рисунок 3 - Функции Mathematica

Возможности: работа с символьными комплексными вычислениями; загрузка, анализ и визуализация данных; решение обычных и дифференциальных уравнений; решение задач численной или символьной минимизации; численное моделирование и имитация; построение систем управления; разработка приложений для технических компаний и финансовых учреждений; создание отчетов и документов для распространения в электронном виде или на бумаге; проведение презентаций и семинаров; иллюстрирование математических или научных концепций.

Этот математический пакет широко используется в научных, инженерных, математических и компьютерных областях, но для работы с ним необходим определённый уровень знаний программирования. Годовая лицензия для студента будет иметь ценность в 6000 рублей, бесплатная пробная версия присутствует.

Еще одна математическая программа – **Scilab** (рисунок 4).

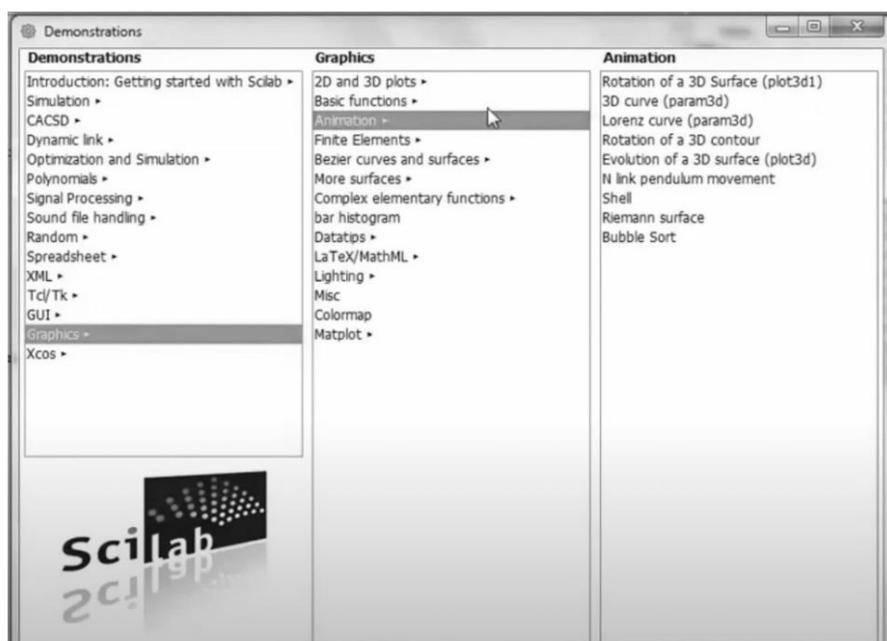


Рисунок 4 - Функции Scilab

Данный математический пакет предназначен для числовой обработки данных. Одной из наиболее ценных особенностей является платформа для визуального динамического моделирования и симуляции процессов.

Возможности: работа с матрицами; решение обыкновенных дифференциальных уравнений; численное дифференцирование и интегрирование; построение двумерных и трехмерных графиков по формулам и по результатам расчетов; решение задач линейного программирования; создание пользовательских программ; графический вывод во встроенном модуле построения графиков функций, различных поверхностей, изображений и др.

Данный математический пакет может быть применим любым пользователем, а также лицензия на него распространяется бесплатно.

Еще одна математическая программа – **FlatGraph** (рисунок 5).

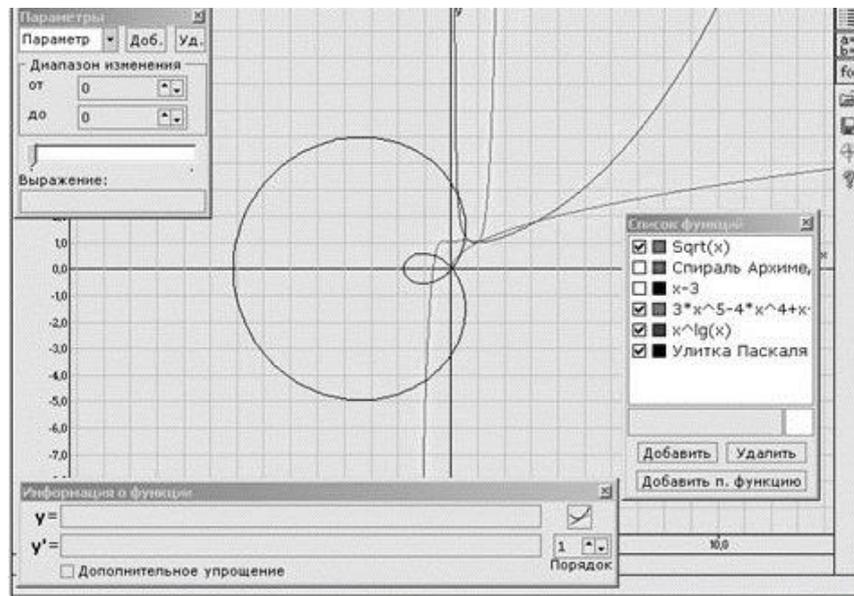


Рисунок 5 - Функции FlatGraph

Применяется для построения графиков и функций. Возможности: отображения и дифференцирование функциональных выражений; выполнение символьного дифференцирования для указанного порядка производной, упрощение полученной производной; определение влияния параметров функций на вид графиков; масштабирование графиков функций; задача и вывод графически параметрических функций; решение уравнений, системы уравнений и неравенств графическим способом; получение и отображение касательной к графику функции.

Данное программное обеспечение распространяется бесплатно.

До этого момента рассматривались примеры математических пакетов, которые являются программами. Сейчас же предоставляется внимание нескольким онлайн-сервисам, которые могут производить математические вычисления:

Рассмотрим онлайн-сервис – **Mathway** (рисунок 6).

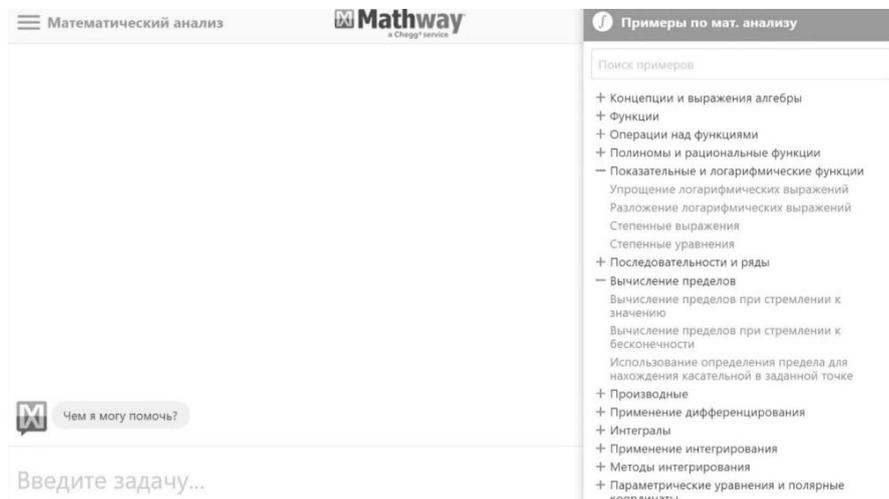


Рисунок 6 - Функции Mathway

Это онлайн-сервис, который решает разные задачи, заданные пользователем. Возможности: решение алгебраических, тригонометрических выражений; осуществление математического анализа; построение графиков; решение химических задач; решение задач из линейной алгебры.

Функционал сервиса с каждым годом становится обширнее. Вместе с этим простота его использования позволяет пользователям в короткие сроки находить нужный ответ.

Так как этот сервис работает онлайн, некоторые функции полностью бесплатны, но, чтобы получать ответы с подробным решением нужно приобрести подписку, годовая цена которой составляет 800 рублей.

Еще один онлайн-сервис – **Контрольная работа РУ** (рисунок 7).



[Решение пределов \$\lim x \rightarrow \infty\$](#)

[Производная функции \$f\(x\)'\$](#)

[Решение интегралов \$\int dx\$](#)

[Решение уравнений \$x^2=1\$](#)

[Система уравнений \$\{x-2y=0\}\$](#)

[Построение графиков \$f\(x\)\$](#)

[Решение неравенств \$x < 1\$](#)

[Комплексные числа \$i\$](#)

[Ряды \$\Sigma\$](#)

[Матрицы \$\[\cdot\]\$](#)

[Вектора](#)

[Обычный и инженерный калькулятор](#)

Рисунок 7 - Функции Контрольная работа РУ

Данный онлайн-сервис осуществляет бесплатное решение задач различного рода. В нём собрано большое количество калькуляторов. Возможности: решение уравнений, систем уравнений; решение пределов; решение неравенств, систем неравенств; решение интегралов; нахождение производной функции; построение графика функции; осуществление разложения в ряд; решение комплексных выражений; решение матриц.

Этот математический пакет, как и все другие, может применяться учениками, студентами, преподавателями, инженерами, программистами и всеми людьми, которые хотят предоставить решение задачи технике.

Подводя итог можно сказать, что главная задача всех математических пакетов состоит в том, чтобы упрощать решение задач, экономить время пользователя. Пользователь, в свою очередь, выбирает тот математический пакет, который соответствует поставленной задаче и уровню знания программирования.

Библиографический список:

1. Платформа для публикаций Pandia.ru. – Режим доступа: <https://pandia.ru>.
2. Свободная энциклопедия Википедия. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org>.
3. Инфопедия для углубления знаний. – Режим доступа: <https://infopedia.su>.
4. Ф-Центр – компьютерный интернет-магазин для профессионалов. . – Режим доступа: <https://fcenter.ru>.

УДК 517.938

Моделирование динамических систем в среде Matlab

Мотрюк И.Н.

Научный руководитель – Мотрюк Е.Н.

Национальный исследовательский университет ИТМО, г. Санкт-Петербург

При изучении различных процессов в научных исследованиях, возникает необходимость построения связей входных и выходных параметров и изучение их зависимости. Это касается и динамических систем, которые записываются в виде дифференциальных уравнений. В данной работе рассматривается моделирование линейных дискретных динамических систем и их исследование при помощи среды Matlab.

Динамические системы [1] - это системы, которые под действием внешних и внутренних сил изменяют во времени свои состояния. Представления о динамических системах возникли как обобщение понятия механической системы, поведение которой описывается законами динамики. В современной науке понятие динамической системы охватывает системы практически любой природы - *физические, химические, биологические, экономические, социальные и др.* При этом системы характеризуются различной внутренней организацией - жестко-детерминированные, стохастические, нелинейные, системы с элементами самоорганизации, самоорганизующиеся.

Линейными динамическими системами принято называть устройства, характеризуемые следующим свойством: их выходной сигнал определяется не только величиной входного сигнала в рассматриваемый момент времени, но и характеристики этого сигнала до этого. Если каждый раз значение на выходе, при одном и том же входном значении, разное, то есть зависит от того, в какой последовательности подавались входные значения, то мы имеем дело с динамической системой. В записи модели динамических систем присутствует производная, связывающая прошлое состояние системы с настоящим.

Важнейшим свойством динамических систем является их *устойчивость*, т. е. сохранение системой своей базовой структуры и основных выполняемых функций в течение определенного времени и при относительно небольших и разнообразных внешних воздействиях и внутренних возмущениях.

Абстрактная динамическая система представляет собой математическую модель некоторого объекта, процесса или явления.

Динамическая система также может быть представлена как система, обладающая *состоянием*. При таком подходе, динамическая система описывает (в целом) динамику некоторого процесса, а именно: процесс перехода системы из одного состояния в другое. *Фазовое пространство системы* - совокупность всех допустимых состояний динамической системы. Таким образом, динамическая система характеризуется своим начальным состоянием и законом, по которому система переходит из начального состояния в другое.

В системах с *дискретным временем*, которые традиционно называются каскадами, поведение системы (или, что то же самое, траектория системы в фазовом пространстве) описывается последовательностью состояний.

Динамическая система описывается автономной системой дифференциальных уравнений, заданной в некоторой области и удовлетворяющей там *условиям теоремы существования и единственности решения* дифференциального уравнения. Положениям равновесия динамической системы соответствуют особые точки дифференциального уравнения, а замкнутые фазовые кривые - его периодическим решениям.

Основное содержание теории динамических систем - это исследование кривых, определяемых дифференциальными уравнениями. Сюда входит разбиение фазового пространства на траектории и исследование предельного поведения этих траекторий: *поиск и классификация положений равновесия, выделение притягивающих (аттракторы) и отталкивающих (репеллеры) множеств (многообразий)*. Важнейшие понятия теории динамических систем - *устойчивость* (способность системы сколь угодно долго оставаться около положения равновесия или на заданном многообразии) и *грубость* (сохранение свойств при малых изменениях структуры динамической системы).

На рисунке 1 представлен общий вид линейной динамической системы, где $y = y(\cdot)$ и $u = u(\cdot)$ - сигналы, т.е. функции времени $t \in \{0, 1, 2, \dots\}$ или $t \in [0, +\infty)$. [3]

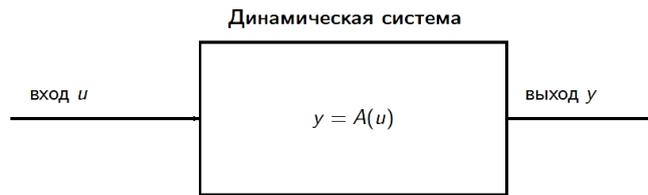


Рисунок 1 – Общий вид динамической системы

Кроме входного сигнала u , на выход системы оказывает влияние вектор начального состояния x_0 . (рис. 2). Размерности векторов x_0 и $x(t)$ совпадают $\forall t \geq 0$.

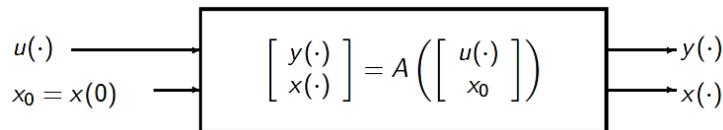


Рисунок 1 – Пространство состояний динамической системы

Линейная динамическая система в функциональной форме «вход-выход» имеет вид

$$y^{(r)} + a_1 y^{(r-1)} + \dots + a_r y = b_0 u^{(q)} + b_1 u^{(q-1)} + \dots + b_q u,$$

где

$$u = u(t) \in R^m, y = y(t) \in R^l, t \in [0, +\infty), u(\cdot) \in C^q, y(\cdot) \in C^r, r \geq q.$$

Или

$$a(d/dt)y = b(d/dt)u,$$

где

$$a(\lambda) = \lambda^r + a_1 \lambda^{r-1} + \dots + a_r,$$

$$b(\lambda) = b_0 \lambda^q + b_1 \lambda^{q-1} + \dots + b_q, .$$

$$a_i \in R^{l \times l}, b_i \in R^{l \times m}$$

Линейная дискретная динамическая система в функциональной форме «вход-выход»

$$y_{k+r} + a_1 y_{k+r-1} + \dots + a_r y_k = b_0 u_{k+q} + b_1 u_{k+q-1} + \dots + b_q u_k$$

где

$$u_k \in R^m, y_k \in R^l, k = 0, 1, \dots$$

Или

$$a(\nabla)y_k = b(\nabla)u_k, \nabla x_k = x_{k+1},$$

где

$$a(\lambda) = \lambda^r + a_1 \lambda^{r-1} + \dots + a_r,$$

$$b(\lambda) = b_0 \lambda^q + b_1 \lambda^{q-1} + \dots + b_q, .$$

$$a_i \in R^{l \times l}, b_i \in R^{l \times m}$$

Рассмотрим как исследуется система и основные понятия, связанные с ней, на конкретных примерах.

1. Дана дискретная система:

$$\begin{cases} x_{(k+1)} = Ax_k + Bu_k \\ y_k = Cx_k \end{cases}$$

Перейдем к функциональной форме «вход-выход» и построим передаточную функцию системы.

Начальные данные:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ -0.2 & 0.1 & -0.5 \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 0.3 \\ 0.6 \\ 0.6 \end{bmatrix}, C = [0 \ 0 \ 1]$$

Определим характеристический многочлен матрицы A:

$$a(s) = \det(sI - A) = \begin{vmatrix} s & -1 & 0 \\ 0 & s & -1 \\ 0.2 & -0.1 & s + 0.5 \end{vmatrix} = s^3 + 0.5s^2 - 0.1s + 0.2$$

Вычислим передаточную функцию системы [3]:

$$W(s) = C(sI - A)^{-1}B$$

Получаем:

$$W(s) = \frac{0.6s^2 - 0.12}{s^3 + 0.5s^2 - 0.1s + 0.2}$$

Получим систему в виде «вход-выход»:

$$y_{k+3} + 0.5y_{k+2} - 0.1y_{k+1} + 0.2y_k = 0.6u_{k+2} - 0.12u_k$$

2. Дана функциональная модель дискретной линейной системы в форме «вход-выход»:

$$y_{k+3} + 0.4y_{k+2} + 0.2y_{k+1} - 0.2y_k = -0.2u_{k+2} + 0.06u_{k+1} + 0.08u_k$$

Начальные данные нулевые.

Перейдем к канонической модели в пространстве состояний.

Для представления системы в канонической форме пространства состояний, систему достаточно переписать в виде:

$$\begin{cases} x_{(k+1)} = Ax_k + bu_k \\ y_k = Cx_k \end{cases}$$

$$A = \begin{bmatrix} -0.4 & 1 & 0 \\ -0.2 & 0 & 1 \\ 0.2 & 0 & 0 \end{bmatrix}, b = \begin{bmatrix} -0.2 \\ 0.06 \\ 0.08 \end{bmatrix}, c = [1 \ 0 \ 0]$$

3. Дана передаточная функция устойчивой линейной системы:

$$W(s) = \frac{2s - 1}{s^2 + 3s + 2}$$

Построим переходную функцию исходной системы в среде Matlab. Найдем передаточную функцию дискретной системы по методу Эйлера, получим оценку шага дискретизации (для устойчивой и неустойчивой систем). Найдем передаточную функцию дискретной системы по методу Тастина, сравним с исходной системой [3].

Для начала построим график переходной функции для исходной системы в среде Matlab (рис. 3) [2].

Находим передаточную функцию по методу Эйлера:

$$W(s) = W\left(\frac{s-1}{h}\right) = \frac{2s-1}{s^2+3s+2} \Big|_{s=\frac{s-1}{h}} = \frac{h^2+2sh-2h}{s^2-2s+1+3sh-3h+2h^2}$$

Оценка шага дискретизации:

$$h < \min \frac{2|\operatorname{Re}(s)|}{|s^2|} = 1 \text{ с}$$

Построим переходные функции дискретизированной по Эйлеру системы для двух h : меньше и больше критического значения (рис. 4, 5).

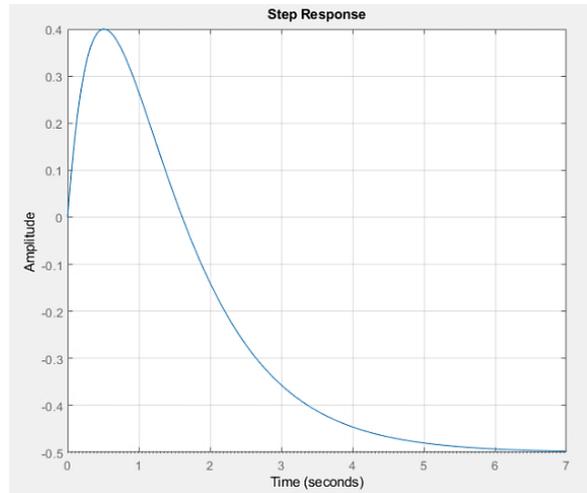


Рисунок 3 – Переходная функция исходной системы

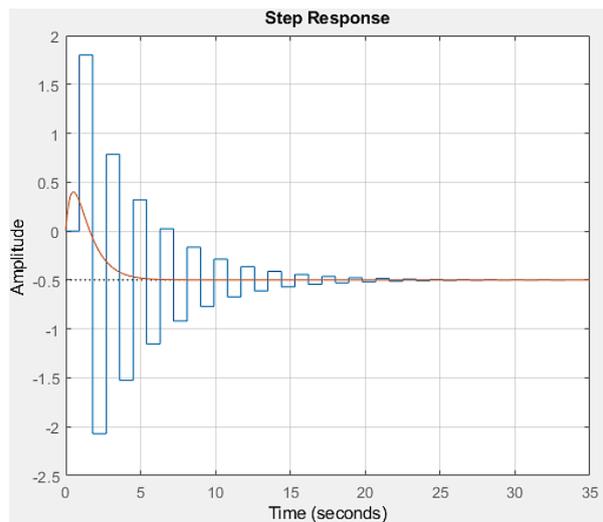


Рисунок 4 – Переходная функция дискретизированной системы при $h = 0.9\text{H}$

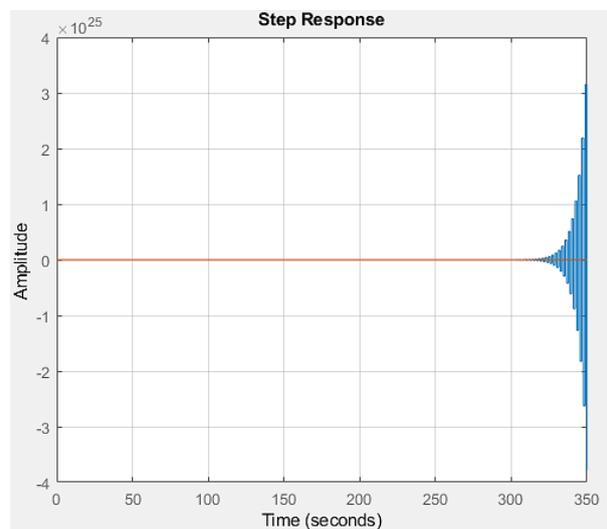


Рисунок 5 – Переходная функция дискретизированной системы при $h=1.1\text{H}$

Как видно из переходных функций, дискретная система Эйлера устойчива только при $h < H$.
Найдём передаточную функцию по методу Тастина:

$$W(s) = W\left(\frac{2(s-1)}{h(s+1)}\right) = \frac{2s-1}{s^2+3s+2} \Big|_{s=\frac{2(s-1)}{h(s+1)}} =$$

$$= \frac{4s^2h - h^2s^2 - 2h^2s - 4h - h^2}{4s^2 + 6s^2h + 2s^2h^2 - 8s + 4h^2s + 4 - 6h + 2h^2}$$

И построим переходную функцию полученной дискретной системы (рис. 6, 7).

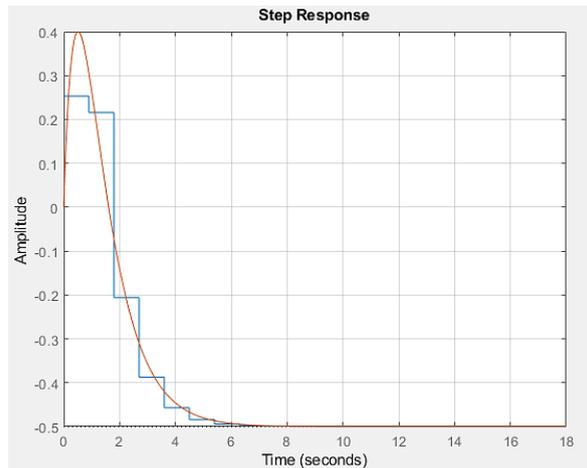


Рисунок 6 – Переходная функция дискретизированной системы при $h = 0.9H$

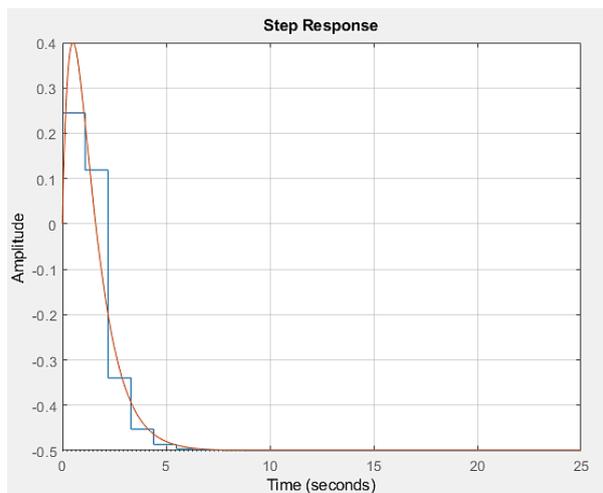


Рисунок 7 – Переходная функция дискретизированной системы при $h = 1.1H$

Как видно, система, дискретизированная по методу Тастина, остаётся устойчивой при шаге дискретизации, превышающем пороговое значение.

Таким образом, показано, что в среде Matlab можно эффективно проводить научные исследования. В частности, можно строить динамические дискретные системы с использованием различных методов (Эйлера, Тастина) и исследовать их свойства, например такие важные, как устойчивость.

Библиографический список:

1. Иванов В.А., Ющенко Л.С. Теория дискретных систем автоматического управления. М.: Наука, 1983.
2. Смирнов Н. В., Смирнов М. Н., Смирнова М. А. Решение прикладных задач теории управления в MATLAB. СПб.: Соло, 2013.186 с.
3. Юмагулов М.Г. Введение в теорию динамических систем / Издательство "Лань". ISBN 978-5-8114-1799-5 . 2015. – 272с.

УДК 519.688

Метод оценки критических параметров индивидуальных веществ на основе атомарных вкладов и параметров потенциала Леннарда-Джонса

Сабитов М.А.

Военный инновационный технополис «ЭРА», г. Анапа

Критические параметры индивидуальных веществ, наряду с ацентрическим фактором и температурой кипения являются ключевыми параметрами при моделировании поведения многокомпонентных смесей, их транспортных и термодинамических свойств. На текущий момент, казалось бы, созданы все условия для эффективного и точного моделирования процессов химической технологии, переработки углеводородного сырья, горения: созданы обширные базы данных, в которых содержится значительный перечень свойств индивидуальных веществ – начиная с молекулярной массы и заканчивая экспериментальными данными в области колебательной спектроскопии. В то же время обнаруживается, что зачастую данных, представленных в открытом доступе, недостаточно для различных кинетических схем, особенно включающих радикальные реакции. Свойства радикалов в таких реакциях оцениваются с помощью различных методов, наиболее часто используется метод группового вклада Джобака. Однако такое приближение не характеризуется высокой точностью, особенно в отсутствии известной температуры кипения. В связи с этим возникает необходимость обращения к другим групповым и негрупповым методам оценки (на основе топологических, квантово-химических и иных индексов) или разработка собственных приближений на основе регрессионного анализа представительной выборки, а также применения методов машинного и глубокого обучения.

Целью данной статьи является разработка метода оценки индивидуальных веществ, основанного на использовании ограниченного количества исходных данных, таких как структура вещества и энергетические параметры потенциала взаимодействия Леннарда-Джонса.

Существует большое количество методов оценки критической температуры и критического давления. Зачастую эти методы предназначены для определенного классов соединений (таких как алканы, алкены, спирты), но встречаются и универсальные. Метод Уилсона-Джасперсона, основываясь на знании температуры кипения и структуре вещества не предъявляет ограничений к классу соединений. Следует отметить, что авторы предложили три метода для определения критической температуры T_c и критического давления P_c , отличающиеся объемом используемой информации. Метод нулевого порядка прибегает к факторному анализу, используя данные по точке кипения, плотности жидкости и молекулярном весе как дескрипторы компонента. Метод первого порядка использует помимо точки кипения данные об атомарных вкладах и вкладах, обусловленных числом колец, а метод второго порядка также задействует групповые вклады. Методы первого и второго порядка описывают следующие уравнения:

$$T_c = T_b / \left[0.048271 - 0.019846 \times N_r + \sum_k N_k (\Delta tck) + \sum_j M_j (\Delta tcj) \right]^{0.2}, \quad (1)$$

$$P_c = 0.0186233 \times T_c / \left[-0.96601 + e^Y \right], \quad (2)$$

$$Y = -0.00922295 - 0.0290403 \times N_r + 0.041 \times \left(\sum_k N_k (\Delta pck) + \sum_j M_j (\Delta pcj) \right), \quad (3)$$

где N_r – количество колец в компоненте, N_k – количество атомов типа k в компоненте, причем каждый такой атом обеспечивает вклады Δtck и Δpck , M_j – количество групп типа j в методе второго порядка, обеспечивающих вклады Δtcj и Δpcj [1]. В данной работе было принято решение использовать метод первого порядка. Необходимые для расчетов атомарные вклады приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Атомарные вклады для расчета критических параметров по методу Уилсона-Джасперсона

Атом	Δt_{ck}	Δp_{ck}
H	0.002793	0.12660
C	0.008532	0.72983
N	0.019181	0.44805
O	0.020341	0.43360

Заметим, что отношение критического давления к критической температуре зависит только от состава вещества и является константой для каждого вещества.

Рассмотрим теперь уравнение состояния Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{R \times T}{V - b} - \frac{a(T)}{V^2 + 2b \times V - b^2}, \quad (4)$$

где P – давление, Па; T – температура, К; V – объем, м³; R – универсальная газовая постоянная, . Коэффициенты a и b рассчитываются следующим образом

$$a(T_c) = 0.457235 \frac{R^2 \times T_c^2}{P_c}, \quad (5)$$

$$b(T_c) = 0.077796 \frac{R \times T_c}{P_c}, \quad (6)$$

Принимая $P_c/T_c = c_0 = 1/c_3$, и выделяя постоянные множители $c_1 = 0.457235$ и $c_2 = 0.077796$, после несложных преобразований получим:

$$k_0 \times V_c^3 + k_1 \times V_c^2 + k_2 \times V_c + k_3 = 0, \quad (7)$$

$$k_0 = 1, \quad (8)$$

$$k_1 = R \times c_3 \times (c_2 - 1), \quad (9)$$

$$k_2 = R^2 \times c_3^2 \times (-3c_2^2 - c_1 - 2c_2), \quad (10)$$

$$k_3 = R^3 \times c_3^3 \times (c_2^3 + c_2^2 - c_1 \times c_2), \quad (11)$$

где выражение (7) представляет собой кубическое уравнение относительно критического объема V_c , а уравнения (8) - (11) связывают коэффициенты с введенными ранее обозначениями констант. Решая данное уравнение можем получить три значения критического объема, хотя бы одно из которых – вещественное, причем тип полученных значений зависит от следующего выражения:

$$\delta = -4 \times k_1^3 \times k_3 + k_1^2 \times k_2^2 - 4 \times k_0 \times k_2^3 + 18 \times k_0 \times k_1 \times k_2 \times k_3 - 27 \times k_0^2 \times k_3^2 = \\ = c_3^6 \times (-0.0022) < 0, \quad (12)$$

а так как коэффициент c_3 в шестой степени больше или равен 0, то полученное выражение свидетельствует о наличии лишь одного действительного корня, которое и претендует на роль оценки критического объема.

Зная отношение P_c/T_c и критический объем V_c можно оценить критический коэффициент сжимаемости:

$$Z_c = \frac{p_c \times V_c}{R \times T_c} = \frac{V_c}{R \times c_3}. \quad (13)$$

Итак, найдены два из четырех критических параметров, однако наиболее важные – температура и давление – остаются неизвестными, хотя и связаны согласно методу Уилсона-Джасперсона.

Рассмотрим вириальное уравнение состояния в критической точке:

$$Z_c = 1 + \frac{B_c}{V_c} + \frac{C_c}{V_c^2} + \dots, \quad (14)$$

где второй вириальный коэффициент B_c , как известно, зависит от температуры и природы рассматриваемого газа, но не зависят от плотности и давления. Отсекая от уравнения (14) все слагаемые в правой части, содержащие третий и выше вириальные коэффициенты, получим следующую связь между критическим объемом и фактором сжимаемости с одной стороны и вторым вириальным коэффициентом с другой

$$B_c(T_c) = (Z_c - 1) \times V_c. \quad (15)$$

С другой стороны в литературе [2] проводится следующая зависимость второго вириального коэффициента от критической температуры и параметров потенциала взаимодействия Леннарда-Джонса:

$$B_c(T^*) = \frac{2}{3} p N_A \sigma^3 \sum_{j=0}^{\text{inf}} b_j \times T^{*[-(2j+1)/4]}, \quad (16)$$

$$b_j = -\frac{2^{j+1/2}}{4 \cdot j!} \Gamma\left(\frac{2j-1}{4}\right), \quad (17)$$

где $T^* = \epsilon/k_B T$ – приведенная температура; σ – параметр потенциала Леннарда-Джонса, определяющий значение расстояния r между молекулами, при котором потенциал взаимодействия равен нулю, Å; ϵ – максимальное значение энергии притяжения (глубина потенциальной ямы), К. Потенциал Леннарда-Джонса имеет достаточно близкую к реальной картине межмолекулярного взаимодействия форму, при этом параметры данного потенциала для многих веществ табулированы. Значения параметров потенциала Леннарда-Джонса можно определить различными способами, например, на основании информации о транспортных свойствах газов или же на основании квантово-механических расчетов [3]. Подстановка значения второго вириального коэффициента, полученного по формуле (15) в формулу (16) позволяет найти критическую температуру, решая нелинейное уравнение одной переменной. Зная критическую температуру, можно рассчитать критическое давление.

Таким образом, располагая параметрами потенциала Леннарда-Джонса σ , ϵ и данными о структуре вещества можно определить его критические параметры.

Для подтверждения применимости данного метода проведем серию расчетов для веществ, наиболее распространенных в качестве технических газов в промышленности и при переработке природного газа. Справочные критические параметры и параметры Леннарда-Джонса для 13 таких веществ приведены в таблице 2 [4].

Таблица 2 - Критические параметры и параметры потенциала Леннарда-Джонса

Вещество	ϵ/k_B , К	σ , Å	Z_{ref}	V_{ref} , М ³	T_{ref} , К	P_{ref} , МПа
H ₂	38.000	2.920	0.305	64.15	33.18	1.313
CH ₄	141.400	3.746	0.286	98.60	190.56	4.599
C ₂ H ₂	209.000	4.100	0.268	112.00	308.30	6.138
C ₂ H ₄	280.800	3.971	0.281	131.00	282.34	5.041
C ₂ H ₆	252.300	4.302	0.279	145.50	305.32	4.872
C ₃ H ₆	266.800	4.982	0.281	185.00	364.90	4.600
C ₃ H ₈	266.800	4.982	0.276	200.00	369.83	4.248
NO ₂	200.000	3.500	0.233	82.49	431.15	10.133

Вещество	$\epsilon/k_B, K$	$\sigma, \text{Å}$	Z_{ref}	V_{ref}, M^3	T_{ref}, K	P_{ref}, MPa
O ₂	107.400	3.458	0.288	73.40	154.58	5.043
CO	98.100	3.650	0.295	93.10	132.92	3.499
CO ₂	244.000	3.763	0.274	94.00	304.19	7.382
N ₂	97.530	3.621	0.294	89.21	126.20	3.460
H ₂ O	572.400	2.605	0.229	55.95	647.13	22.055

Расчеты по предлагаемому методу были проведены в среде MATLAB. Полученные результаты были сравнены со справочными. Относительные погрешности полученных оценок критических параметров приведены в таблице 3.

Таблице 3 - Относительные погрешности оценки критических параметров веществ

Вещество	V_c	Z_c	T_c	P_c
H ₂	30,85%	7,28%	86,38%	149,58%
CH ₄	2,31%	1,12%	19,16%	20,46%
C ₂ H ₂	9,18%	5,52%	10,54%	6,71%
C ₂ H ₄	4,03%	0,64%	46,79%	41,80%
C ₂ H ₆	3,38%	1,36%	30,77%	28,04%
C ₃ H ₆	3,80%	0,64%	26,76%	23,07%
C ₃ H ₈	3,37%	2,46%	20,93%	19,68%
NO ₂	21,94%	21,37%	34,10%	34,49%
O ₂	4,32%	1,81%	11,01%	4,44%
CO	0,75%	4,14%	16,47%	12,55%
CO ₂	23,33%	3,21%	18,41%	1,07%
N ₂	12,45%	3,81%	30,52%	43,24%
H ₂ O	19,79%	23,49%	3,22%	0,42%
Средняя относительная погрешность	10,73%	5,91%	27,31%	29,66%

Полученные результаты показывают, что относительная погрешность определения критического объема в худшем случае не превышает 31%, а в лучшем случае – 1%, в то время как при определении критического давления и критической температуры оценка по методу Уилсона-Джасперсона не дает гарантий высокой точности. Очевидно, что только атомарных вкладов недостаточно для высокой точности. Кроме того, нужно учитывать, что и сами параметры потенциала Леннарда-Джонса, имея некоторую погрешность, вносят ее и в конечный результат. Однако в целом предложенный метод, хотя и нуждается в доработках, имеет большие перспективы, учитывая тот малый объем исходных данных, который необходим для прогнозирования. Дальнейшее развитие метода будет заключаться в расширении выборки веществ и уточнении зависимости между критической температурой и критическим давлением.

Библиографический список:

1. Poling, B. E. The Properties of Gases and Liquids / B. E. Poling, J. M. Prausnitz, J. P. O'Connell. – New York : McGraw-Hill, 2001. – 768 p.
2. Dymond, J. D. Virial Coefficients of Pure Gases and Mixtures / J. D. Dymond, K. N. Marsh, R. C. Wilhoit. – Berlin : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2003. – 380 p.
3. Белов, Г. В. Уравнения состояния реального газа на основе потенциала Леннарда-Джонса // Математическое моделирование. – 2008. – Т. 20. – № 12. – С. 55-75.
4. Yaws, C. L. Thermophysical Properties of Chemicals and Hydrocarbons / C. L. Yaws. – Oxford : Gulf Professional Publishing, 2014. – 1000 p.

УДК 519.17

Метод построения дерева решений как инструмент выбора стратегии

Хомутникова У.И.

Научный руководитель – Мужикова А.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Все сталкивались в своей жизни с ситуациями, когда необходимо принять правильное и рациональное решение. В большинстве случаев мы опираемся на свой жизненный опыт, исходим из своих целей. Но как поступить в случае, если простой интуиции недостаточно, а решение проблемы требует серьезного подхода? Специально для этого были разработаны различные методы принятия решений, в частности, метод построения дерева решений. Что же представляет из себя такое «дерево»? Это графическое представление определенных действий и правил в иерархической структуре. Для каждой комбинации действий указывается соответствующая вероятность успеха или неудачи.

Данный метод используется для оценки рисков по сложным проектам (как пример, инвестиционные проекты). Обращаются к нему вследствие того, что стоящая перед аналитиками задача многоступанчатая; она имеет несколько множеств решений, вытекающих друг из друга. А соответственно – большое количество сценариев и вероятностей их наступления.

Как строится дерево решений? В первую очередь необходимо собрать достоверные данные. Далее аналитики придерживаются примерно такого алгоритма:

1. Определяются ключевые моменты, которые могут повлиять на развитие событий (так называемые узлы).
2. Определяется время их наступления.
3. Продумываются и формулируются все вероятные решения, которые можно принять в результате ключевых событий.
4. Определяется вероятность их принятия.

Узлы дерева соединяются ветвями – определенными действиями. Также для более эффективного анализа в построении дерева учитываются вероятности и размеры неудач. Область применения данной математической модели достаточно обширна. Приведем несколько примеров:

- Банковское дело. С помощью дерева решений оценивают клиентов и принимают решение о выдаче кредита.
- Промышленность. Яркий пример - проверка качества. При помощи особого алгоритма возможно выявить бракованные товары еще на определенных этапах производства.
- Медицина. В этой сфере исследуемый метод анализа применяется врачами при постановке диагноза. Врач задает больному вопросы и, исходя из ответов, делает заключение.
- Программирование. Любая программа или веб-страница построены по принципу алгоритма и движения от целого к множеству.

Также крайне часто метод дерева решений является эффективным инструментом в выборе различных стратегий компаний, когда присутствует неопределенность и риск.

Оптимальные решения для минимальных затрат принимаются во многих сферах нашей жизни, нефтегазовая отрасль – не исключение. Одним из важнейших секторов этой промышленности является бурение скважин, процесс, эффективность которого зависит от многих параметров. Как пример, вязкость и плотность бурового раствора, нагрузка на долото, число двойных ходов бурового насоса.

В таблице ниже приведены данные, собранные при проводке ряда скважин на некоторой местности. Все скважины условно разделены на «хорошие» (θ_1) и «осложненные» (θ_2): скважины, средняя стоимость бурения 1 м которых меньше 4,84 условных единиц (усл. ед.) отнесены к состоянию θ_1 , остальные – к состоянию θ_2 .

После изучения информации в таблице без дополнительного анализа сложно определить, какую гидравлическую тактику лучше применить для более экономичного решения. Цель данной задачи: с помощью метода дерева решений выяснить, при каком сочетании приведенных параметров будет получена минимальная стоимость 1 м бурения.

Таблица 1 - Исходные данные к задаче

Состояние скважины	Номер скважины	Интервал бурения, м	Стоимость 1 м бурения, усл. ед.	Плотность бурового раствора ρ , г/см ³	Условная вязкость бурового раствора, с
θ_1	400	3706-4055	4,11	1,62-1,65	45-60
	324	3650-4024	4,01	1,85	60-80
	328	3739-4117	2,38	1,76-1,8	50-55
	323	3650-3902	3,91	1,67-1,7	40-55
	322	3653-4054	1,51	1,66-1,7	60-70
	304	3700-3951	2,15	1,73-1,75	55-70
	292	3585-3970	2,14	1,7-1,73	45-50
θ_2	329	3654-4002	5,09	1,84-1,86	60-70
	325	3591-3908	5,69	1,7-1,75	60-75
	300	3667-4059	13,34	1,8-1,86	40-50
	378	3624-4100	5,15	1,65-1,7	35-50

Для начала выделим три диапазона плотностей бурового раствора: $\rho_1 \leq 1,7$ г/см³, $1,7 \leq \rho_2 \leq 1,75$ г/см³, $\rho_3 \geq 1,75$ г/см³. В следующей таблице приведено распределение скважин по этим диапазонам: указано количество скважин в каждой группе состояния, для которых применяется раствор определенной плотности.

Таблица 2 – Распределение скважин в зависимости от плотностей бурового раствора

Состояние скважин	Плотность бурового раствора		
	ρ_1	ρ_2	ρ_3
θ_1	3	2	2
θ_2	1	1	2

Далее для скважин двух состояний, характеризующихся тремя различными плотностями, бурового раствора посчитаем среднюю стоимость 1 м бурения.

Таблица 3 – Средняя стоимость 1 м бурения для скважин θ_1 и θ_2 , характеризующихся плотностями буровых растворов ρ_1, ρ_2, ρ_3

Состояние скважин	Средняя стоимость 1 м бурения (в усл. ед.) для скважин с плотностями		
	ρ_1	ρ_2	ρ_3
θ_1	3,18	2,15	3,19
θ_2	5,15	5,69	10,79

Определим, какое действие наиболее эффективно для рассматриваемых скважин, когда в анализе участвует информация о плотностях буровых растворов.

Каждому действию соответствует определенное количество скважин θ_1 и θ_2 . Составим таблицу ожидаемых выигрышей (ОВ) для плотностей ρ_1, ρ_2, ρ_3 . Ожидаемый выигрыш – та стоимость 1 м бурения, которая получена с вероятностью того, что среди всех скважин, для которых применяется буровой раствор определенной плотности, будут скважины определенного состояния.

Таблица 4 – Ожидаемые затраты для скважин с условием учета информации о плотности бурового раствора

Состояние скважин	ρ_1	Вероятность состояния	ρ_2	Вероятность состояния	ρ_3	Вероятность состояния
θ_1	3,18	0,75	2,15	0,67	3,19	0,5
θ_2	5,15	0,25	5,69	0,33	10,79	0,5
ОВ, усл.ед.	3,67		3,32		6,99	

Из полученной таблицы видно, что наилучшим действием является применение бурового раствора с плотностью ρ_2 . Стоимость бурения при этом равна 3,32 усл. ед., что является минимальным значением в сравнении с остальными. Ниже построен фрагмент дерева решений, с учетом одного критерия – плотности бурового раствора (рис. 1).

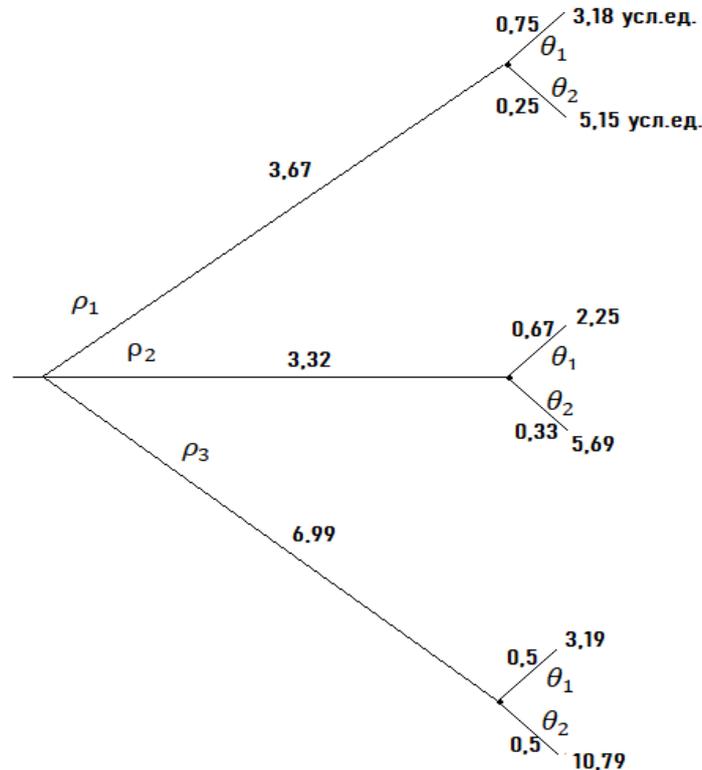


Рисунок 1 – Дерево решений, построенное на основе информации о плотности бурового раствора

Далее аналогичным образом делим на два диапазона вязкость применяемых буровых растворов, считаем количество скважин в каждом состоянии с такой характеристикой и получаем таблицу 5.

Таблица 5 – Распределение скважин в зависимости вязкости бурового раствора

Состояние скважины	Условная вязкость бурового раствора, с	
	$T_1 < 60$	$T_2 \geq 60$
θ_1	4	3
θ_2	2	2

По данным этой таблицы можно получить вероятности сочетаний: $\theta_1 T_1=0,57$, $\theta_2 T_2=0,43$, $\theta_1 T_2=\theta_2 T_1=0,5$. В следующей таблице 6 приведены значения совместных и безусловных вероятностей состояния и исхода выборки для плотностей ρ_1, ρ_2, ρ_3 с учетом вязкости T_1 и T_2 .

Таблица 6 – Совместные и безусловные вероятности состояния для плотностей ρ_1, ρ_2, ρ_3 с учетом вязкости T_1 и T_2

Плотность бурового раствора	Вязкость	Состояние скважин		Безусловная вероятность выборки вязкости
		θ_1	θ_2	
ρ_1	T_1	$0,75*0,57=0,43$	$0,25*0,5=0,125$	0,555
	T_2	$0,75*0,43=0,32$	$0,25*0,5=0,125$	0,445
Безусловная вероятность состояния		0,75	0,25	1
ρ_2	T_1	$0,67*0,57=0,38$	$0,33*0,5=0,165$	0,545
	T_2	$0,67*0,43=0,29$	$0,33*0,5=0,165$	0,455
Безусловная вероятность состояния		0,67	0,33	1

Плотность	Вязкость	Состояние скважин		Безусловная
ρ_3	T_1	$0,5*0,57=0,285$	$0,5*0,5=0,25$	0,535
	T_2	$0,5*0,43=0,215$	$0,5*0,5=0,25$	0,465
Безусловная вероятность состояния		0,5	0,5	1

Вероятность пересечения $\rho_1 T_1 \theta_1 = 0,43$, по этому же методу рассчитываются остальные вероятности для всех трех критериев. Достаиваем дерево решений, добавляя новые ветви. Так вероятность траектории $\rho_1 T_1 \theta_1 = 0,43$, а $\rho_1 T_1 = 0,555$, получаем вероятность того, что буровой раствор плотности ρ_1 и вязкости T_1 применяется для скважин состояния θ_1 , равна $0,43/0,555=0,77$. Аналогично подсчитываются остальные траектории, и получается готовое дерево решений для данной задачи (рис. 2).

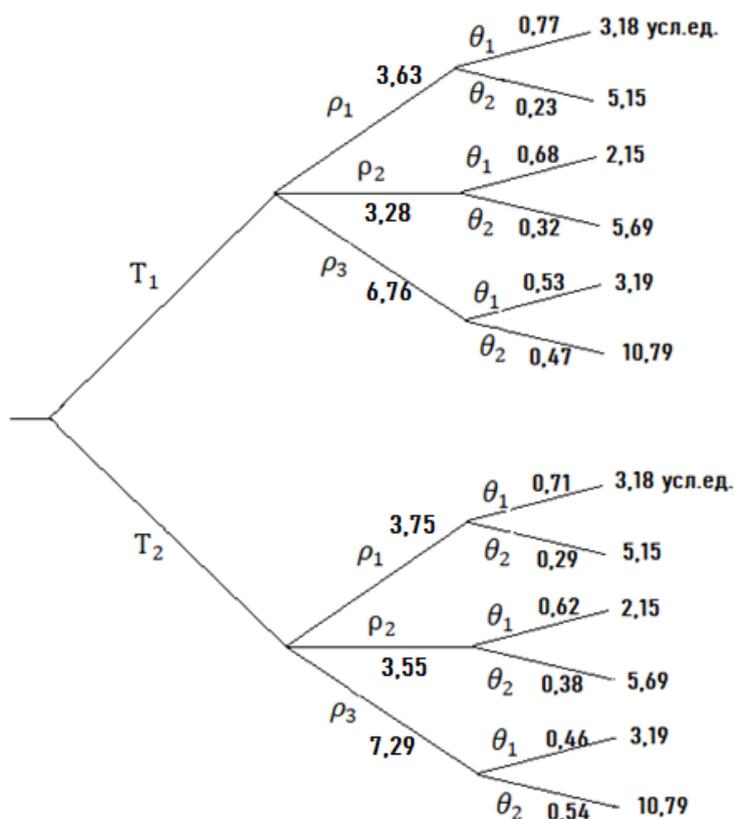


Рисунок 2 – Дерево решений, построенное на основе информации о плотности и вязкости бурового раствора

Как видно, наилучшее действие для получения максимальной экономии – сочетание $\rho_2 T_1$ (3,28 усл. ед.). Таким образом, дополнительная информация о значениях вязкости помогает снизить ожидаемый выигрыш 1 м бурения с 3,32 до 3,28 усл. ед.

Итак, метод дерева решений достаточно прост и эффективен в использовании, он не требует большого количества вычислений. Благодаря графическому представлению возможно быстро оценить все сценарии развития событий и выбрать самую оптимальную или выгодную траекторию.

Библиографический список:

1. Звонарев С. З. Основы математического моделирования: учебное пособие. Екатеринбург: Изд. Урал. Ун-та, 2019. 112 с.
2. Методы принятия управленческих решений: учебное пособие для вузов / П. В. Иванов [и др.]; под редакцией П. В. Иванова, 2-е изд., испр. и доп. Москва : Издательство Юрайт, 2019. 276 с.
3. Мирзаджанзаде А. Х., Ширинзаде С. А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. М.: Недра, 1986. 278 с.

УДК 51-7

Применение приближенных вычислений с помощью рядов в профессии РЭНГМ

Черноусов С.Г.

Научный руководитель – Рябева А.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

В настоящее время в ПАО «Газпром» находится большое количество газовых, газоконденсатных и нефтегазовых скважин. Данные сооружения обеспечивают возможность потребления 150 млн. м³ топливного газа в год.

Ускорение технического прогресса и развитие различных новых технологий, которые зависят от непрерывных производственных и технологических процессов требуют более детальной проработки расчетов при эксплуатации месторождения. От этого зависит выбор способа эксплуатации добывающей скважины и, следовательно, получение максимального и оптимального дебита (объема добываемой жидкости) для выбранного способа эксплуатации.

Проектирование любого месторождения полезных ископаемых начинается с теоретических расчетов его рентабельности.

При составлении проектной документации учитываются такие факторы, как:

- Геометрические размеры месторождения полезных ископаемых (площадь залегания углеводородов);
- Толщину продуктивного пласта (от площади и толщины пласта зависит объем полезных ископаемых в недрах);
- Наличие транспортных связей (подъездных путей, проведенных коммуникаций);
- Геологические условия данного участка местности (преобладание тех или иных пород, процент трещиноватости);
- Прогнозируемый дебит месторождения (объем жидкости, который можно получить после проведения комплекса работ по вводу в эксплуатацию);
- Другие факторы, влияющие на производственные процессы (например, пластовая температура).

Более детально остановимся на планируемом дебите. Дебит – это масса или объем добываемого флюида за единицу времени. В случае если известен общий объем запасов нефти или газа на месторождении, то можно рассчитать время его работы. Исходя из данных, которые учитываются в проектной документации, комиссией принимается решение о нерентабельности проведения дальнейших работ по разработке этого месторождения (в случае малого объема залегаемой нефти или газа, отсутствии соответствующей инфраструктуры вблизи проектируемого месторождения и т.п.) или же дальнейшей разработке месторождения. В ряде случаев возможен вариант развития необходимой инфраструктуры с нуля (например, проведение высоковольтных линий электропередачи для работы насосов). Однако это возможно только для месторождений с большими запасами углеводородного сырья, потому что затраты будут полностью оправданы (окупятся).

В связи со всем вышеперечисленным становится актуальным вопрос о подсчете запасов углеводородов на данном участке нефтегазоносности (см. рис 1). Следует отметить, что для оценки запасов флюида необходимо знать площадь залежи и продуктивную толщину пласта. Нередко площадь залегания нефти и газа (контур нефтегазоносности) имеет неправильную форму (см. рис. 2). Из этого следует, что рассчитать площадь при помощи простых математических действий становится невозможно. В таких случаях разработчикам нефтяных и газовых месторождений приходится прибегать к нахождению площадей залежи при помощи интегралов.

Рассмотрим решение задачи по расчету рентабельности месторождения, т.е. подсчитаем количество запасов нефти на месторождении.

В качестве примера рассмотрим горизонтальный срез горной породы (рис. 2), в которой образовались природные ловушки нефти. Следует отметить, что границы данного пласта приближены к указанной ниже функции. Данные геологические образования простираются на расстоянии 10 км.

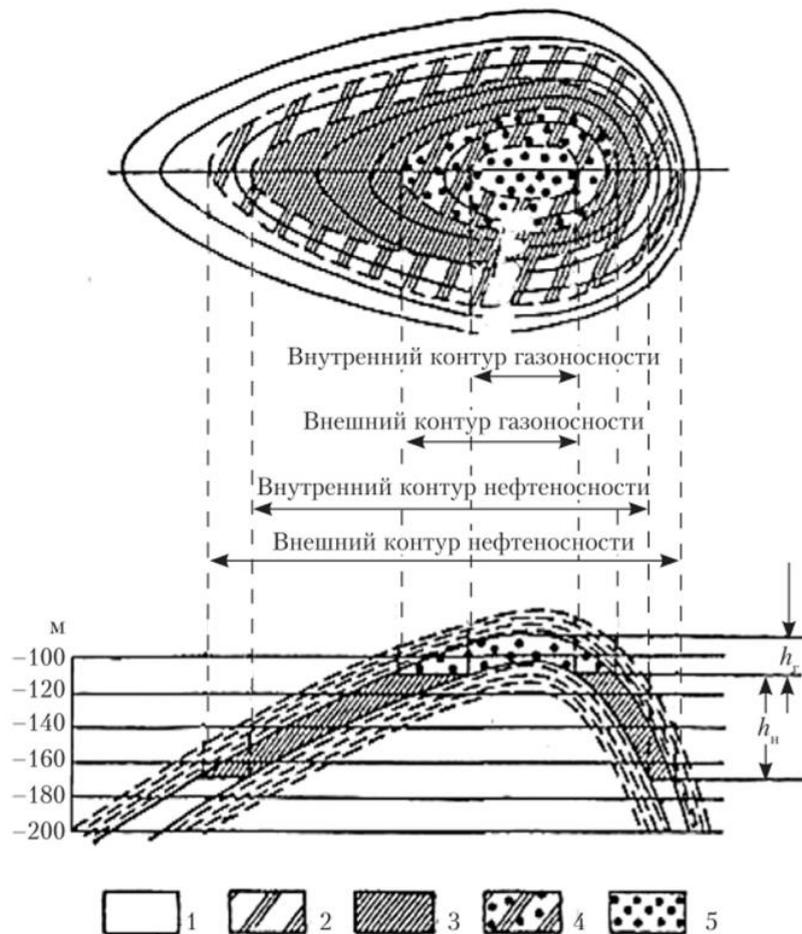


Рисунок 1. Нефтегазовая залежь. Вид сверху

Линия, ограничивающая область залегания флюида, задается уравнением вида:

$$y = \frac{\sin x}{x}$$

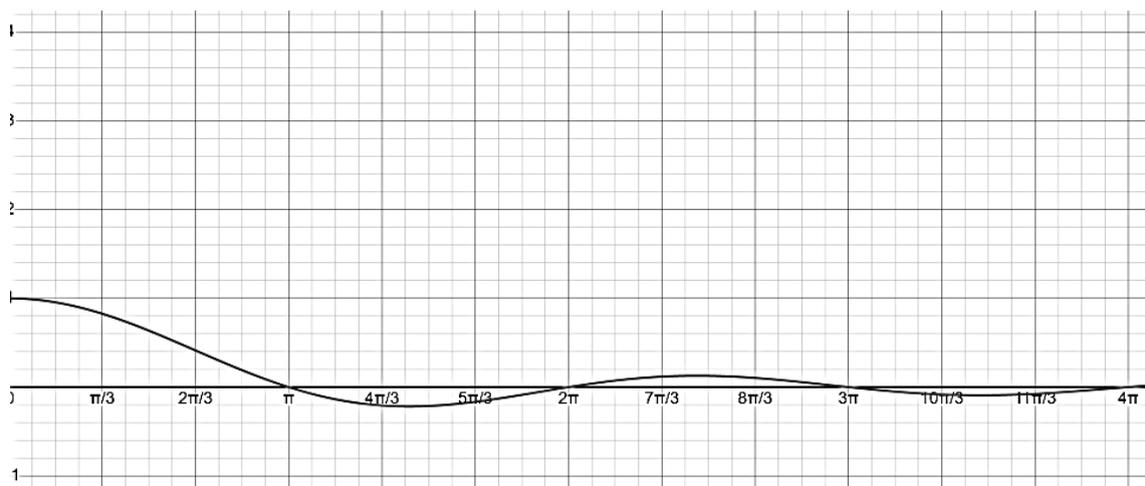


Рисунок 2 - Профиль геологического разреза месторождения

Ловушки флюидов, представленные на рисунке в виде областей расположенных вдоль оси Ox , снизу ограничены глиной (подошва пласта), а сверху – водным слоем и углеводородонепроницаемой породой (кровля пласта). Нефть находится в промежутках, ограниченных осью Ox и искомой функцией.

Для нахождения площадей поперечных сечений продуктивного пласта воспользуемся интегрированием заданной функции в пределах от 0 до 10 км. Тогда, получим:

$$S = \int_0^{10} \frac{\sin x}{x} dx.$$

Вышеуказанный интеграл является не берущимся, так как нельзя сразу выразить первообразную через конечную комбинацию элементарных функций [1]. В связи с этим, необходимо произвести приблизительные расчеты, прибегая к рядам. Однако, для того, чтобы найти приближенное значение интеграла понадобится задаться погрешностью, с которой следует найти ответ. Примем погрешность равной 0,001 ($\varepsilon = 0,001$ км). Для дальнейшего решения необходимо перейти к интегральному синусу:

$$Si(t) = \int_0^t \frac{\sin x}{x} dx.$$

Найдем значение интегрального синуса в точке π . Обозначим подынтегральную функцию как $F(x)$. Однако, данная функция не определена в точке 0, но известно, что можно применить первый замечательный предел:

$$\lim_{x \rightarrow 0} \frac{\sin x}{x} = 1.$$

На основании этого будем считать, что значение функции в точке 0 будет равно 1. Следовательно, $F(0) = 1$.

Перейдем к решению интеграла. Воспользуемся разложением в ряд Тейлора функции $\sin x$ [2]. Данное разложение имеет вид:

$$\sin x = x - \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} - \frac{x^7}{7!} + \dots + \frac{(-1)^{n-1} \cdot x^{2n-1}}{(2n-1)!}.$$

Теперь поделим полученное равенство на x . Получим:

$$\frac{\sin x}{x} = 1 - \frac{x^2}{3!} + \frac{x^4}{5!} - \frac{x^6}{7!} + \dots + \frac{(-1)^{n-1} \cdot x^{2n-2}}{(2n-1)!}.$$

По условию задачи залежь простирается на расстояние 10 км. Функция $\sin x$ будет равна 0 в точках $x = \pi n$, где n – принадлежит множеству целых чисел.

Для расчета рентабельности месторождения необходимо и достаточно определить площади 4 участков нефтеносности.

Общая площадь поперечных сечений, в которых находится флюид будет находиться следующим образом:

$$S = S_1 - S_2 + S_3 - S_4.$$

Найдем каждую из площадей по отдельности. Расчет первой площади будет иметь вид:

$$S_1 = \int_0^{\pi} \frac{\sin x}{x} dx = \int_0^{\pi} \left(1 - \frac{x^2}{3!} + \frac{x^4}{5!} - \frac{x^6}{7!} + \dots + \frac{(-1)^{n-1} \cdot x^{2n-2}}{(2n-1)!} \right) dx (=)$$

Степенные ряды внутри области сходимости сходятся равномерно. Следовательно, при $x \in \mathbb{R}$ полученное выражение можно интегрировать почленно. Продолжая решение, получим, что:

$$(\Rightarrow) x - \frac{x^3}{3 \cdot 3!} + \frac{x^5}{5 \cdot 5!} - \frac{x^7}{7 \cdot 7!} + \frac{x^9}{9 \cdot 9!} - \frac{x^{11}}{11 \cdot 11!} + \dots + \frac{(-1)^{n-1} x^{2n-1}}{(2n-1) \cdot (2n-1)!} \Big|_0^{\pi} (=)$$

Подставим в полученное выражение значение π :

$$(\pi) = \pi - \frac{\pi^3}{3 \cdot 3!} + \frac{\pi^5}{5 \cdot 5!} - \frac{\pi^7}{7 \cdot 7!} + \frac{\pi^9}{9 \cdot 9!} - \frac{\pi^{11}}{11 \cdot 11!} + \dots + \frac{(-1)^{n-1} \pi^{2n-1}}{(2n-1) \cdot (2n-1)!}.$$

По теореме Лейбница (для знакочередующегося сходящегося ряда), для получения результата с погрешностью $\varepsilon = 0,001$ из данной бесконечной суммы понадобятся только первые пять слагаемых, потому что шестое слагаемое приблизительно равняется $6,7 \cdot 10^{-4}$ и полученное значение меньше заданной погрешности. Поэтому, все слагаемые стоящие после шестого члена данной последовательности можно не учитывать. Тогда, подставляя в выражение численные значения, получаем:

$$S_1 = 1,853 \pm 0,001 \text{ км}^2$$

Площади S_2, S_3, S_4 найдены при помощи разобранный выше способа, поэтому следует указать только числовые значения, которые будут следующими:

$$S_2 = -0,434 \pm 0,001 \text{ км}^2,$$

$$S_3 = 0,246 \pm 0,001 \text{ км}^2,$$

$$S_4 = -0,171 \pm 0,001 \text{ км}^2.$$

Некоторые из значений имеют отрицательное значение, что связано с расположением данных элементов ниже оси Ox . Тогда, для нахождения общей площади всех четырех участков понадобится взять значения отдельных площадей по модулю. Следовательно, общая площадь будет равна:

$$S = S_1 - S_2 + S_3 - S_4 = 1,853 + 0,434 + 0,246 + 0,171 = 2,704 \pm 0,001 \text{ км}^2.$$

Для нахождения объема залегаемого флюида понадобится еще один параметр – ширина (b) месторождения. Примем ее постоянной и равной 5 км. В данном случае объем нефти будет равен:

$$V_{\text{нефти}} = S \cdot b = 2,704 \cdot 5 = 13,52 \pm 0,001 \text{ км}^2.$$

Переведем данное значение в кубические метры и получим:

$$V_{\text{нефти}} = 1,352 \cdot 10^{10} \text{ м}^3.$$

Дальнейшие расчеты рентабельности месторождения проводятся исходя из объема нефти в пласте и необходимости подвода к данному участку местности коммуникаций, необходимых для разработки и дальнейшей эксплуатации месторождения.

В случае, когда горизонтальный срез горной породы нельзя представить в виде известных функций, то применяют аппроксимацию функции, чтобы наиболее близко приблизить к заданной функции.

Вывод: Таким образом, в данной научной работе отражена важность знания приемов и методов предмета «Высшая математика» в профессии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (РЭНГМ). Сотрудник энергетической компании сможет принять правильное решение относительно рентабельности тех или иных действий по разработке месторождения, если без ошибок произведет расчеты площади нефтегазоносности.

Библиографический список:

1. Пискунов Н. С. Дифференциальное интегральное исчисления для втузов: учебное пособие для втузов. -13-е изд. -М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1985 г. Т. 2., 560 с.
2. Фихтенгольц Г. М. Основы математического анализа: учебник для механико – технических факультетов государственных университетов. – 5 –е изд. – М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1968 г. Т. 2., 464 с.

УДК 519.673

Актуальность применения теории нечетких множеств при планировании разработки месторождений природного газа с учетом неопределенности исходных данных

Чувашов А.А.

Научный руководитель – Кожевникова П.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Совершенствование методов подсчета запасов газа и рациональных методов разведки месторождений природных газов является весьма актуальным вопросом на современном этапе развития газодобывающей промышленности. Необходимость совершенствования этих методов обуславливается задачей скорейшего ввода в разработку месторождений природных газов на основе достоверного подсчета запасов газа в минимальные сроки и при минимальных капиталовложениях. В 80-90-х гг. XX века для планирования разработки газовых месторождений Западной и Восточной Сибири широко применялась «Система перспективного планирования добычи газа» (СПДГ), использующая имитационную модель группы месторождений [1,6]. Дальнейшим ее развитием является «Система моделирования и оптимизации добычи газа» [1]. В рыночных условиях план добычи нельзя считать заданным, поэтому выполняется поиск оптимальных планов, максимизирующих критерий накопленной добычи по группе месторождений; используется аппроксимационно-комбинаторный метод в сочетании с методом ветвей и границ. Помимо оптимального, ищутся близкие к нему решения, что позволяет производить многокритериальную оптимизацию по дополнительным критериям оценки. В настоящее время выполняются работы по совершенствованию системы для учета неопределенности исходных данных на основе использования аппарата нечетких множеств [1].

Проблема неопределенности исходных данных. Обычно рассматриваются постановки и методы решения детерминированных задач, хотя в большинстве практических задач содержится неопределенность в том или ином виде.

При стохастической неопределенности неизвестные факторы статистически устойчивы и представляют собой случайные величины с известными законами распределения. При неопределенности нестохастического вида классическая статистическая выборка не имеет места: или нет достаточного количества наблюдений, чтобы подтвердить какой-либо закон распределения, или наблюдаемые объекты неоднородны [2].

Имитационные и оптимизационные модели системы [4] являются детерминированными, что не совсем обоснованно; так, некоторые характеристики месторождений более правильно рассматривать как недетерминированные: запасы газа различных категорий, уровень «полки», дебиты скважин, цены на газ и т. д.

Обоснование выбора аппарата нечетких множеств. Обычно для учета неопределенностей в нефтегазовой отрасли применяется аппарат теории вероятностей и стохастическое программирование [2], однако в последнее время стали появляться отдельные работы, посвященные применению нечетких множеств [6].

Аппарат нечетких множеств имеет многочисленные преимущества перед другими способами формализации неопределенностей.

Во-первых, применение классических вероятностей оправдано лишь для статистически однородных случайных событий, когда можно определить случайные величины с известными законами распределения и их параметрами [6]. Неопределенность же в экономической и хозяйственной деятельности (в том числе на промыслах) в целом не обладает статистической природой, а сами объекты газодобычи во многом уникальны.

Во-вторых, при использовании нечетких множеств снимается ряд проблем, связанных с заданием недетерминированных исходных данных:

- понятие неопределенности более эффективно и естественно выражается нечеткостью, чем случайностью;
- не требуется адекватного задания вида и параметров плотностей распределения для всех недетерминированных исходных данных, что не всегда возможно;

- эксперт имеет дело не с косвенными оценками (к которым относятся и вероятности), а с прямыми данными о разбросе значений параметров;
- величины с различным характером неопределенности (нечеткие, интервальные, на основе экспертных оценок) более адекватно описываются на едином языке теории нечетких множеств;
- появляется возможность оперировать качественными вербальными понятиями («около», «больше чем», «преимущественно» и т. д.), что ближе к человеческому мышлению и языку;
- снимается проблема учета взаимной зависимости исходных данных, которая сама по себе является нечеткой и во многом определяется предпочтениями эксперта.

Наконец, аппарат нечетких множеств с точки зрения вычислительной реализации намного проще, чем аппарат теории вероятностей, что особенно важно при решении задач оптимизации и при многовариантных расчетах.

Описание неопределенностей с использованием интервальной математики [2] и неточного программирования [3] хотя и обеспечивает более высокую скорость расчетов, но является достаточно грубым инструментом; особенно это связано со скачком от 100% к 0% вероятности при переходе через границы интервала. Поэтому для решения задач моделирования и оптимизации разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных наиболее адекватным математическим аппаратом, позволяющим формализовать эту неопределенность, является аппарат нечетких множеств (нечетких чисел).

Понятие нечеткого множества. Нечёткое множество - понятие, введенное Лотфи и Заде в 1965 году в статье «Fuzzy Sets» в журнале Information and Control, в котором расширил классическое понятие множества, допустив, что функция принадлежности элемента множеству может принимать любые значения в интервале $[0, 1]$, а не только значения 0 или 1. Под нечётким множеством A понимается совокупность упорядоченных пар, составленных из элементов x универсального множества X и соответствующих степеней принадлежности $\mu_A(x)$ [1]:

$$A = \{(x, \mu_A(x)) | x \in X\},$$

причём $\mu_A(x)$ — **функция принадлежности** (характеристическая функция), указывающая, в какой степени (мере) элемент x принадлежит нечёткому множеству A .

Пусть A нечёткое множество с элементами из универсального множества X и множеством принадлежностей $M=[0,1]$, тогда **носителем (суппортом)** нечёткого множества $suppA$ называется множество

$$\sigma(A) = \{x | x \in X, \mu_A(x) > 0\}.$$

F – множествами называют совокупность всех нечетких подмножеств $F(X)$ произвольного множества X , а их функции принадлежности F -функциями. Для обозначения F – множеств используют запись $A = \langle \mu_A(x), \sigma(A) \rangle$.

Величина $\sup_{x \in X} \mu_A(x)$ называется **высотой нечёткого множества A** . Нечёткое множество **Анормально**, если его высота равна 1. Если высота строго меньше 1, нечёткое множество называется **субнормальным**.

Нечёткое множество **пусто**, если

$$\forall x \in X: \mu_A(x) = 0.$$

Непустое субнормальное нечёткое множество можно нормализовать по формуле:

$$\mu'_A(x) = \frac{\mu_A(x)}{\sup \mu_A(x)}.$$

Нечёткое множество **унимодально**, если $\mu_A(x) = 1$ только на одном из X .

Элементы $x \in X$, для которых $\mu_A(x) = 0.5$, называются **точками перехода** нечёткого множества A .

Если $A \in F$ и $\alpha \in [0, 1]$, то α -уровневым множеством F – множества A называется множество

$$\omega_\alpha(A) = \{x \in X | \mu_A(x) \geq \alpha\}. \quad (1)$$

Операции над нечёткими множествами обобщают операции над обыкновенными множествами. Эти операции обычно определяются поэлементно над значениями функции принадлежности. Наиболее популярны операции пересечения и объединения нечётких множеств, определяемые, соответственно, операциями минимум и максимум над значениями принадлежности.

Пересечением нечётких множеств A и B называется наибольшее нечёткое подмножество, содержащееся одновременно в A и B :

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)).$$

Произведением нечётких множеств A и B называется нечёткое подмножество с функцией принадлежности:

$$\mu_{AB}(x) = \mu_A(x)\mu_B(x).$$

Объединением нечётких множеств A и B называется наименьшее нечёткое подмножество, содержащее элементы A или B :

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)).$$

Суммой нечётких множеств A и B называется нечёткое подмножество с функцией принадлежности:

$$\mu_{A+B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) - \mu_A(x)\mu_B(x).$$

Отрицанием множества A называется множество \bar{A} с функцией принадлежности:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \text{ для каждого } x \in X.$$

При дефазификации нечеткого множества соответствующей функции принадлежности $\mu_a(u)$ сопоставляется некоторое характеризующее ее детерминированное число.

В практике нечетких вычислений широко используются нечеткие трапециевидные (треугольные) нечеткие числа, которые имеют функцию принадлежности в виде трапеции (треугольника). Если эксперт может утверждать, что некоторое недетерминированное значение точно находится в интервале значений от a_2 до a_3 и при этом оно точно не будет меньше a_1 и больше a_4 , то такая неопределенность выражается в виде трапециевидного нечеткого числа $A = \langle a_1, a_2, a_3, a_4 \rangle$. При этом треугольное нечеткое число $A = \langle a_1, a_2, a_3 \rangle$ является частным случаем трапециевидного при $a_2 = a_3$, интервальное $[a_1, a_2]$ - при $a_1 = a_2, a_3 = a_4$, а детерминированное значение - при $a_1 = a_2 = a_3 = a_4$.

Нечеткое расширение детерминированной задачи. В работах Лю [5] было предложено неопределенное программирование, объединяющее стохастическое, нечеткое и неточное программирование. Для всех видов неопределенного программирования целевая функция и ограничения задаются явно в аналитическом виде. Однако при решении задачи оптимизации на копленной добычи приходится переходить от поиска оптимального решения для непрерывного случая к поиску приближенного оптимального решения для дискретного случая с использованием сетки. Для этой задачи в силу ее сложности целевая функция и ограничения не могут быть заданы явно, что не позволяет применять методы неопределенного программирования. Поэтому предлагается сохранить общую схему решения задачи, диалоговый интерфейс, программное и информационное обеспечение, реализованные для детерминированного случая [3], используя вместо детерминированных значений и операций с ними соответствующие нечеткие числа и нечеткую арифметику; такой подход называется нечетким расширением детерминированной задачи [6]. Кроме того, следует учитывать, что:

– не все исходные данные и не для всех месторождений группы должны рассматриваться как неопределенные (нечеткие);

– средства моделирования и оптимизации должны иметь единообразный диалоговый интерфейс, программное и информационное обеспечение независимо от того, все или не все исходные данные являются детерминированными.

Нечеткие множества при описании категорий запасов газа.

Проблема точности оценки запасов. Неопределенность в оценке запасов (ресурсов) природного газа различных категорий является наиболее значимой среди всех видов неопределенностей при решении задач моделирования и оптимизации разработки группы газовых месторождений. Ниже по тексту под «запасами» будут пониматься как собственно запасы, так и ресурсы газа.

Системная модель движения запасов по категориям. Любая категория характеризует некоторый уровень знаний о запасах газа, находящихся в недрах некоторой территории в некотором отложении. С позиций теории систем и теории информации неопределенность таких знаний адекватно характеризуется энтропией – мерой неопределенности информации и дезорганизации в системах любой природы. Очевидно, что энтропия в системе запасов и ресурсов постоянно уменьшается по мере движения от низшей категории ресурсов D_2 (в соответствии с Классификацией [3]) к высшей категории запасов A .

Разобьем множество объектов газодобычи M на 9 непересекающихся подмножеств $\{K_j\}$, $j=0, 1, 2, \dots, 8$. Элементами каждого подмножества являются объекты с запасами определенной категории, объем которых задается в виде нечетких множеств (нечетких чисел). Подмножеству K_1 будет соответствовать категория D_2 , подмножеству K_2 — D_1 , K_3 — C_3 , K_4 — C_2 , K_5 — C_1 , K_6 — B , K_7 — A . В семейство $\{K_j\}$ включим также подмножество K_0 объектов с отсутствием информации о величине запасов и подмножество K_8 объектов с полностью извлеченными запасами.

Поскольку в процессе разработки приобретаются дополнительные знания о запасах объектов, разбиение множества M постоянно изменяется. Поэтому будем рассматривать подмножества $\{K_j\}$ в различные дискретные моменты времени t как динамические подмножества $\{K_j(t)\}$, обладающие следующими свойствами:

- если объект $a \in K_j(t)$, где $j=1, 2, \dots, 8$, то при любых $t > \tau$, $i < j$ объект $a \notin K_i(t)$ (объект не может быть исключен из высшей категории и затем включен в низшую категорию);
- если объект $a \in K_j(\tau)$, где $j=1, 2, \dots, 7$, то существует $t > \tau$ такое, что объект $a \in K_{j+1}(t)$ (объект последовательно включается во все более высокие категории, причем по окончании разработки запасы газа будут полностью извлечены).

Следует отметить, что для оценки извлекаемых запасов газа часто используется объемный метод, причем имеется модификация метода, обеспечивающая учет неопределенности исходных данных на основе использования нечетких множеств.

Заключение. Аппарат нечетких множеств может быть успешно применен при формировании стратегий разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных, включая запасы (ресурсы) газа различных категорий. Для этого целесообразно использовать так называемое нечеткое расширение детерминированных задач моделирования и оптимизации разработки группы месторождений в условиях, когда целевая функция и ограничения оптимизационных задач не могут быть заданы аналитически.

Библиографический список:

1. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: Монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2000. - 352 с.
2. Желтов Ю.В. и др. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. Москва: Недра, 1979, 254с.
3. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. М., 1983.
4. Кофман А. Введение в теорию нечетких множеств. Пер. с франц. - Москва: Радио и связь, 1982. - 432 с.
5. Лю Б. Теория и практика неопределенного программирования. М.: БИНОМ, 2005. -416 с.
6. Скиба А.К., Соломатин А.Н. Моделирование и оптимизация стратегий разработки группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2012. - 40 с.

УДК 519.673

Многовариантное моделирование разработки залежи высоковязкой нефти с применением технологии HASD

Чувашов Н.А., Меньшикова И.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

HASD (horizontal alternating steam drive) – метод периодического нагнетания пара в горизонтальную скважину. Реализуется на месторождениях на участке, который включает три параллельные горизонтальные скважины, две из которых используются как добывающие и одна как нагнетательная. Циклы закачки пара в этих трех скважинах выполняются в повторяющейся последовательности, при этом скважины используются как горизонтальные зоны дренирования одинаковой глубины. Между скважинами, как правило, одинаковое расстояние, к примеру 150 м как показано на рисунке 1 [4].

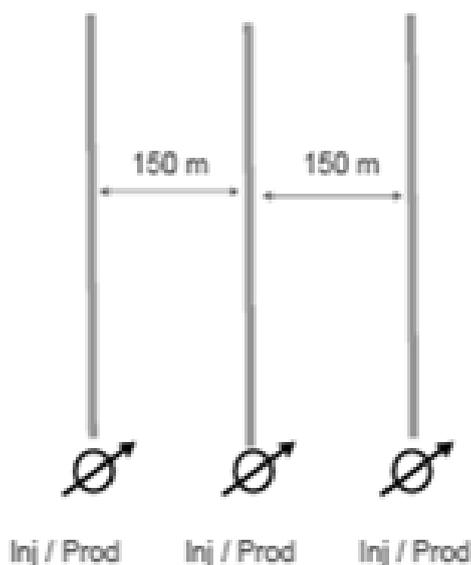


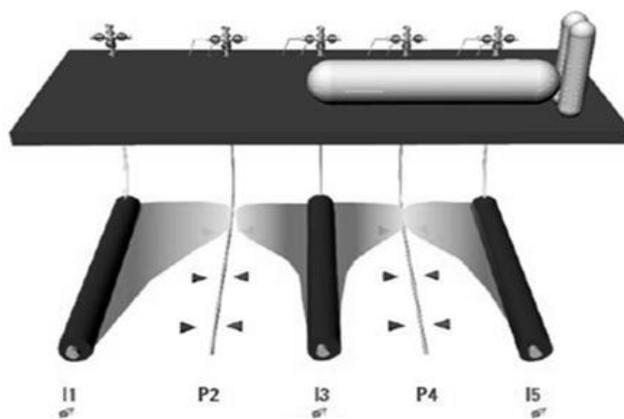
Рисунок 1 – Схема расположения скважин при HASD

Пар непрерывно закачивается в течение периода, который может длиться от дней до месяцев, после чего наступает короткий период покоя (паропропитка), в течение которого давление внутри резервуара, как правило, стабилизируется, в то время как скважины подготавливаются к переключению в своих функциях. Цикл завершается преобразованием исходных нагнетательных скважин в добывающие и наоборот, активацией их в течение равного периода времени, как и в первой половине цикла. В этот момент некоторые зоны уже прогреты, и вязкость нефти значительно уменьшена, что облегчает ее извлечение скважинами, ранее бывшими нагнетательными (рисунок 2).

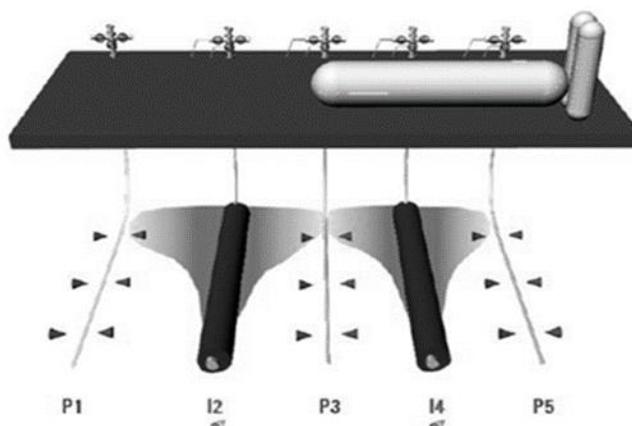
Периоды покоя, предшествующие каждому переключению функций скважин, позволяют правильно чередовать направления течения в каждой скважине в целом, а также дает возможность для пара, нагнетаемого в скважины, передавать часть внутренней энергии к забою, уменьшая количество пара, которое без необходимости выведено назад к поверхности, таким образом увеличивая термальную эффективность. "Период покоя" эквивалентен времени выдерживания, запланированному для любого типичного циклического процесса стимуляции пара[4].

Гравитационные силы также играют важную роль в процессе HASD, о чем свидетельствует изменение показателя нефтеотдачи пластов по отношению к размещению скважин в пласте. Правильно применяемый метод, показывает более эффективный результат, чем классическая циклическая закачка пара.

В отличие от SAGD (steam assisted gravity drainage) парогравитационного воздействия, HASD требует минимально только одну горизонтальную скважину.



а) 1-ая фаза цикла



б) 2-ая фаза цикла

Рисунок 2 – Цикл HASD, разбитый на две фазы

Эта особенность указывает на очевидное экономическое преимущество HASD, которое требует для плана разработки месторождения вдвое меньше скважин, чем SAGD, что сокращает в два раза капитальные затраты на бурение. Эксплуатационные преимущества HASD, особенно в более тонких песчаных слоях, также являются важной проблемой для рассмотрения, поскольку этот процесс не требует бурения двух параллельно расположенных скважин в той же вертикальной плоскости, как в SAGD.

Как известно метод SAGD не эффективен на малых значениях продуктивной толщины в виду того, что очень сложно и нецелесообразно бурить две скважины с параллельными уклонами в такой малой толщине, а HASD предусматривает бурение одной скважины, которая будет работать в периодическом режиме нагнетания пара и отбора подогретой нефти с меньшей вязкостью, чем была в начале цикла[3].

Преимущества метода периодического нагнетания пара в горизонтальную скважину:

- сочетание метода вытеснения паром с методом циклического вытеснения паром;
- хороший вариант при мощности песчанистого интервала от 7 м до 15 м;
- при испытании в пластовых условиях метод позволял добиться КИН в среднем более 20 % за прогнозный период в 15 лет;
- требует бурение вдвое меньшего числа скважин, чем при SAGD.

Недостатки:

- неоднократно повторяющиеся циклы закачки и добычи в ходе HASD подвергают значительному термическому напряжению, как цементный стакан вокруг скважины, так и систему закачивания.

Для проведения исследования создана модель, описание которой представлено в таблице 1.

С целью выполнения численных экспериментов необходимы корректные исходные данные. Численное моделирование процессов разработки предполагается выполнять с помощью

термического модуля STARS коммерческого пакета программного комплекса CMG, который позволяет моделировать неизотермическую фильтрацию жидкостей и газов в пласте [1,2]. Для учета и моделирования процессов теплопереноса в пласте были заданы теплофизические свойства пластовых жидкостей и горных пород.

В каждой из моделей размещены три горизонтальные скважины, находящиеся в одной плоскости на равном расстоянии друг от друга. В работе используется четыре варианта удаленности скважин друг от друга на расстоянии от 50 до 150 м. Процесс моделирования начинается с работы двух нагнетательных скважин 1 и 3 по краям и одной добывающей 2 в центре между ними. На виде сбоку показано, что скважина расположена в зоне с высокой нефтенасыщенностью. Расстояние до ВНК равно 1,5 м. Через определенный промежуток времени скважины 1 и 3 переключаются на добычу, а скважина 2 переходит к закачке. В качестве временных фаз были выбраны 2, 4 и 6 месяцев.

Контроль работы нагнетательных и добывающих скважин осуществляется путем задания следующих ограничений:

- максимальное забойное давление нагнетательной скважины: 2500 кПа;
- минимальное забойное давление добывающей скважины: 600 кПа;
- степень сухости пара 0,7;
- минимальное забойное давление добывающей скважины: 600 кПа;
- максимальная добыча жидкости: 125 м³/сут.

Моделирование проводилось на срок 6 лет.

Таблица 1 – Описание гидродинамической модели

Параметр	Значение			
	50	70	100	150
Расстояние между скважинами, м	50	70	100	150
Общая длина по оси, м:				
X	1000	1000	1000	1000
Y	155	215	305	455
Z	13	13	13	13
Размеры ячейки по оси, м:				
X	5			
Y	5			
Z	1			
Общее количество ячеек, шт.	80600	111800	158600	236600
Нефтенасыщенная толщина, м	8			
Длина горизонтального участка скважины, м	965			
Расстояние от горизонтального ствола до зоны с низкой нефтенасыщенностью, м	1,5			
Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	0,86			
Коэффициент проницаемости, мД	2500			
Коэффициент пористости, д.ед.	0,26			
Начальное пластовое давление, кПа	600			
Начальная пластовая температура, °С	10			

При моделировании было создано 12 различных вариантов, для того, чтобы определить оптимальный вариант, как по времени переключения скважин с нагнетательных на добывающие и наоборот (2,4 или 6 месяца), так и по расстоянию между этими скважинами (50,70,100 и 150 м).

Для выбора оптимальной модели, обратимся к графику коэффициентов извлечения нефти на конец 6-летнего периода моделирования (рисунок 3) по всем вариантам.

Проанализировав все показатели, оптимальным вариантом была выбрана модель с переключением между скважинами с нагнетательных на добывающие и наоборот через 6 месяцев и расстоянием между ними 50 м. Такой выбор обоснован тем, что даже при незначительно меньшем КИН равном 12,52 %, модель обладает оптимальными показателями,

относительно других вариантов с относительно одинаковыми значениями по накопленной добыче нефти и воды, а также закачке пара по сравнению с вариантами в своей группе по расстоянию. По окончании исследования были сделаны выводы и подбраны соответствующие рекомендации.

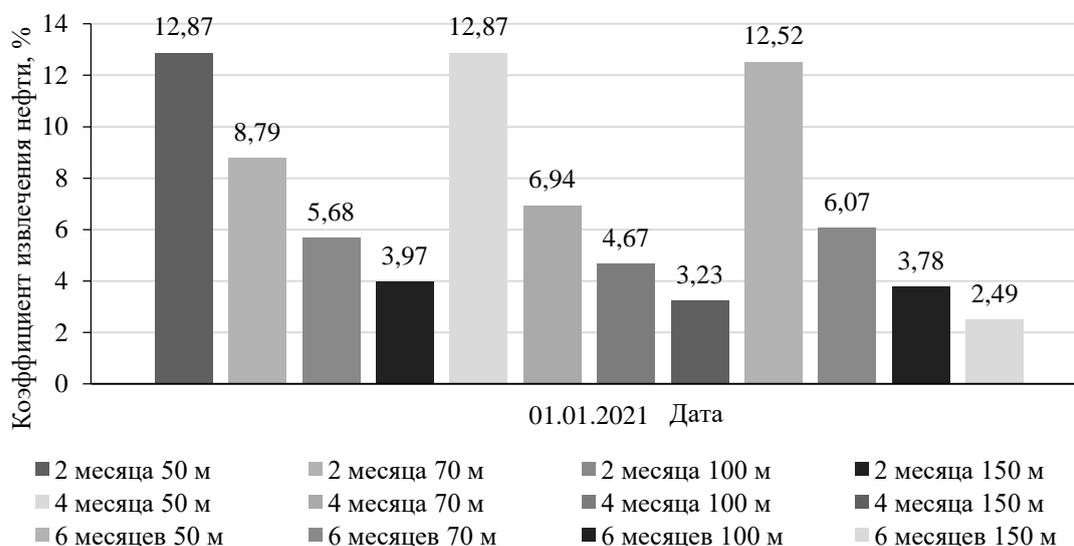


Рисунок 3 – График КИН на конец 6-летнего периода моделирования

Выводы:

- Наибольшая добыча нефти в поровых объемах достигнута при моделировании вариантов с расстоянием между скважинами 50 м и продолжительностью одной фазы в цикле 6 месяцев.

- Накопленная добыча воды имеет практически одинаковый уровень в пределах одного расстояния между скважинами независимо от цикличности. При этом также отмечается уменьшение значений накопленной добычи воды в поровых объемах при увеличении расстояния между скважинами. Аналогичная ситуация наблюдается и с накопленной закачкой пара в поровых объемах.

- Во всех вариантах наблюдаются высокие значения накопленного паронефтяного отношения. Поэтому в дальнейшем рекомендуется провести подбор продолжительности закачки пара внутри каждого цикла.

Рекомендации

- На следующих этапах исследования предлагается расширить диапазон вариантов по расстоянию между скважинами, а также увеличить срок моделирования.

- Также необходимо выполнить подбор давления закачки пара с помощью модуля CMOST CMG.

Библиографический список:

1. Дуркин, С. М. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений (теория и практика): учеб. пособие / С. М. Дуркин – Ухта: УГТУ, 2014. – 104 с.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // Филтрационные модели – Т.2. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. - 224 с.
3. Edgar A. Horizontal alternating steam drive process for the Orinoco heavy oil belt in eastern Venezuela // Fernandez R, José Luis Bashbush. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. – Alberta, 2008. – 13 p.
4. Sung Yuh. Feasibility study of time-lapse seismic monitoring of eor with steam injection in a heavy oil field // Micka ěle Le Ravalec IFP, Christian Hubans, Pierre-Olivier Lys, and David Foulon. IPTC . – Doha, 2009. – 7 p.

СЕКЦИЯ 8. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 621.6.05

Анализ работы газоперекачивающего оборудования при транспортировке метано-водородной смеси

Автамонов В.А.

Научный руководитель – Борейко Д.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В декабре 2019 года Европейская комиссия представила план, направленный на декарбонизацию энергетического сектора и превращение Европы в первый «климатически нейтральный» континент (к 2050 году предполагается полное прекращение выбросов парниковых газов). В связи с этим Европа берёт курс на замену ископаемых источников энергии (нефть, газ, уголь) на водород как экологически чистое сырьё и энергоноситель. Такой переход с традиционного топлива на «зелёное» может означать меньшую, чем в былые времена, востребованность российского природного газа. Однако, формируется и новая сфера спроса на него – в качестве сырья для производства водорода.

Почему именно водород? Водород – это идеальный экофильный вид топлива. При нагревании водород сжигается, но, что важно, при его сжигании не выделяется углекислый газ (CO₂), соответственно водород является безопасным и нетоксичным для окружающей среды. Обладая низким показателем вязкости, H₂ без каких-либо трудностей транспортируется по трубам. Водород может храниться в сжиженном и газообразном состоянии. Стоит отметить, что этот газ довольно лёгок, имеет долговременный срок хранения. Водород обладает большим потенциалом для применения в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания, так как имеет большую (в 3 раза!) эффективность, нежели бензин или дизельное топливо (калорийность водорода – 33800 ккал/кг, бензина – 11250 ккал/кг, дизтоплива – 10700 ккал/кг). Также стоит отметить, что водород – самый распространенный элемент, запасы которого неисчислимы. Однако, при таком количестве преимуществ (безграничности, экологичности, энергоэффективности), есть и минус – его получение, хранение и транспортировка представляются трудоёмкой процедурой. [1]

На данный момент существуют три основные технологические схемы производства водорода.

Первая — это электролиз воды. Под электролизом воды понимается физико-химический процесс, в котором при пропускании постоянного электрического тока дистиллированная вода разделяется на кислород и водород. В результате разложения на части молекул воды, объёма водорода получается в 2 раза больше, нежели кислорода. Эффективность электролиза такова, что для получения 1 м³ водорода методом электролиза требуется 2,5–8 кВт·ч

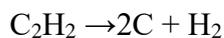


Вторая технологическая схема — паровой риформинг (конверсия) метана, который представляет собой наиболее широко используемую сегодня технологию получения водорода, значительно более дешёвую технологии электролиза. Однако, данный процесс сопровождается выбросами углекислого газа, что, соответственно, требует использования технологий его улавливания и захоронения, которые добавляют, как минимум 20–40% к себестоимости получаемого водорода.



Третья технология получения водорода – пиролиз метана. Пиролизом называется термическое разложение природных органических соединений при недостатке кислорода.

Пиролиз метана осуществляют при температуре в 1200-1500°C. Данный процесс позволяет применять ископаемый природный газ без ущерба для окружающей среды: метан будет разлагаться на газообразный водород и твердый углерод (сажа), являющийся ценным сырьем для различных отраслей промышленности и также способный безопасно храниться.



Таким образом, среди трёх рассмотренных способов получения водорода, наиболее привлекательным оказывается метод пиролиза метана, ввиду дороговизны электролиза воды и выбросов углекислого газа при паровом риформинге метана. Однако на получении водорода дело не заканчивается, имеется и другая проблема – его транспортировка. На данный момент без значительной модернизации инфраструктура газопроводов позволяет подмешивание с природным газом (метаном) до 10-20% водорода, полученная смесь называется метано-водородной. [2]

Одними из важнейших элементов газотранспортной системы являются – газокomppressorные станции. Благодаря им становится возможной транспортировка природного газа по магистральным газопроводам. Газокomppressorной станцией называют совокупность оборудования и сооружений для увеличения давления природного газа при его транспортировании и хранении. Основным элементом газокomppressorной станции — газоперекачивающий агрегат (ГПА) — устройство, предназначенное для сжатия природного газа на компрессорных станциях газопроводов и подземных хранилищ.

Рассмотрим схему и принцип работы газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16 (схема представлена на рисунке 1):

- Камера всасывания (1);
- Воздухоочистительное устройство (2);
- Промежуточный блок (3);
- Патрубок (4);
- Блок вентиляции (5);
- Двигатель (привод) (6);
- Выхлопная улитка (7);
- Шумоглушители (8);
- Диффузор (9);
- Промежуточный вал (10);
- Гидроаккумулятор (11);
- Нагнетатель (компрессор) (12);
- Отсек нагнетателя (13);
- Маслобак (14).

В установке очистки природный газ очищается, оттуда через всасывающий патрубок газ следует в центробежный нагнетатель (компрессор), там происходит его сжатие и через нагнетательный патрубок газ подаётся в коллектор. Роль привода компрессора играет стационарный, газотурбинный двигатель, который работает на перекачиваемом газе. Посредством турбины нагнетателя свободная энергия преобразуется в мощность на выводном валу. Также прошедший процесс очистки в воздухоочистительном устройстве атмосферный воздух направляется в компрессор двигателя, где сжимается, и оттуда подаётся в камеру сгорания. В это же время через рабочие форсунки в камеру сгорания поступает топливный газ. Из камеры сгорания оба газа следуют на лопатки турбины высокого давления (ТВД) и турбины низкого давления (ТНД). Механическая связь между турбиной и ротором нагнетателя обеспечивается через промежуточный вал. И использованные газы проходят утилизатор тепла и шумоглушитель, а затем через газоотвод выбрасываются в атмосферу. [3]

Как же изменится работа ГПА, если вместо природного газа будет перекачиваться МВС? По результатам исследования, проведенного в ПАО «Газпром» в 2016 г. при использовании

природного газа в качестве топливного на ГПА, выбросы углекислого газа составили 6,2 т на 1 млн м³ перекачиваемого газа, а при использовании метано-водородной с тем же нагнетателем – 4,4 т на тот же объём перекачиваемого газа. Таким образом, выбросы CO₂, основного парникового газа, снижаются на 30 % [4]. Однако, низкая молекулярная масса и высокая взрывоопасность водорода создают трудности при выборе оборудования для его сжатия. Производительность компрессоров с динамическим сжатием существенно падает при работе на легких газах. Для агрегатов «сухого» сжатия необходим тщательный анализ температуры и контроль работы узлов, способных вызвать искрообразование при работе.

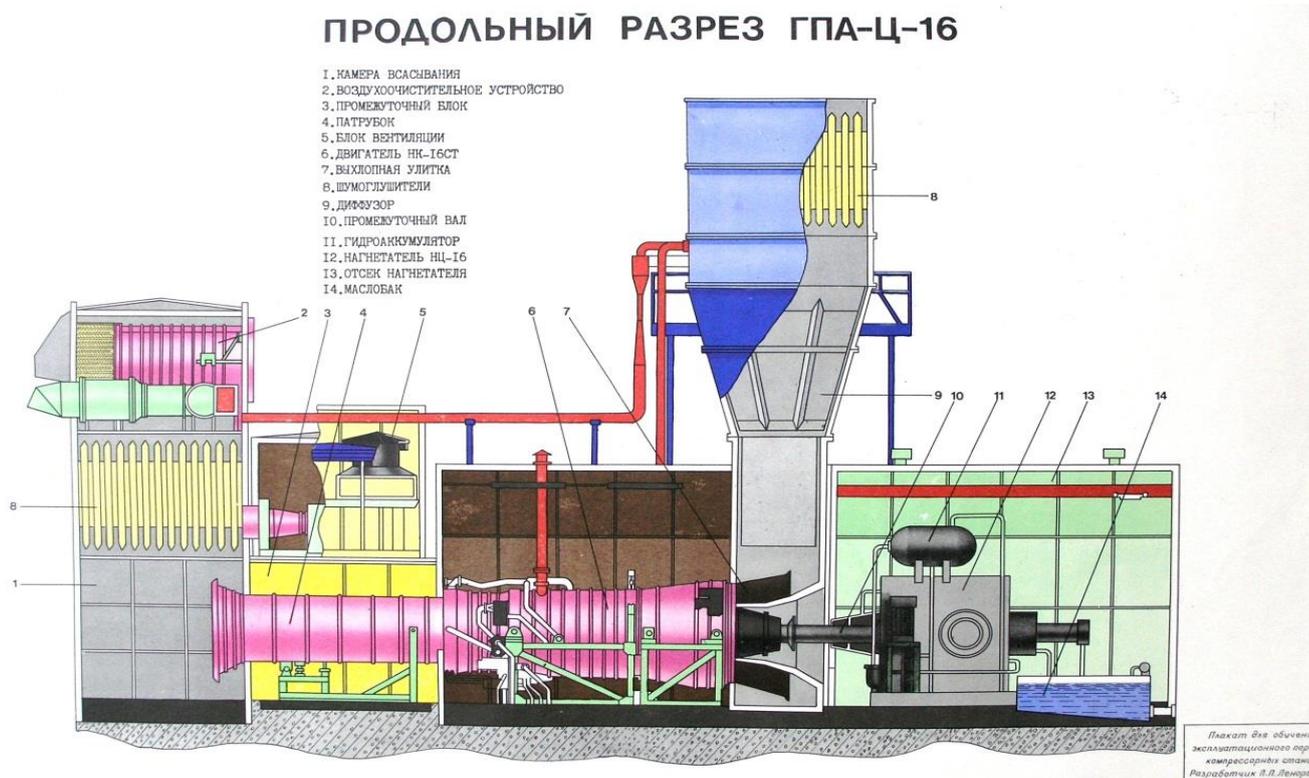


Рисунок 1 – Схема ГПА-Ц-16

Таким образом:

1. Использование водорода и МВС имеет огромный потенциал в условиях перехода к низкоуглеродной экономике, ввиду снижения выбросов CO₂.
2. В переходе на водород немаловажную роль будет играть и ПГ (метан), являющийся одним из главных источников получения H₂.
3. Слабая изученность данной темы даёт простор для исследования и усовершенствования существующего оборудования газоперекачивающего на предмет минимизации рисков искрообразования и взрывов, а также создания компрессора, подходящего под параметры МВС.

Библиографический список:

1. Водородная энергетика: преимущества и недостатки // Cyberleninka URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vodorodnaya-energetika-preimuschestva-i-nedostatki> (дата обращения: 14.03.2021).
2. Чистый водород из природного газа // ПАО "Газпром" URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2020/pure-hydrogen/> (дата обращения: 14.03.2021).
3. Технологическая схема работы ГПА-Ц-16 // Studbooks.net URL: https://studbooks.net/2575119/tovarovedenie/tehnologicheskaya_shema_raboty (дата обращения: 14.03.2021).
4. Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Романов К.В. Потенциал метано-водородного топлива в условиях перехода к низкоуглеродной экономике // Газовая промышленность. - 2017. – Спецвыпуск №1

УДК 622.24.057.2

Анализ эксплуатационной надёжности существующих захватных устройств для нкт

Блохин П.А.

Научный руководитель Быков И.Ю.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация:

Блохин П.А. Анализ эксплуатационной надёжности существующих захватных устройств для НКТ /УГТУ, каф. МОНИГП; рук. Быков И.Ю. – Ухта, 2021 – 18с. 4 рис.

В данном докладе проведён анализ эксплуатационной надёжности захватных устройств для НКТ и выбрана лучшая модель конструкции захватного устройства.

Ключевые слова: Конструкции захватов. Элеватор. НКТ.

Аннотация на английском языке:

Blokhin P.A. Analysis of the strength reliability of existing gripping devices for tubing / USTU, dept. MONiHP; hands. Bykov I.Y. - Ukhta, 2021 - 18p. 4 fig.

In this report, the analysis of the strength reliability of the grippers for tubing has been carried out and the best model of the gripper design has been selected.

Keywords: Gripper designs. Elevator. Tubing.

Введение:

Нефтегазовое оборудование с каждым годом претерпевает все больше конструктивных изменений. Изменения в своем подавляющем большинстве несут положительный характер, так как благодаря им повышается межремонтный период и увеличивается долговечность конструкции.

В презентации рассмотрены существующие конструкции захватных устройств и проведён анализ их эксплуатационной надёжности.

Актуальность:

На сегодняшний день проблема выбора элеватора с лучшими эксплуатационными показателями актуальна особенно сильно. Так как элеватор для НКТ служит инструментом в различных спуско-подъемных операциях, существует необходимость в изучении большого разнообразия конструкций и видов захватных устройств.

Цель работы:

Целью работы является анализ эксплуатационной надёжности существующих захватных устройств для НКТ и выбор лучшей модели элеватора.

Рассмотрены следующие модели захватных устройств для НКТ, а именно элеватор типа ЭТАД-80, элеватор типа ЭТА-50, элеватор типа ЭХЛ-73-50, элеватор типа ЭС-60М и выбрана лучшая модель элеватора.

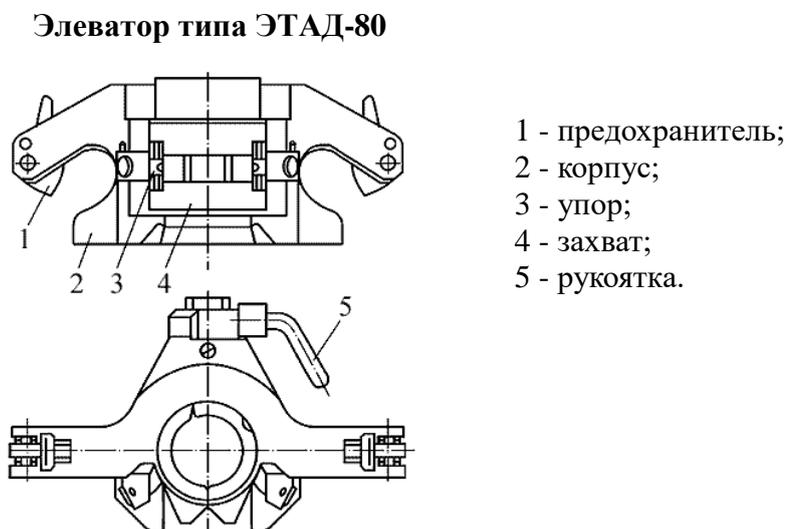


Рисунок 1 - Элеватор типа ЭТАД-80

Эксплуатация данного элеватора производится при температуре от -30 до +30 °С.

Отрицательной стороной данного элеватора является его ремонт, так как он требует больших финансовых затрат и при выходе из строя замкового механизма, ремонт элеватора на месте невозможен. По статистике ремонт данного элеватора проводится раз в 1-2 месяца.

ЭТА-50

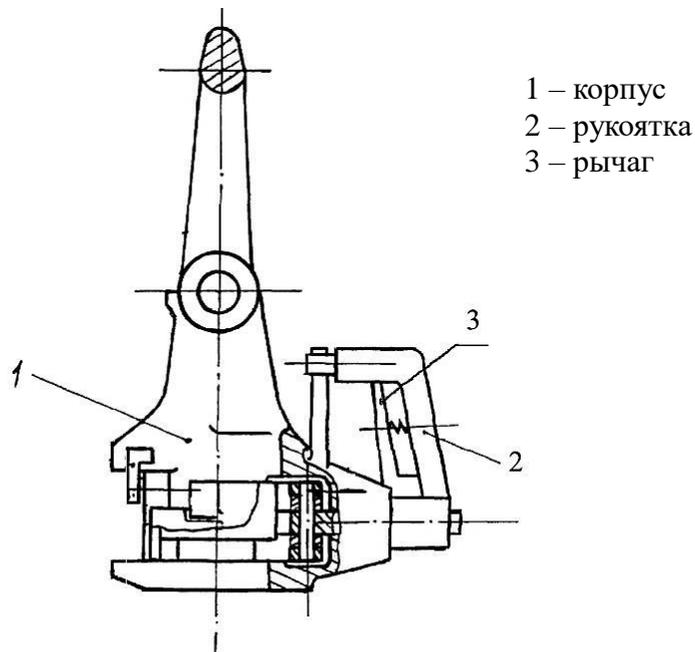


Рисунок 2 – Элеватор для насосно-компрессорных труб ЭТА-50

Эксплуатация данного элеватора производится при температуре от -50 до +50 °С.

Положительной стороной данного элеватора является простой, но в тоже время надежный механизм захвата, а так же лёгкость замены механизма захвата прямо на рабочем месте.

Минусом данного элеватора является то, что захватный механизм со временем ослабевает и возникает потребность в замене челюстей захватного узла.

ЭХЛ-73-50

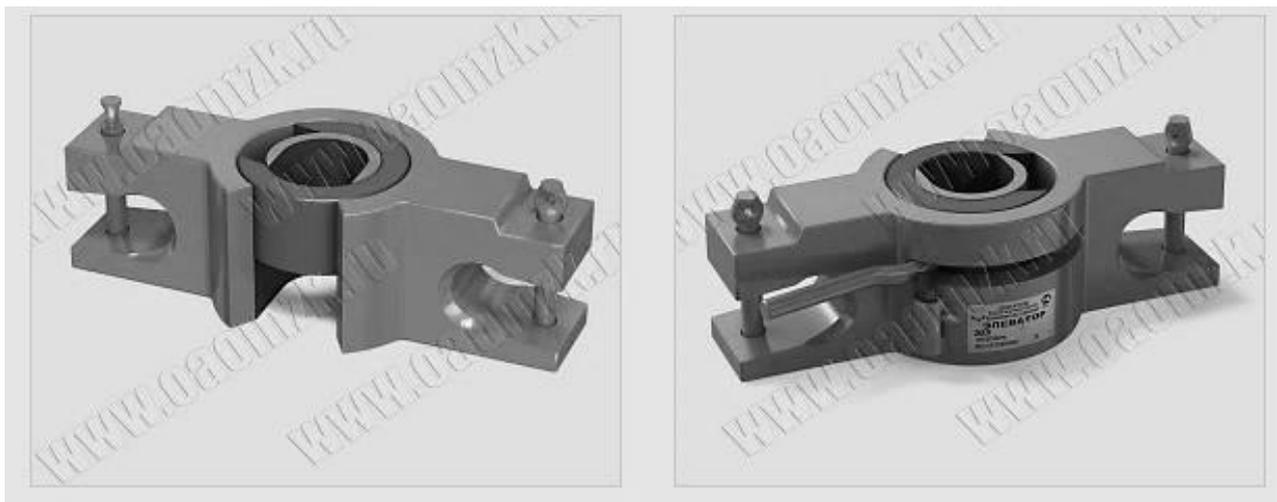


Рисунок 3 – Элеватор для насосно-компрессорных труб ЭХЛ-73-50

Эксплуатация в холодных и умеренно-холодных климатических районах при температуре от -40 до +40 °С

Положительной стороной данного элеватора является проста в управлении и ремонте

Отрицательным фактором данной конструкции является то, то элеватор изготовлен цельным, то есть при поломке корпуса необходима полная замена самого элеватора.

ЭС-60М



Рисунок 4 – Элеватор ЭС-60

Эксплуатация в холодных и умеренно-холодных климатических районах при температуре от -40 до $+40$ °С.

Положительной стороной элеватора является лёгкость эксплуатации.

Отрицательной – частый выход из строя.

Данная конструкция имеет небольшие габариты, простоту использования, но очень часто выходит из строя и по статистике её ремонт производится раз в месяц.

Анализ работоспособности при положительных и отрицательных температурах:

Таблица 1 – Температурные границы работы элеваторов

Название	Положительная температура, t °С	Отрицательная температура, t °С
ЭТАД-80	+30	-30
ЭТА-50	+50	-50
ЭХЛ-73-50	+40	-40
ЭС-60М	+40	-40

Исходя из данных таблицы 1 можно сделать вывод, что лучшим элеватором является ЭТА-50. Данный элеватор является наиболее устойчивым к высоким и низким температурам.

Анализ проведения ремонтов:

Таблица 2 – Статистика проведения ремонта

Название	Ремонт
ЭТАД-80	Раз в 1-2 месяца
ЭТА-50	Раз в 2-3 месяца
ЭХЛ-73-50	Раз в 2-3 месяца
ЭС-60М	Раз в месяц

Исходя из данных таблицы 2 можно сделать вывод, что проведение ремонтов проводится реже у элеваторов ЭТА-50, ЭХЛ-73-50.

Из проведённых выше анализов можно сделать вывод, что наиболее актуальной является элеватор ЭТА-50. Данный элеватор имеет отличные температурные показатели и крайне редкий ремонт.

Заключение:

В работе были рассмотрены различные конструкции захватных устройств для НКТ и выбрана лучшая модель элеватора. Проведён анализ эксплуатационной надёжности

представленных элеваторов, по которому лучшей моделью по межремонтному периоду и устойчивости к температурам стала модель элеватора ЭТА-50.

Работа имеет большое практическое значение, так как знание различных конструкции захватных устройств для НКТ поможет выбрать модель захватного устройства с наиболее высокими показателями надёжности.

Научная значимость материала заключается в обосновании выбора конструкции захватного устройства и его надёжности.

Практическая ценность работы заключается в правильном выборе элеватора с лучшими показателями надёжности.

Библиографический список:

- 1 Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа; Альянс - Москва, 2013. - 588 с.
- 2 Иванов А. Н., Рапацкая Л. А., Буглов Н. А., Тонких М. Е. Нефтегазовые комплексы.
- 3 Снарев А. И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа; Инфра-Инженерия - Москва, 2010. - 232 с.
- 4 Бобрицкий, Н. В. Основы нефтяной и газовой промышленности / Н.В. Бобрицкий. - М.: Книга по Требованию, 2012. - 202 с.

УДК 621.651

Конструкция пружинного компенсатора колебаний давления, установленного на нагнетательном трубопроводе поршневого насоса

Горбунов Д.Д.

Научный руководитель – Уразаков К.Р.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

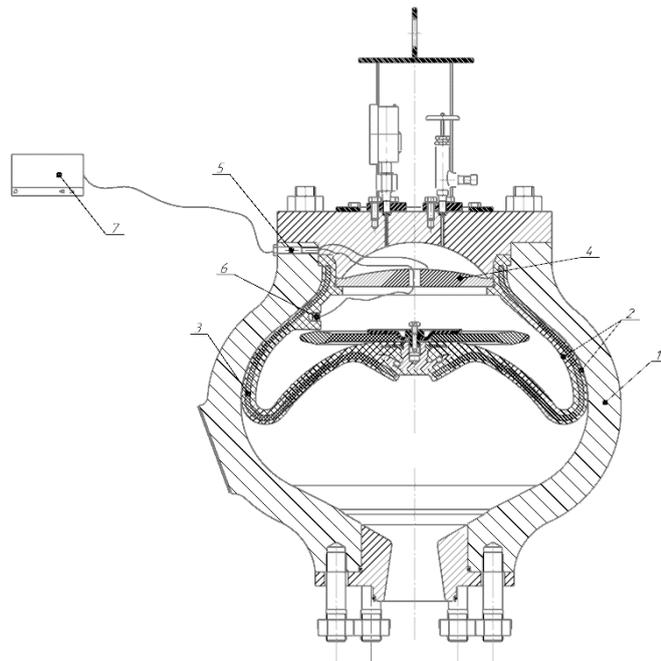
Широкое применение поршневых насосов в нефтегазовой промышленности обусловлено высокой производительностью. Однако, такой тип насоса обладает существенным недостатком – пульсацией давления. Причинами возникновения пульсации давления являются следующие факторы: сжимаемость жидкости, вязкостное трение, кинематика приводного механизма.

Для устранения колебательного процесса на нагнетательной линии, как правило, устанавливаются гасители пульсаций давления. Наиболее известна и широко применяется конструкция пневматического компенсатора, которая представляет собой две полости – газовую и жидкостную (рисунок 1) [2, 3]. Выравнивание давления осуществляется путем сжатия и расширения газа в рабочей полости ограниченной диафрагмой в момент нагнетания и всасывания жидкости насосом.

Долговечность диафрагмы зависит от следующих параметров: температурных условий, давления в газовой полости. Наиболее характерная проблема при эксплуатации пневмокомпенсатора проявляется в условиях зимы, когда из-за перепада температур возникает понижение давления в газовой полости, диафрагма периодически максимально растягивается, вследствие чего сокращается долговечность диафрагмы, а значит чаще возникает необходимость в ее замене. Понижение давления вызывает большой прогиб диафрагмы и деформацию под действием давления жидкости, при многократном воздействии при пониженном рабочем давлении газа диафрагма рвется [3].

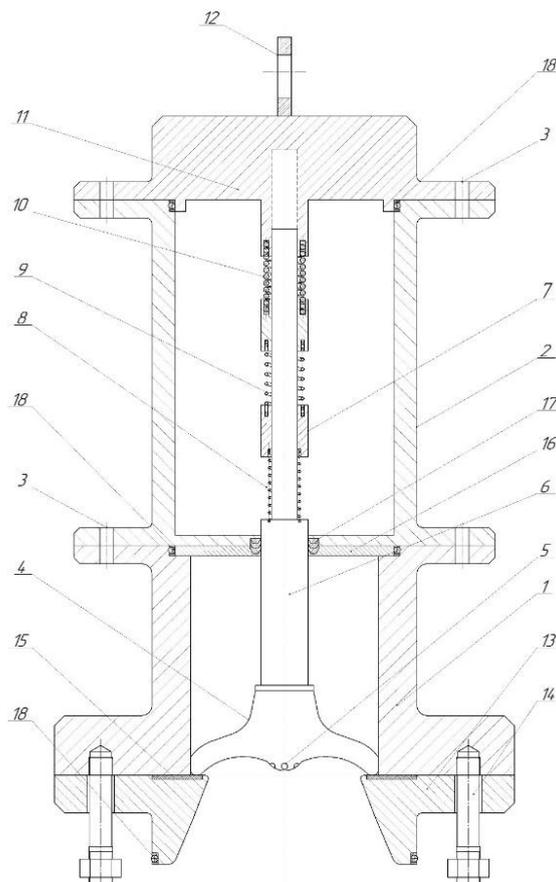
Существенный недостаток пневмокомпенсаторов заключается в том, что диапазон компенсации давления ограничен давлением в газовой полости. В случае увеличения давления на выходе потребуются остановка насоса для подачи газа в рабочую полость пневмокомпенсатора с целью повышения давления в газовой полости и поддержания нормальной работоспособности.

По этой причине тенденция развития новейших разработок гасителей пульсации давления направлена на устранение указанных недостатков[1]. Основное направление – применение альтернативной конструкции гасителя пульсации. В качестве такого устройства стоит отдельно рассмотреть конструкцию предлагаемого пружинного компенсатора (рисунок 2).



1 – корпус; 2 – диафрагма; 3 – поролон; 4 – нагревательный элемент;
5 – болт с керамическим сердечником; 6 – термодатчик; 7 – блок управления

Рисунок 1 – Усовершенствованный пневмокомпенсатор терморегулятором



1 – корпус; 2 – рабочая секция; 3 – шпильки; 4 – поршень; 5 – сквозные отверстия;
6 – шток; 7 – втулки; 8, 9, 10 – пружины; 11 – крышка корпуса; 12 – ушко; 13 – фланец;
14 – крепежный элемент; 15 – прокладка; 16 – посадочный диск; 17 – уплотнения штока;
18 – торцевые уплотнения.

Рисунок 2 – Вертикальный пружинный компенсатор

Принцип действия устройства заключается в следующем. Поршневой насос подает жидкость в нагнетательной трубопровод с установленным на нем вертикальным пружинным компенсатором с помощью фланцевого соединения. Жидкость огибает стенки фланца 13 и поступает в полусферические полости поршня 4, затем движется в отверстия 5 и смешивается со встречным потоком с противоположной стороны. Два встречных потока образуют завихрения за счет углового расположения отверстий 5, тем самым поглощая некоторую часть энергии пульсации потока. Под действием давления жидкости поршень 4, расположенный в корпусе 1, приводит в действие шток 6, который совершает поступательное движение вместе с втулками 7, приводя в действие пружины 8, 9, 10, размещенных в рабочей полости 2. В пружинах возникают силы упругости, направленные в противоположную сторону усилиям на поршень под действием жидкости. Параметры пружин 8, 9, 10 (диаметр, жесткость, количество витков и т.д.) подобраны таким образом, чтобы обеспечить равномерное гашение пульсации давления. Пружина 8 предназначена для низкой области колебаний давления, пружина 9 – для средней, пружина 10 – для высокой. Пружина 8 обладает меньшей площадью сечения витков по сравнению с пружинами 9, 10, но большим количеством витков и длиной хода. Такая конструкция пружины 8 необходима для того, чтобы компенсировать нагрузку от веса поршня 4, штока 6 и втулок 7 при нагнетании жидкости. При установившейся амплитуде колебаний давления в работе участвуют все перечисленные пружины, что позволяет равномерно распределить нагрузку. В том числе, при перепадах давления исключено соударение витков с последующей деформацией, за счет эффективной последовательной передачи сжатия каждой пружине.

Ограничительное устройство отсутствует по причине подбора жесткости пружины 10, такой, что максимальное давление, развиваемое насосом, не превышает силу упругости пружины. Поршень 4 установлен в полости корпуса с некоторым зазором для исключения трения движущейся детали о стенки. Жидкость поступает в полость корпуса, но дальнейший ее переток в рабочую полость отсутствует, за счет установки уплотнений штока 17.

Основной рабочий элемент – последовательно-соединенные пружины сжатия, работа устройства основана на попеременном циклическом сжатии рабочих элементов, за счет чего происходит выравнивание давления. Конструкция гасителя пульсаций такого типа лишена двух основных недостатков – повышенного износа рабочего элемента и низкого диапазона гашения колебаний. Вертикальное расположение пружин, установленных в пазах втулок позволяет гасить пульсацию давления в широких диапазонах по сравнению с существующими компенсаторами, благодаря равномерному распределению нагрузки со стороны нагнетаемой жидкости. Долговечность, как один из важнейших показателей оборудования, увеличивается за счет применения пружинных элементов вместо мембранных. Специальное строение поршня со сквозными отверстиями, размещенными под некоторым углом, позволяет погасить часть колебаний до начала проявления упругих свойств пружин, что также сокращает динамику их отказов.

Применение данного типа компенсаторов в нефтяной и газовой промышленности позволит увеличить время межремонтного периода, а также повысить надежность нагнетательной трубопровода и насосного агрегата в целом. Стоит отметить, что увеличение межремонтного периода, а также сокращение расходов на детали, подвергаемых частому износу, позволяет повысить экономическую эффективность, что является немаловажным фактором при решении о перспективности применении оборудования.

Библиографический список:

1. Горбунов, Д.Д. Проблема неравномерности подачи жидкости буровым насосом и методы ее решения / Д. Д. Горбунов // Проблемы современной науки в исследованиях молодых ученых: сб. науч. тр. ежегод. Всерос. науч.-практ. конф., г. Уфа, 9 окт. 2020 г. / УГНТУ. - Уфа, 2020 - С. 78-82.
2. Горбунов Д.Д., Уразаков К.Р. Усовершенствованный пневмокомпенсатора ПК70-350 с терморегулятором / Д.Д. Горбунов, К.Р. Уразаков // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019: сб. материалов Всерос. науч.-техн. конф., г. Уфа, 15 мая 2019 г. / УГНТУ. - Уфа, 2019. - С.123-124
3. Пат. 2724159 Российская Федерация, МПК F04B47/02. Скважинная штанговая насосная установка / К.Р. Уразаков, О.Э. Тимашев, Д.Д. Горбунов, В.А. Молчанова; патентообладатель Уфимский государственный нефтяной технический университет. – № 2019125688/03: заявл. 13.08.2019.

УДК 62-142, 62-164.21, 62-181.2, 62-185.3, 62-192, 62-242.2

Повышение надежности газоперекачивающих агрегатов и эффективности компримирования газа на компрессорных станциях за счет применения компрессорных поршней специальной конструкции

Игнатченко О.А., Проценко А.А.

Научный руководитель – Омелянюк М.В.

Армавирский механико-технологический институт филиал ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Армавир

При эксплуатации поршневых двигателей газоперекачивающих агрегатов типа ГМК или ГКН, которые устанавливаются как на подземных хранилищах газа (ПХГ), так и на компрессорных станциях, существует ряд проблем по выходу из строя силовых поршней, вследствие различных причин, приводящих к материальным потерям предприятия, из-за больших денежных затрат на ремонт оборудования, а также из-за длительного простоя оборудования.

Газомотокомпрессор МК-8, МК-8М стационарный агрегат, включающий в себя поршневой газовый двигатель и поршневой компрессор двойного действия. [1]

Цилиндры двигателя, размещенные в блоке цилиндров, и компрессорные цилиндры смонтированы под прямым углом на фундаментной раме. Коленчатый вал – общий для двигателя и компрессора (рисунок 1).

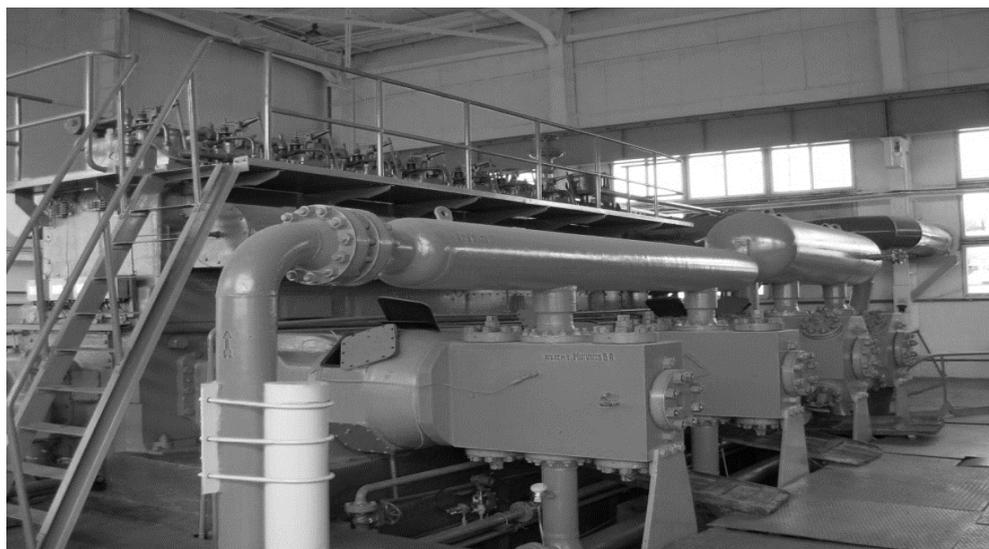


Рисунок 1 – Газомотокомпрессоры типа ГМК и ГКН

Поршень является одной из основных частей компрессорной части ГМК, именно поэтому в случае выхода его из строя, дальнейшая работа оборудования невозможна. Поршни изображенные на рисунке 2 справа, применялись до их модернизации. К большим недостаткам этих поршней можно отнести: частые обломы перегородок при высоких давлениях подачи газа; высокое истирание, вследствие непрерывной работы, что приводит к быстрому износу оборудования, его поломке и, соответственно, материальным затратам на ремонт. У данных поршней упор идет только на центральное кольцо, что обеспечивает не самую лучшую компрессию и уплотнение. [2]

В современных условиях необходимы поршни, которые способны сохранять работоспособность при больших нагрузках. Использование поршней современного типа позволит не только увеличить наработку на отказ, тем самым повысить экономическую эффективность, за счёт меньших затрат на ремонт и более редких простоях из-за неработоспособности оборудования. [3]

Авторами было предложены поршни модернизированной конструкции, которые получили свое применение на компрессорной станции Краснодарского УПХГ (рисунок 3).



Рисунок 2 – Поршни, используемые на ГМК и ГКН



Рисунок 3 – Поршни современного типа, используемые на ГМК и ГКН

Такие поршни имеют ряд преимуществ по сравнению со старыми образцами:

1. У данных поршней два направляющих кольца, которые обеспечивают наибольшую устойчивость нежели поршни, у которых только одно направляющее кольцо. Также увеличена площадь контакта направляющих колец, тем самым обеспечивается улучшенная герметичность, а также уменьшить износ, таким образом, повысив срок службы оборудования.

2. За счет увеличения количества и толщины колец, улучшилась герметичность и компрессия данных поршней.

3. Увеличенная толщина перегородок, что способствует к увеличению прочностных характеристик.

Авторами проведен анализ предлагаемых поршней новой конструкции по сравнению со старой. Таким образом, результатом внедрения предлагаемой конструкции поршней повышается надежность оборудования, срок службы агрегата и, как следствие, уменьшаются затраты на обслуживание и замену узлов и деталей. При всем при этом увеличивается эффективность компримирования газа за счет обеспечения герметичности.

Библиографический список:

1. Газомотокомпрессоры МК8. Техническое описание и инструкция по эксплуатации 8201-1000 ТО 1975г; С. 313;
2. Газоперекачивающие агрегаты и обслуживание компрессорных станций / Мороз А.П., Мальцуров И.И, Арустамов К.Г., Короткое В.И. и др. — М.: Недра, 1979. —229 с.
3. Микаэлян Э.А. Техническое обслуживание энерготехнологического оборудования, газотурбинных газоперекачивающих агрегатов системы сбора и транспорта газа. Методология, исследования, анализ и практика. - М.: Топливо и энергетика, 2000.- 314с.;

УДК 622.276.054

Критерии оценивания эффективности работы погружных сепараторов механических примесей при работе в осложненных условиях

Казьмин А.Д.

Научный руководитель - Деговцов А.В.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

В современных условиях большая часть механизированной добычи нефти приходится на добычу установками электроприводными лопастными насосами (УЭЛН). При этом средняя наработка на отказ (СНО) УЭЛН значительно снижается при добыче пластового флюида, осложнённой наличием механических примесей [1].

Эксплуатация УЭЛН совместно с погружным сепаратором механических примесей (десендером) позволяет добиться увеличения СНО. Для достижения наибольшего эффекта от использования десендера совместно с УЭЛН требуется оценить эффективность использования погружного сепаратора.

Для этого на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности Губкинского университета был разработан стенд (Рисунок 1) и методика проведения стендовых испытаний десендеров, а также испытаний с учётом осложняющих факторов таких как: увеличенное значение вязкости добываемого флюида, повышенное содержание свободного газа, различный угол отклонения десендера от вертикали [2]. Для достижения поставленных целей использовались различные модельные жидкости и механические примеси. В качестве модельных жидкостей использовались техническая вода, техническая вода + ПАВ + 25% свободного газа и глицериновая смесь вязкостью 25 сП. В качестве модельных механических примесей использовались электрокорунд f220, а также проппант 30/60.

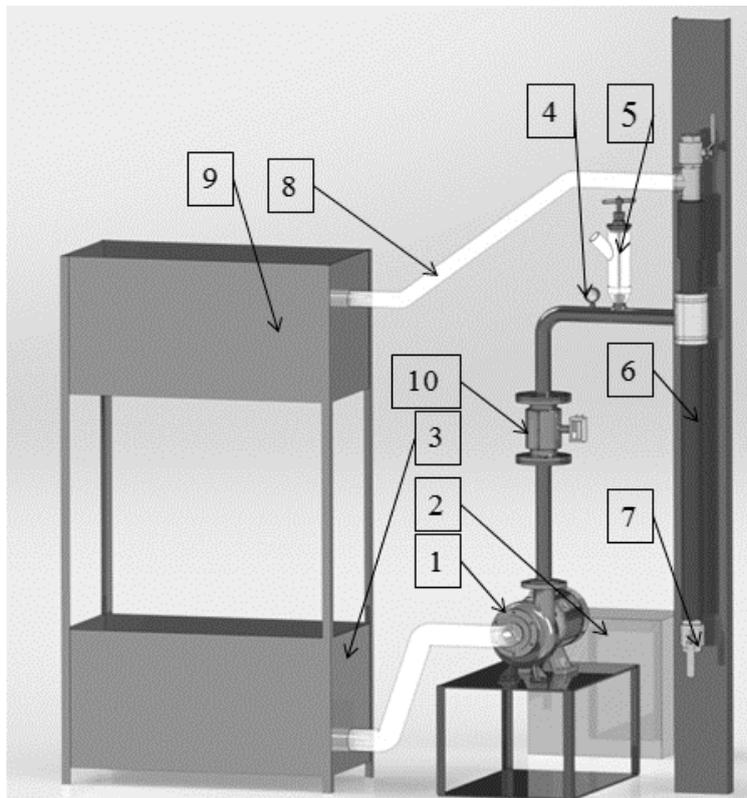
Определение эффективности работы погружного сепаратора механических примесей проводится в следующей последовательности. На станции управления устанавливается частота питающего тока, соответствующая требуемой подачи модельной жидкости. В засыпное устройство загружается 300 г исследуемой модельной механической примеси. Взвешивание навески примесей производится на электронных весах в сухом виде. Засыпное устройство обеспечивает равномерное распределение механических примесей в объеме модельной жидкости. Данный эффект достигается за счет использования струйного аппарата [3].

Производится запуск. Замеряется расход жидкости при помощи расходомера, давление - по манометру. Им же контролируются значения давления на входе в десендер. При помощи регулировочной задвижки в засыпном устройстве устанавливается концентрация механических примесей. Объем жидкости для проведения эксперимента должен составлять не менее 100 л. Концентрация механических примесей должна составлять не менее 1 г/л (или 0,1%). Затем краны переключаются и в течении 3 минут производится промывка системы. После этого насос выключается [3].

Собирается весь объем механических примесей, вынесенных из исследуемого образца десендера из фильтра бака, и объем механических примесей, отделенных от потока модельной жидкости сепаратором, из шламособорника. Также собирается весь объем механических примесей, оставшихся в засыпном устройстве. При демонтаже собирается весь объем механических примесей, собравшихся в элементах стенда: подводящем трубопроводе, камере, отводящем трубопроводе.

Собранные механические примеси складываются в специальную емкость и просушиваются горячим воздухом. Просушенные механические примеси взвешиваются с помощью электронных весов, точностью не менее 0,1 г, результаты замеров заносятся в журнал наблюдений.

Общая масса собранных и просушенных после испытания механических примесей не должна отличаться от массы механических примесей, внесенных в модельную жидкость перед началом испытания, более, чем на 5%. Если различие масс составляет более 5% результаты эксперимента считаются недействительными.



1- силовой насос, 2- станция управления, 3-емкость для модельной жидкости, 4-манометр, 5-засыпное устройство, 6-исследуемый сепаратор, 7-шламоборник, 8-выкидная линия, 9 - бак с фильтрующим элементом, 10 - расходомер

Рисунок 1- Конструктивная схема стенда для определения эффективности десендеров

$M_{\Sigma} = M_1 + M_2 + M_3 + M_4 + M_5$ – формула расчёта суммарной массы механических примесей после проведения испытаний, где:

M_1 - масса механических примесей в засыпном устройстве, г;

M_2 - масса механических примесей в подводящей линии, г;

M_3 - масса механических примесей в шламоборнике, г;

M_4 - масса механических примесей выкидной линии стенда, г;

M_5 - масса механических примесей в фильтре приемного бака стенда, г.

Для оценки эффективности работы десендера производится расчёт коэффициента сепарации при заданной подаче, а также высчитывается потери давления жидкости при проходе через сепаратор.

$K_{\text{сеп}} = \frac{M_3}{M_3 + M_4 + M_5}$ – формула определения коэффициента сепарации десендера, где:

M_3 - масса механических примесей в шламоборнике, г;

M_4 - масса механических примесей выкидной линии стенда, г;

M_5 - масса механических примесей в фильтре приемного бака стенда, г.

Испытания сепараторов при осложняющем условии в виде вязкой добываемой жидкости производятся аналогичным образом за исключением: в качестве вязкой модельной жидкости используется глицериновая смесь вязкостью 25 сП, в качестве модельных механических примесей используется проппант 30/60.

При испытании десендеров с осложняющим фактором в виде повышенного содержания свободного газа, испытания производятся с добавлением на входе в сепаратор 25% свободного газа, в качестве модельной жидкости используется смесь технической воды и ПАВ.

Для оценки эффективности работы сепараторов механических примесей в условиях отклонения десендера от вертикали, десендер, закрепленный на стенде испытывается при нулевом отклонении, после чего отклоняется от вертикали на заданное значение угла отклонения (конструкция стенда позволяет использовать следующие значения угла отклонения: 30, 45, 60, 75 и 90 градусов) и испытывается повторно.

Данные, полученные в ходе испытаний, позволяют произвести формирование критериев для оценки эффективности работы десендеров при эксплуатации в осложненных условиях, что позволяет добиться максимальной эффективности при подборе оборудования для конкретного насоса в конкретной скважине.

В качестве критериев оценки эффективности предлагается использовать: коэффициент сепарации при работе на технической воде и глицериновой смеси, потери давления жидкости при работе на технической воде и глицериновой смеси, снижение коэффициента сепарации при работе на жидкости с повышенном содержании свободного газа, снижение коэффициента сепарации при увеличении угла отклонения десендера от вертикали.

Библиографический список:

1. И.Н. Герасимов, А.В. Деговцов, Т.Р. Долов, В.Н. Ивановский, И.В. Кузнецов, А.А. Сабиров. К вопросу о деградации рабочих характеристик электроприводных лопастных насосов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса 2020 №3. С. 14-20.
2. А.В. Булат, С.А. Карелина, В.Н. Ивановский, М.Г. Блохина, И.С. Пятов, Л.В. Воробьева, Ю.В. Кирпичев, В.Г. Тимошенко. Рациональные области применения различных видов оборудования для защиты от механических примесей // Территория Нефтегаз. 2020. № 9-10. С. 52-63
3. А.В. Булат, С.А. Карелина, Орлова Е.А. Оценка эффективности работы современного оборудования для защиты СНО от мехпримесей // Инженерная практика. 2020 №10. С. 26-30.

УДК 621.452

Комплексное решение по техническому обслуживанию и ремонту камеры сгорания газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1

Калинин И.С.

Приводинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

На диаграмме (рисунок 1) наглядно видно, что в ООО «Газпром трансгаз Ухта» двигатель ДГ90Л2.1 является одним из наиболее широко распространенных конвертированных газотурбинных двигателей (ГТД), всего 43 машины, что составляет 12% от всего парка. Однако на сегодняшний день в обществе «Газпром трансгаз Ухта» складывается довольно сложная ситуация с парком резервных двигателей ДГ90Л2.1, в связи с прекращением производства и поставок ГТД украинским предприятием ГП НПКГ «Зоря-Машпроект».

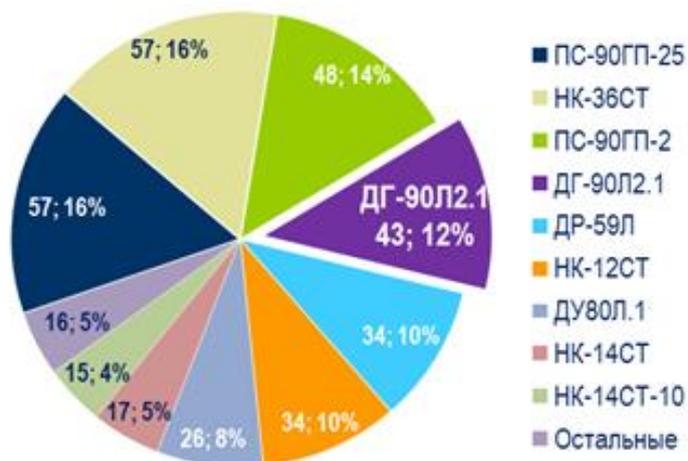


Рисунок 1 - Анализ парка конвертированных газотурбинных двигателей ООО "Газпром трансгаз Ухта"

За время эксплуатации газотурбинных двигателей ДГ90Л2.1 в Приводинском ЛПУМГ была выявлена низкая надежность элементов малоэмиссионной камеры сгорания: форсунок, завихрителей, жаровых труб и смесителей (рисунок 2).

Камера сгорания

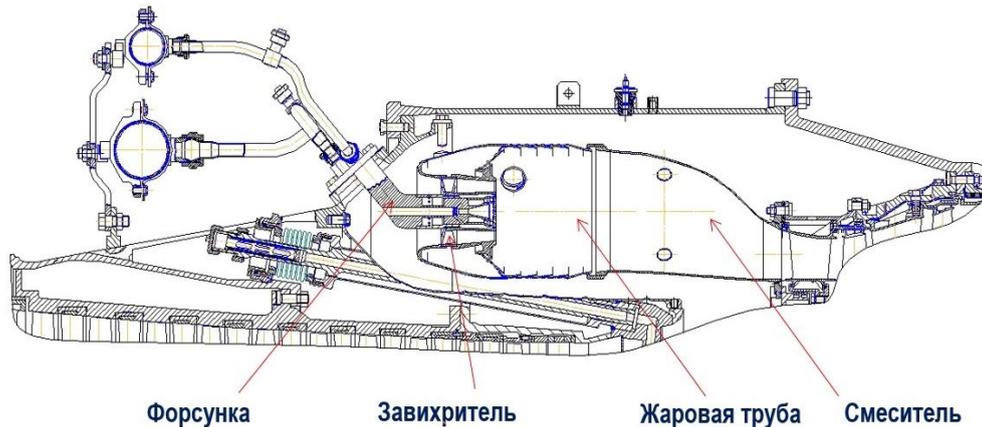


Рисунок 2 - Низкая надёжность элементов камеры сгорания ГТД ДГ90Л2.1

Методами математического моделирования проведена оценка распределения параметров потока. На рисунке 3 (слева) показан процесс горения с чистыми форсунками, без смещения факела. Неидеальное протекание окислительно-восстановительных реакций в камере сгорания приводит к коксованию каналов форсунок и как следствие к деформации полей температур и давлений газового потока, а в результате к смещению факела к стенкам жаровых труб, и изменению фронта пламени, что показано на рисунке 3 (справа).

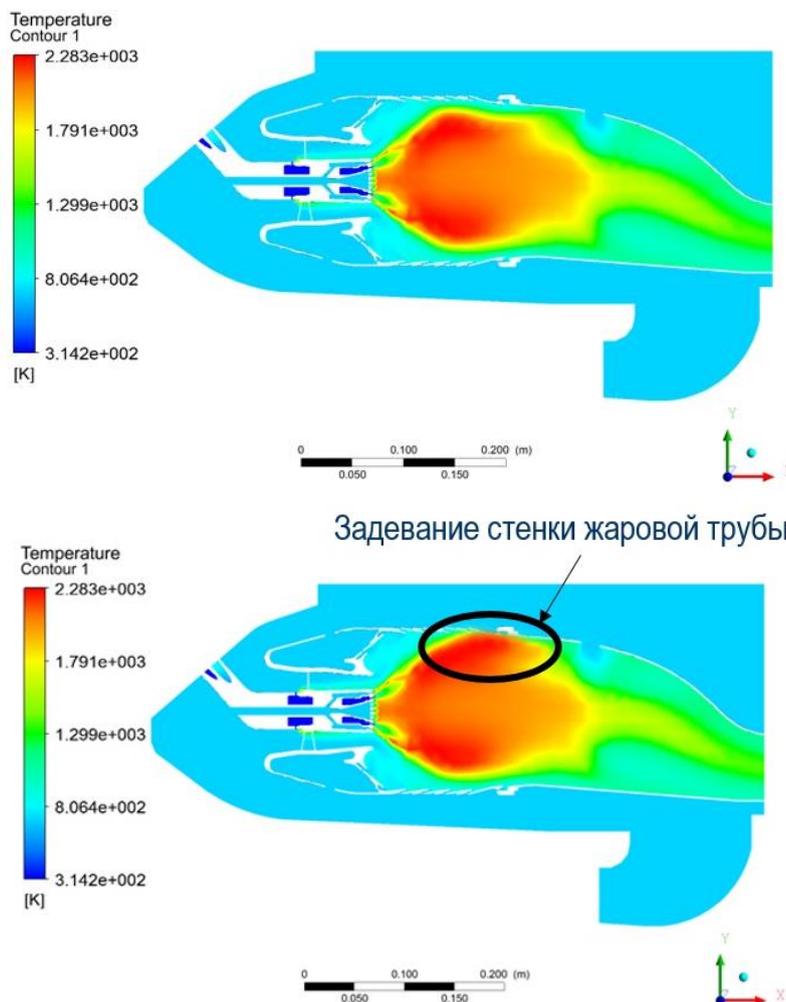


Рисунок 3 - Процессы горения в жаровой трубе

Смещение факела приводит к местному перегреву жаровых труб и смесителей, их короблению или даже прогару (рисунок 4).

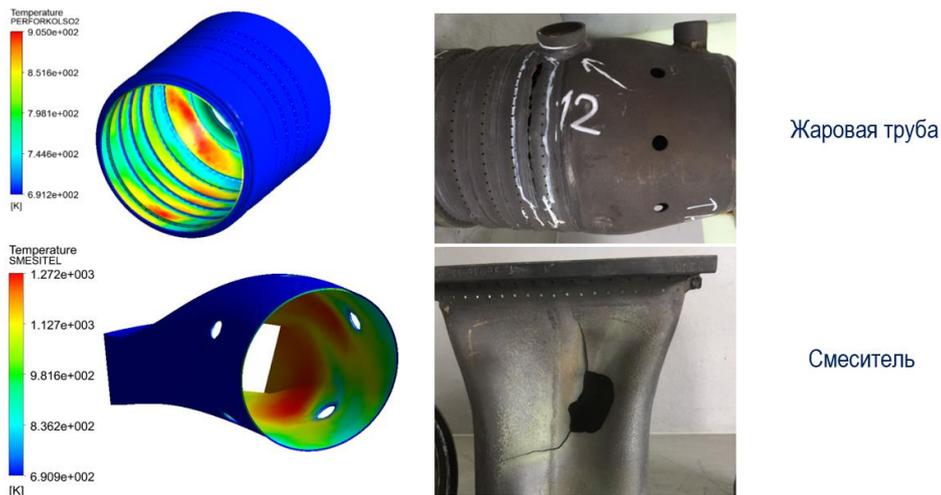


Рисунок 4 - Последствия местного перегрева жаровой трубы и смесителя

Приближение фронта пламени к торцам форсунок способствует их эрозии, а в последствии может привести к выгоранию колпачка форсунки и приплавлению к завихрителю (рисунок 5).



Рисунок 5 - Последствия приближения фронта пламени к торцам форсунок.

При проведении аварийно-восстановительного ремонта камеры сгорания, а также в случаях локального прикипания торца форсунки к завихрителю появляется необходимость демонтажа форсунок, что является трудновыполнимой задачей в условиях компрессорной станции. Труднодоступность и сложная форма форсунки позволяет осуществить демонтаж только в горизонтальном направлении, использование различных съемников может привести к поломке завихрителя, самой форсунки или деформации жаровой трубы, что приведет к длительному и дорогостоящему ремонту.

Для решения этой проблемы было разработано и изготовлено устройство, представленное на рисунке 6.

Устройство состоит из двух полудисков: верхнего 1 и нижнего 2, устанавливаемых на основной силовой диск 3, на теле которого имеются отверстия для закрепления верхнего и нижнего полудисков винтами 4. Для оказания механического воздействия на тело форсунки применяется силовой шток 5, перемещающийся в осевом направлении относительно силового диска 3 по трапецевидной резьбе. Условно показаны позиции 6 – жаровая труба, 7 – торец жаровой трубы, 8 – торец демонтируемой форсунки.

Проведение работ по выпрессовке производится следующим образом. Для предотвращения повреждения форсунки на шток 5 надевается медный колпак. На торец жаровой трубы 7, устанавливают силовой диск 3 со штоком 5. Фиксация устройства на теле жаровой трубы 7 осуществляется посредством захватов, расположенных на полудисках 1,2. Путем вращения силового штока 5, производится механическое воздействие на торец форсунки 8 для ее выпрессовки.

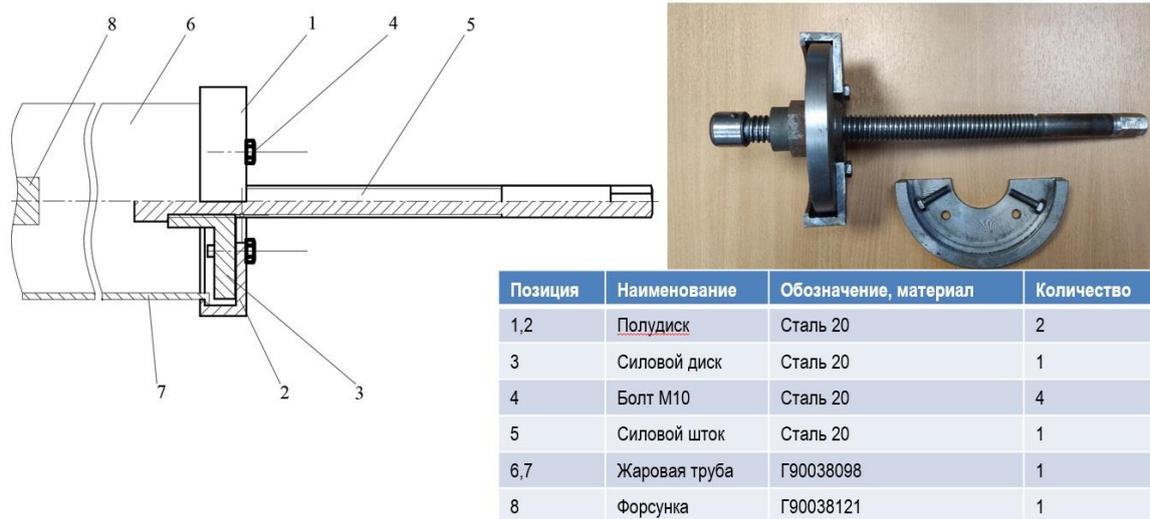


Рисунок 6 - Устройство для демонтажа погоревших форсунок.

При проведении технического обслуживания и ремонтов газотурбинных двигателей ДГ90Л2.1, для предупреждения вышеперечисленных неисправностей камеры сгорания, необходимо производить очистку расходных каналов форсунок. Трудность очистки заключается в сложной геометрической форме каналов внутри форсунки.

Существует метод ультразвуковой очистки. Однако его использование имеет ряд недостатков, таких как:

- дороговизна промышленных установок ультразвуковой очистки;
- из-за отсутствия циркуляции моющего раствора под давлением, кокс остается внутри форсунки;
- ультразвук может оказать вредное воздействие на здоровье обслуживающего персонала;
- отсутствует разрешение завода-изготовителя и согласование с конструкторским бюро, в плане подбора необходимых частот и проведения промышленных испытаний после промывки ультразвуком, так как существует вероятность повреждения термобарьерного покрытия или появления микротрещин на теле форсунки, которые при высокой температуре и давлении газозвушной смеси могут привести к разрушению форсунки, и повреждению лопаток турбины высокого давления ГТД.

Опытно-промышленным путем выявлено, что наиболее эффективным способом очистки внутренних каналов форсунок является промывка под давлением жидкости с добавлением поверхностно-активного вещества в течение длительного времени. В качестве поверхностно-активного вещества применим раствор Турботект TSP-3030, широко используемый в газовой промышленности. Промывка производится на специально разработанной и изготовленной установке для промывки форсунок (рисунок 7).

Чертеж установки показана на рисунке 8.

Установка состоит из расходного бака 1, содержащего крепежные планки 2, зафиксированные на боковых стенках бака 1. Для установки форсунок 3 в планках 2 выполнены специальные вырезы 4. Надежная фиксация форсунок 3 обеспечивается стержнями 5, закрепленными на верхних поверхностях планок 2. Для организации циркуляции жидкости 6, заливаемой в бак 1, предусмотрен циркуляционный насос 7 с всасывающим 8 и нагнетающим 9 трубопроводами. Из нагнетающего трубопровода 9 жидкость попадает в нагнетающий коллектор 10, в верхней части которого имеются штуцеры 11 для подключения гибких шлангов 12, через которые жидкость 6 подается к форсункам 3. На нагнетающем коллекторе 10 установлен отсечной кран 13, позволяющий подавать раствор 6 только на одну секцию коллектора 10, для промывки неполного комплекта форсунок 3, в случае необходимости. Для предотвращения попадания на вход циркуляционного насоса 7, вымываемых из форсунки 3 отложений 14, предусмотрена фильтрующая перегородка 15. Для удобства перемещения и транспортировки установки, все ее части размещены на общей раме 16.

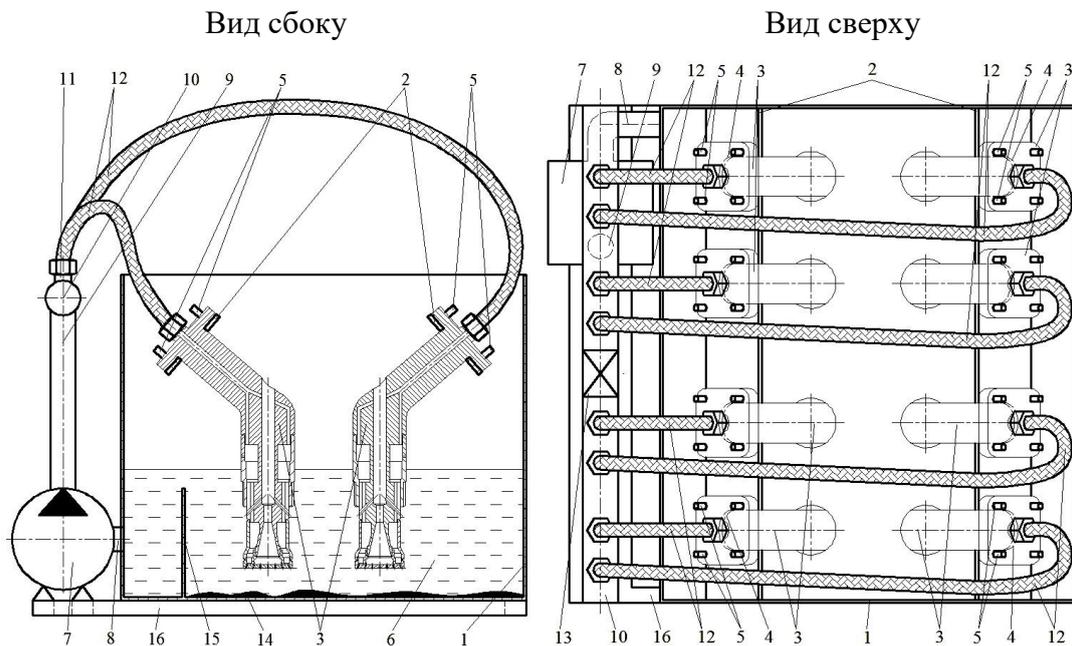


Вид сбоку

Вид сверху

Рисунок 7 - Установка для промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1.

Промывка форсунок камеры сгорания ГТД ДГ90Л2.1 с использованием промывочной установки осуществляется следующим образом. Промываемые форсунки 3, устанавливаются на крепежные планки 2 путем их насаживания на фиксирующие стержни 5. К установленным форсункам 3 от нагнетающего коллектора 10 подключаются гибкие шланги 12. В бак 1 наливается раствор 6 до скрытия фильтрующей перегородки 15. Циркуляционным насосом 7 производится прокачка раствора 6 через канал топливной форсунки 3 в течение 6 часов. Промывочная жидкость 6 вымывает отложения 14 и выводит из каналов форсунок 3. По окончании промывки, из расходного бака 1 сливается моющий раствор 6 и заливается дистиллированная вода. В течение нескольких минут форсунки 3 промываются дистиллированной водой с последующей осушкой сжатым воздухом.



Вид сбоку

Вид сверху

Рисунок 8 - Чертеж установки для промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1.

В 2017 году в целях повышения эффективности технического обслуживания и ремонтов камеры сгорания газотурбинных двигателей ДГ90Л2.1 была завершена разработка и реализация «Способа промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ-90Л2.1» и «Устройства для демонтажа погоревших форсунок камеры сгорания газотурбинных двигателей ДГ-90Л2.1».

В 2018-2019 годах получены патенты на полезную модель №181847 «Устройство для демонтажа погоревших форсунок камеры сгорания газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1» и на изобретение №2696525 «Способ промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1».

За период с 2018 по 2020 год экономический эффект от использования объектов патентного права суммарно составил 13 580 405,04.

УДК 622.24.051.5

Перспективы применения безъякорного пакерного устройства для нефтяных скважин, расположенных на месторождениях Республики Башкортостан

Копейкин И.С.

Научный руководитель – Лягов А.В.

ФГБОУ ВО Уфимский государственный авиационный технический университет г. Уфа

В настоящее время пакерно-якорное оборудование получило широкое распространение в нефтегазодобывающей отрасли. Основная функция пакера – это изоляция интервалов высокого давления от интервалов низкого давления. В связи с тем, что пакерное оборудование нашло свое применение при различных геолого-технических мероприятиях, неотъемлемой частью конструкции пакерного устройства стал якорный узел. Основное назначение якорного узла – это предотвращение осевого перемещения пакера при изоляции интервалов скважины. Но использование якорных узлов в пакерной системе значительно усложнило конструкцию оборудования и увеличило вероятность возникновения осложнения при срыве пакера и выполнении спуско-подъемных операций в связи с прилипанием плашек якоря к стенкам обсадной колонны. Кроме того, использование якоря при посадке пакерных устройств способствует деформации стенок обсадной колонны и увеличению вероятности преждевременного разрушения.

Необходимо отметить, что месторождения в Республики Башкортостан находятся на 3 и 4 стадиях разработки сопровождаемые падением добычи и необходимостью проведения геолого-технических мероприятий для стимуляции продуктивных пластов скважин, а основной фонд скважин имеет срок эксплуатации свыше срока установленного проектной документацией (более – 30 лет). Таким образом можно заключить, что общий объем геолого-технических мероприятий (ГТМ) сопровождаются ремонта-изоляционными работами (РИР), направленными на ликвидацию негерметичности эксплуатационной колонны. Выполнение указанных выше мероприятий не возможно без пакерных устройств, но использование в пакерных устройствах якорных узлов для обеспечения надежной изоляции негерметичного интервала скважины без упора на забой связано риском получить осложнение как при спуске оборудования на требуемый интервал, так и при извлечении на устье скважины. Кроме того, продолжительная эксплуатация фонда скважин в регионе Башкирии сопровождается нарушением целостности эксплуатационных колонн в виду изношенности. Таким образом применение пакерных устройств с плашковыми якорями в изношенном фонде скважин приводит к повреждению эксплуатационных колонн, не возвращению или слому плашек якоря (рисунок 1), что становится причинами осложнений или аварий в скважинах с применением пакеров.



Рисунок 1 – Слом плашек якорного узла в пакерном устройстве

Решением вышеизложенных проблем может стать применение безъякорных пакерных устройств (рисунок 2), которые позволяют:

- мягкое воздействие на стенки эксплуатационной колонны;
- обеспечить легкий срыв и многократность поинтервальных обработок;
- снизить вероятность аварий при спуско-подъемных операциях.



а) схема безъякорного пакерного устройства; б) уплотнительные манжеты безъякорного пакерного устройства

Рисунок 2 – Безъякорное пакерное устройство

Так же благодаря измененной конструкции пакерного устройства от классической возможна установка безъякорного пакера в любом интервале скважины и на любой глубине (от 10м), без подгонки и применения подгоночного патрубка или другого инструмента соответственно позволяя сократить затраты при текущем и капитальном ремонте скважин. Благодаря использованию в конструкции специальной самоуплотняющейся манжеты для посадки пакера не требуется вес НКТ (хвостовика) и осевые перемещения, а для срыва не требуется повышение нагрузки.

Кроме того данный тип пакерных устройств имеет широкий сектор применения:

- В составе компоновок с насосным оборудованием для изоляций интервалов негерметичности или зоны перфораций;
- В компоновках ниже УЭЦН для изоляции интервалов ниже продуктивного пласта;
- В двухпакерных компоновках для поинтервальной обработки пластов под давлением;
- Поиск мест негерметичности эксплуатационной колонны;
- Для опрессовки и проверки герметичности устьевой части обсадной колонны и установленного противовыбросового оборудования.

Принимая во внимание вышеуказанное о безъякорных пакерных устройствах можно выделить основные преимущества над классическими пакерными устройствами с использованием якорного узла, а именно:

1. Безъякорный способ герметизации кольцевого пространства обеспечивает мягкое воздействие на стенки эксплуатационной колонны и позволяет выполнять лёгкий срыв пакера;
2. Пакер возможно устанавливать в любом интервале эксплуатационной колонны и на любой глубине (от 10 м), без подгонки и применения подгоночных патрубков и дополнительного инструмента;
3. Для пакерки не требуется вес НКТ (хвостовика) и осевые перемещения;
4. Срыв пакера происходит без дополнительной осевой нагрузки (не требуется мощный подъемный агрегат)
5. Сокращение вероятности осложнений при СПО.
6. Сокращение времени бригадо-час ТКРС
7. Высокая ремонтпригодность.

Принимая во внимание выше изложенное можно резюмировать, что использование безъякорных пакерных устройств в нефтяных и газовых скважинах позволит сократить общие затраты на текущий и капитальный ремонт скважин, снизить вероятность аварий при спуско-подъемных операциях и повысить эффективность применения пакеров за счет возможности использования оборудования в изношенном фонде скважин с плохим состоянием обсадной колонны.

Библиографический список:

1. Копейкин И.С. Использование математических методов для расчетов напряженно деформированного состояния базовых узлов пакерно-якорного комплекса, работающего в открытых стволах скважины / И.С. Копейкин, А.В. Лягов // Роль математики в становлении специалиста: материалы Всероссийской научн.-метод. конф.. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2015. – С. 70.2
2. Копейкин И.С. Использование пакерно-якорного оборудования как инструмента для обеспечения экологически безопасных работ погружного оборудования нефтегазовых скважин. / А.В. Лягов // Экологические проблемы нефтедобычи – 2015: материалы V Междун. конф. с элементами научной школы для молодежи. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2015. – С. 188.3
3. Копейкин И.С., Применение шарового клапана-отсекателя в многостадийном ГРП вертикальной скважины.// 66-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. - Уфа: Издательство УГНТУ, 2015. Кн. 1. -353 с
4. Копейкин И.С Пакер-подвеска хвостовика для многостадийного гидроразрыва пласта / А.В. Савельев // материалы 69-й науч.-техн. Конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. - Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2018. – С. 254 -255.
5. Пат. 198232 Российская Федерация, E21B43/10, E21B33/14, E21B33/12. Пакер-подвеска для крепления хвостовика с устройством отсоединения бурильных труб / Копейкин И.С., Савельев И.С., Лягов А.В.; Заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «УГНТУ». – №2019139274; заявл. 02.12.2019; опубл. 25.06.2020, Бюл. №18. – 6с: ил.
6. Копейкин И.С. Применение феномологических моделей и математических методов в расчетах напряженно-деформированного состояния базовых узлов пакерно-якорного комплекса, работающего в открытых стволах скважины / Научно-методический электронный журнал «Концепт». – Киров: Изд-во Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании. – 2016. – Т. 11. – С. 416–420.
7. Копейкин И.С. Исследование эффективности применения пакерно-якорных систем при селективных работах в необсаженном стволе нефтяных и газовых скважин // 75 лет нефтяному образованию в республике Башкортостан: тез. докл. Всероссийской научн.-техн. конф., посвященной 70-летию УГНТУ. – Уфа: Изд-во ООО "РН-БашНИПИнефть". – 2018. – С. 99.
8. Копейкин И.С. Применение пакера-подвески хвостовика с использованием гидравлического инструмента активации / А.В. Савельев, И.А. Черкасов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: сб. тр.Междуннауч.-техн.конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2018. – С. 63-67.
9. Копейкин И.С. Исследование напряженно-деформированного состояния базовых узлов пакера для необсаженной скважины / Р.С Миргородский, А.В. Лягов // Нефтегазовое дело. – 2016. – №5. – С. 63-82.
10. Пат. на полезную модель RU 182823 U1. Пакерный модуль для автономной изоляции интервалов негерметичности в необсаженной скважине. Копейкин И.С., Лягов А.В., Булюкова Ф.З., Сулейманов И.Н. Заявка № 2018123849 от 29.06.2018
11. Тихонов А.Е. Испытатель пластов для скважин сложной конфигурации / Тихонов А.Е., Булюкова Ф.З., Копейкин И.С., Замаев А.Н. // В сборнике: Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения. Материалы III Всероссийской научно-технической конференции. 2014. С. 84-85.
12. Разработка и исследование технологий и технических средств для поддержания пластового давления нефтяных месторождений. Булчаев Н.Д. автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. Тюмень, 2013
13. Васильев С.И. Проблемы эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Булчаев Н.Д. // Горная промышленность.- 2015. - № 3 (121). - С. 86-88
14. Копейкин И.С. Пакер, применяемый в открытом стволе нефтегазовых скважин, для проведения различных геолого-технических мероприятий / Копейкин И.С., Лягов А.В., Замаев А.Н. // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 5 (51). С. 48-51.

УДК 621.646.1

Анализ научно-технической и патентной информации о дисковых поворотных задвижках с различными видами уплотнительных элементов

Ласынов В.И.

Научный руководитель - Думлер Е.Б.

ФГБОУ ВО Уфимский государственный авиационный технический университет г. Уфа

В настоящее время ряд крупнейших нефтяных месторождений Российской Федерации находятся на поздних и заключительных стадиях разработки. К таковым относятся месторождения Западной Сибири, Оренбургской, Самарской, Пермской областей, Татарстана, Башкортостана, Удмуртии. Несмотря на истощенность и выработанность промышленных запасов эти месторождения благодаря совершенствованию технологий продолжают эксплуатироваться и оставаться экономически рентабельными в этих регионах [1, 2].

Такие месторождения имеют скважины с небольшим пластовым давлением в диапазонах от 7 до 35 МПа. Неотъемлемой частью устьевого арматуры добывающих и нагнетательных скважин и любых трубопроводов предприятий топливно-энергетического комплекса является запорная арматура. Существует большое количество видов трубопроводной запорной арматуры, наиболее распространенными из которых по количеству применяемых единиц при таких давлениях принято традиционно использовать прямооточные задвижки и краны.

Для того, чтобы обеспечить безаварийную и безотказную работу скважинного оборудования и наземных трубопроводов необходимо произвести правильный подбор запорных устройств в значительной степени предопределяет. Многообразие условий эксплуатации запорной арматуры, вопросы ее надежности и долговечности, разнообразные конструкции затрудняют возможность правильного подбора запорных устройств для существующих конкретных условий работы. Согласно ГОСТ краны используют при рабочих давлениях до 14 МПа, а задвижки – от 14 до 105 МПа [4-7].

Во всем разнообразии конструктивных исполнений запорных устройств все больший вес начинает набирать конструкция дискового поворотного затвора, применяемого при давлениях до 7МПа [5, 6]. Эти устройства положительно отличают простота конструкции, малый вес и габаритные размеры, высокая скорость срабатывания затвора, простота и легкость в управлении. Можно констатировать, что в силу своей простоты, малого веса, большого ресурса и достаточно простого обслуживания данный тип запорной арматуры вытесняет в некоторых областях применение шаровых кранов и клиновых задвижек. Особо этому способствует активное развитие полимерных и резинотехнических изделий, которые применяются в различных конструкциях дисковых затворов.

Одним из перспективных направлений является применение дисковых поворотных затворов при отсечении сред с содержанием абразивных частиц разного размера и твердости. Для долговечного и надежного отсечения такого рода сред к уплотнительным элементам затворов предъявляются повышенные требования к абразивной устойчивости.

С целью изучения существующих изобретений, касающихся исследований в области усовершенствования конструкции дисковых задвижек для увеличения их степени герметичности был проведен научно-технический поиск и патентный анализ [3].

В качестве источников для поиска научно-технической информации были использованы научная электронная библиотека Elibrary и сайт Research Gate [8, 9].

Источниками для поиска патентной информации стали базы данных Федерального института промышленной собственности (ФИПС) «Рефераты патентных документов» и «Полные тексты российских патентных документов» за период с 2011 по 2020 гг., а так же базы данных Европейского Патентного ведомства (European Patent Office), Всемирной организации интеллектуальной собственности (ВОИС) «PATENTSCOPE» [10].

По данным каталога электронной библиотеки Elibrary было выявлено 44 научно-технологических работ, затрагивающих тему дисковых поворотных задвижек (рис.1). Примерно 75% от всей информации принадлежит патентам, порядка 25% – статьям в журналах и 18% публикаций – материалам научно-технических конференций.

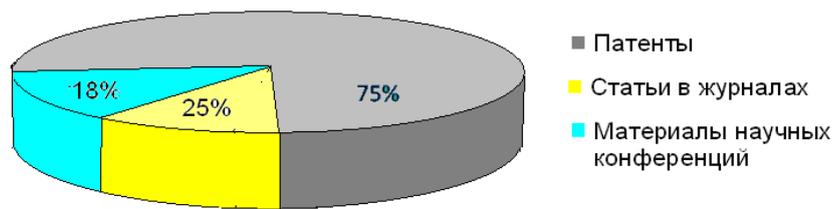


Рисунок 1 – Диаграмма количества опубликованных научно-технологических работ посвященных дисковым поворотным задвижкам, %

В результате проведенного патентного поиска по дисковым поворотным задвижкам был зафиксирован 2851 патент. При наличии такого количества патентов, можно с уверенностью сказать о том, что появление дисковых поворотных задвижек на рынке запорной арматуры вызвал большой интерес в изобретательских кругах. Желание авторов патентов усовершенствовать и довести конструкцию задвижек до параметров, диктуемых конкретными условиями эксплуатации, явно указывает на актуальность и целесообразность применения данных устройств.

Общая кривая распределения авторов патентов в промежутке с 2011 по 2020 гг. показана на рисунке 2. Стоит отметить, что интерес к данной теме резко возрос с 2015 года, а пик патентования был зафиксирован в 2018 году, последние два года наблюдается тенденция к небольшому снижению.

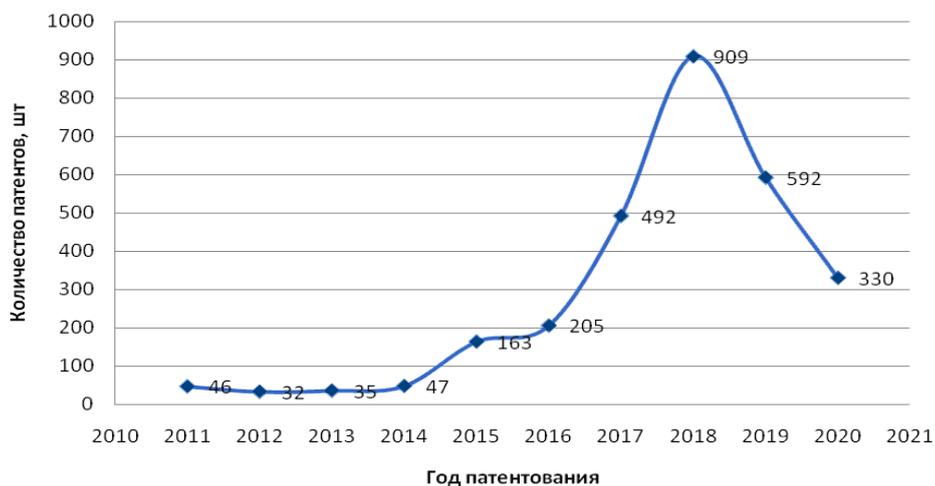


Рисунок 2 – График патентования мировых технологий направленных на совершенствование дисковых поворотных задвижек

Диаграмма распределения патентов по странам мира с 2011 по 2020 год показана на рисунке 3.

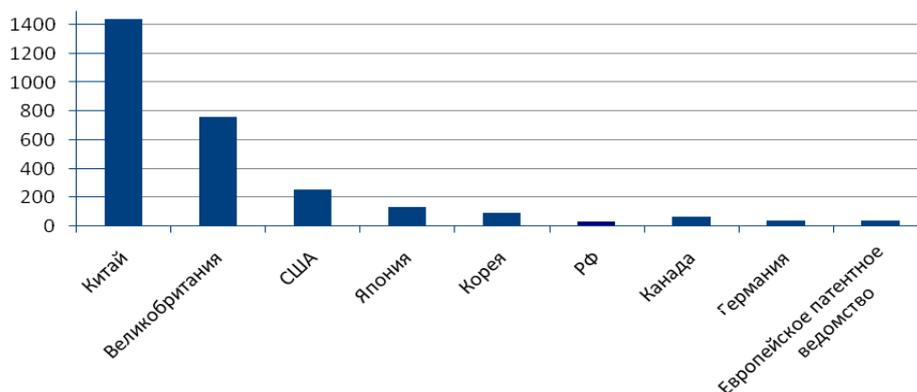


Рисунок 3 – Количество патентов по дисковым поворотным задвижкам в соответствии со странами авторов

Из рисунка видно, что наиболее наибольшее количество патентов были опубликованы китайскими авторами, основываясь на этом, закономерно, что актуальность темы дисковых поворотных задвижек актуальна не только в России, но в мировых научных сообществах.

Последним был опубликован патент от 30.07.2020 «Затвор поворотный» автора Индюшного Евгения Николаевича [11]. Техническим результатом патента является уменьшение износа уплотнительных посадочных поверхностей, а также обеспечение взаимной притирки уплотнительных посадочных поверхностей диска и проходного отверстия затвора поворотного.

Заключение. Поскольку в сравнении с задвижками и кранами дисковые задвижки имеют целый ряд преимуществ, предлагается расширить их область применения путем усовершенствования системы уплотнения и обеспечить возможность их работы при рабочих давлениях до 14 МПа. Таким образом, появилась необходимость развития нормативно-конструкторской базы, разработанной различными исследователями в области изучения герметичности системы уплотнения. Чтобы расширить возможности применения запорного устройства, необходимо внести существенные изменения в конструкцию его системы уплотнения и применить новые материалы.

Библиографический список:

1. Проблемы эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Булчаев Н.Д. Горная промышленность. 2015. № 3 (121). С. 86-88.
2. Экологические проблемы при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири. Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Булчаев Н.Д. Горная промышленность. 2015. № 3 (121). С. 88-90.
3. Анализ патентной и научно-технической информации по эксплуатации и ремонту фонтанной арматуры. Ласынов В.И., Булюкова Ф.З. В сборнике: Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. 2020. С. 578-582.
4. ГОСТ 9698-86 Задвижки. Основные параметры
5. ГОСТ 12521-89 Затворы дисковые. Основные параметры
6. ГОСТ 34288-2017 Арматура трубопроводная. Затворы дисковые из термопластичных материалов. Общие технические условия
7. ГОСТ 34289-2017 Арматура трубопроводная. Задвижки из термопластичных материалов. Общие технические условия
8. Пат. 2728669 С1 Российская Федерация МПК F16K 1/22 (2006.01). Затвор поворотный / Индюшный Е.Н.; заявитель и патентообладатель Индюшный Евгений Николаевич. – № 2019136344, заявл. 13.11.2019; опубл. 30.07.2020. – 12 с.

УДК 622.24.051.5

Гидравлическая пакерно-якорная техническая система для обсаженных скважин

Набиуллин Д.У., Копейкин И.С.

Научный руководитель – Лягов А.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Сегодня активно используется пакерно-якорные технические системы при проведении различных работ в скважинах. Пакерно-якорная система представляет собой синтез пакера и якоря в одном устройстве. Пакер помогает разобщить интервалы с высоким и низким давлениями, обеспечивает герметичность выбранного участка при работе со скважиной [1]. Якорные устройства применяются в случаях, когда фиксация пакера оснащёнными манжетами при проведении расчётов оказывается недостаточной. Якорная система обеспечивает неподвижность пакера, фиксируя оборудование в скважине. Фиксация скважинного оборудования якорем происходит благодаря плашкам якорного оборудования, которые при обсаженной колонне, врезаюсь в обсадную трубу, обеспечивают статичность пакерного узла.

На сегодняшний день известно об обширном применении пакеров гидравлического принципа действия. Для пакерных устройств гидравлического принципа действия в качестве узла активации наиболее часто используются механизмы со штудирующим элементом, которые сужают проходной канал [2]. При применении штуцирующих и подобных устройств, происходит значительное сужение проходного канала, что не даёт возможность при необходимости применять геофизические приборы, с помощью которых предоставляется возможность изучения устройства скважины [3]. Помимо использования геофизических приборов, часто необходима закачка высоковязких компонентов в скважину, что также невозможно осуществить, имея в конструкции пакера устройства, которые сужают проходной канал. Также важным фактором является невозможность повторного использования пакера после его активации, в связи с выполнением механизмов активации пакера одностороннего и одноразового действия. Следовательно, механизмы таких устройств после активации не предусматривают перевод пакера в исходное положение.

Учитывая вышеуказанные особенности конструирования и разработки пакерных устройств, в конструкцию гидравлического пакера предложено внедрить узел шарового клапана. Использование в устройстве шара решает ряд вышеперечисленных вопросов. Наличие в шаровом клапане проходного отверстия диаметром до 70 миллиметров позволяет спускать в скважину требуемые геофизические приборы, а также выполнять прокачку в скважину жидкостей с необходимой вязкостью. Применение разрезного кольца позволит использовать пакер повторно, так как шар имеет возможность многократно проворачиваться, а разрезное кольцо возвращает шар в исходное положение[4].

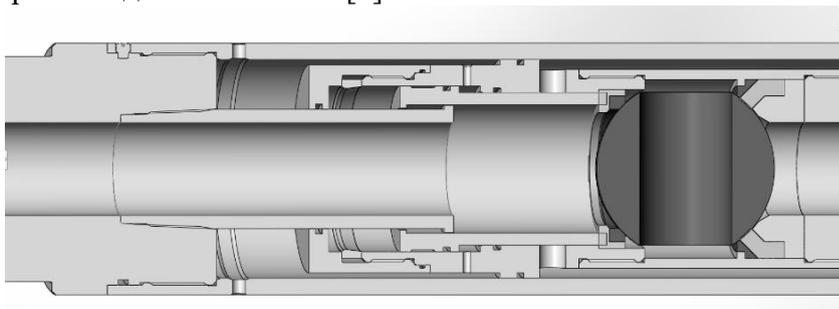


Рисунок 1 – Узел шарового клапана

При закачке жидкости в подпакерную зону, создаётся давление, которое приводит к нежелательному движению пакера вверх по стволу скважины. При образовании такого давления характерно разрушение резиновых элементов, а также возникновение не герметичности. Разгерметизация предусматривает перепосадку пакерного устройства. Также для проведения надёжной пакеровки требуется центрирование пакера перед его спуском. Отсутствие центрирования пакера относительно оси скважины перед посадкой приводит к разрушениям уплотнительного элемента.

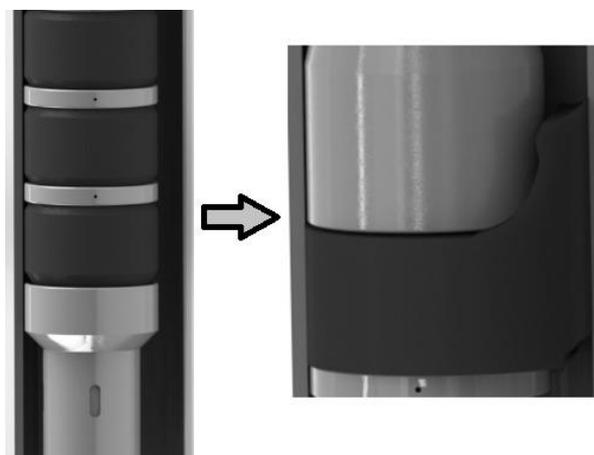
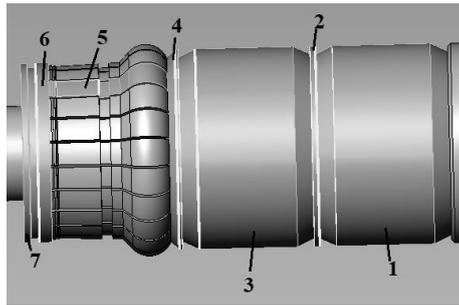


Рисунок 2 – Затекание резинового элемента при асимметричном расположении пакера перед посадкой

При возникновении перепада давления может произойти затекание резинового элемента пакера. Важно понимать, что осложнения, возникшие в результате посадки пакера без предварительного центрирования могут привести к значительным затратам времени, так как для устранения подобных случаев необходимо произвести подъём пакера [6]. Исходя из того, что СПО занимают значительное количество времени, подобная ситуация приведёт к возникновению дополнительных затрат. Результатами асимметричного расположения пакерного устройства в скважине перед посадкой являются прихват оборудования при срыве; потеря эксплуатационных характеристик резиновых манжет. Результат таких осложнений приводит к разрушению уплотнительного элемента пакера.

Для решения следующих проблем целесообразно использовать раздвижные опоры. Модернизированная раздвижная опора помимо обеспечения центрирования пакера перед спуском способна защитить резиновые элементы от возможных разрушений, предотвратить осевые перемещения пакерного устройства.



1, 3 – Уплотнительные элементы; 2 – кольцо; 4 – конус; 5 – собачка; 6 – опора

Рисунок 3 – Модель узлов уплотнителей пакера и раздвижных опор

Таким образом, в пакерных и якорных устройствах различных принципов действия имеются следующие недостатки:

- сужение проходного канала пакерного устройства, имеющего в качестве узла активации механизм со штудирующим элементом;
- разрушение резиновых манжет в связи с асимметричным расположением пакерного устройства относительно скважины перед посадкой;
- необходимость использования раздвижных опор для защиты резиновых манжет и обеспечения статичности оборудования.

С целью исключения выявленных недостатков и решения поставленных задач была предложена, пакерно-якорная система гидравлического принципа действия, в конструкции которого предусмотрены узлы, обеспечивающие решения вышеперечисленных проблем. Благодаря упомянутым нововведениям получаем преимущество в использовании системы перед аналогами. Пользование гидравлической пакерно-якорной технической системы предоставляет возможность многократного разобщения интервалов скважины [5]. Наличие в системе шарового клапана позволяет проводить необходимые работы в скважине с установленным оборудованием без глушения скважины. Результат достигается благодаря имеющемуся в шаровом клапане шару с проходным отверстием в 70 мм. Появляется техническая возможность пропуска через имеющееся отверстие геофизических приборов [3]. Центрирование системы перед спуском в скважину необходимо для правильного расположения системы в скважине. Симметричное расположение позволяет предотвратить возникновение затекания уплотнительных элементов [2]. Наличие в составе цангового узла плашек позволяет решить проблему центрирования системы перед спуском в скважину, а также образует дополнительную пару трения для более надёжной фиксации системы в скважине.



Рисунок 4 – Модель пакерно-якорной технической системы

Библиографический список:

1. Копейкин И.С. Использование математических методов для расчетов напряженно деформированного состояния базовых узлов пакерно-якорного комплекса, работающего в открытых стволах скважины / И.С. Копейкин, А.В. Лягов // Роль математики в становлении специалиста: материалы Всероссийской научн.-метод. конф.. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2015. – С. 70.2
2. Копейкин И.С. Использование пакерно-якорного оборудования как инструмента для обеспечения экологически безопасных работ погружного оборудования нефтегазовых скважин. / А.В. Лягов // Экологические проблемы нефтедобычи – 2015: материалы V Междун. конф. с элементами научной школы для молодежи. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2015. – С. 188.3
3. Копейкин И.С. Пакер-подвеска хвостовика для многостадийного гидроразрыва пласта / А.В. Савельев // материалы 69-й науч.-техн. Конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. - Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2018. – С. 254 -255.
4. Копейкин И.С., Применение шарового клапана-отсекателя в многостадийном ГРП вертикальной скважины.// 66-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. - Уфа: Издательство УГНТУ, 2015. Кн. 1. -353 с
5. Копейкин И.С. Разработка пакера гидравлического для разобщения интервалов открытого ствола скважины при много-стадийном заканчивании скважин / А.В. Лягов // Научный журнал «Известия Самарского научного центра РАН». – 2017. – Т. 19. – №1(2). – С. 244-246.
6. Пат. 198232 Российская Федерация, E21B43/10, E21B33/14, E21B33/12. Пакер-подвеска для крепления хвостовика с устройством отсоединения буровых труб / Копейкин И.С., Савельев И.С., Лягов А.В.; Заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «УГНТУ». – №2019139274; заявл. 02.12.2019; опубл. 25.06.2020, Бюл. №18. – 6с: ил.
7. Пат. на полезную модель RU 182823 U1. Пакерный модуль для автономной изоляции интервалов негерметичности в необсаженной скважине Копейкин И.С., Лягов А.В., Булюкова Ф.З., Сулейманов И.Н. , 04.09.2018. Заявка № 2018123849 от 29.06.2018.
8. Тихонов, А.Е. Испытатель пластов для скважин сложной конфигурации / А.Е. Тихонов, Ф.З. Булюкова, И.С. Копейкин, А.Н. Замараев // В сборнике: Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения. Материалы III Всероссийской научно-технической конференции. 2014. С. 84-85.

УДК 622.24.051.553

Анализ работоспособности опор трехшарошечных долот

Наумышев Е.Ю.

Научный руководитель: Быков И.Ю.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация: В статье предложен обзор опор трехшарошечных долот и их составляющих элементов, а также приведен анализ работоспособности.

На основании полученных результатов выбрана наиболее перспективная конструкция опоры.

Ключевые слова: бурение скважин, долото, нефтяная промышленность, опора, шарошка, подшипники

Abstract: This article provides an overview of tricone bit supports and their constituent elements, as well as a performance analysis.

Based on the results obtained, the most promising support design was selected.

Keywords: Well drilling, bit, oil industry, support, roller cutter, bearings.

Актуальность: При проведении буровых работ сложно переоценить роль шарошечного долота, так как оно является важнейшим оборудованием при проходке скважины. По этой причине необходимо искать новые пути для увеличения работоспособности их опор.

Цель работы: Целью данной работы является анализ работоспособности различных опор трехшарошечных долот для обоснования наиболее перспективной конструкции

Введение

При бурении глубоких скважин для добычи нефти и газа шарошечные долота являются одним из основных видов оборудования, повышение надежности которого напрямую влияет и на его работоспособность, что приводит к увеличению длины проходки и улучшению экономических показателей.

Основные схемы опор шарошечных долот Опора типа НУ



Рисунок 1

Серия «НУ» - долота для среднеоборотного (до 300 об/мин) бурения объемно – гидравлическими двигателями и ротором.

Имеют опору, заполненную маслом и герметизированную резиновыми кольцами, выполнены на подшипниках качения – роликовом и шариковом, а также на одном радиальном и одном упорном подшипниках скольжения.

Преимущества: поверхности радиального и упорного подшипников скольжения наплавлены твердым сплавом, а также в опоре предусмотрена система компенсации давления, которая выполнена в виде масляного резервуара в корпусе лапы, соединенного каналами с опорой.

К недостаткам данной конструкции следует отнести то, что в ней не может исключаться вероятность попадания абразивных частиц во внутреннюю полость шарошки, вследствие чего происходит сравнительно быстрая разгерметизация опоры.

Такая опора применяется для низкооборотного (до 150 об/мин) бурения ротором.

Заполненные маслом опоры герметизированы резиновыми кольцами, выполнены на двух радиальных и одном или двух упорных подшипниках скольжения, с шариковым подшипником качения. Большой радиальный подшипник скольжения представляет собой втулку из износостойкого сплава с низким коэффициентом трения, запрессованной в шарошке.

Высокая стойкость поверхностей скольжения, позволяет уменьшить объем опоры скольжения и за счет этого увеличить корпус шарошки для размещения на их поверхности крупных фрезерованных или вставных твердосплавных зубков

Недостатком в данной конструкции можно отметить то, что в герметизированной опоре всегда имеется воздух, который не позволяет произвести эффективную набивку смазкой внутренних полостей.

Опора типа АУ

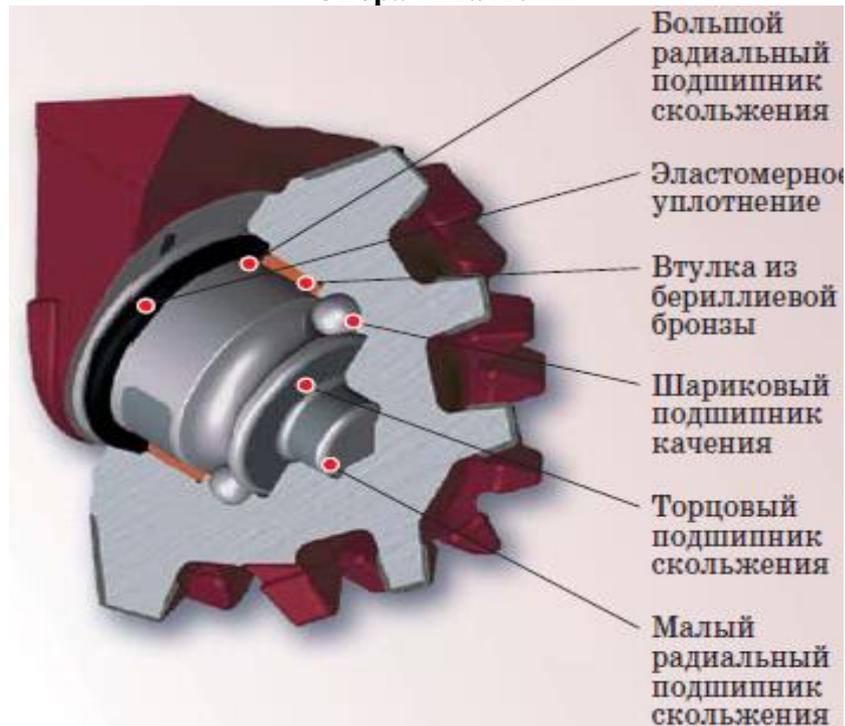


Рисунок 2
Опора типа В

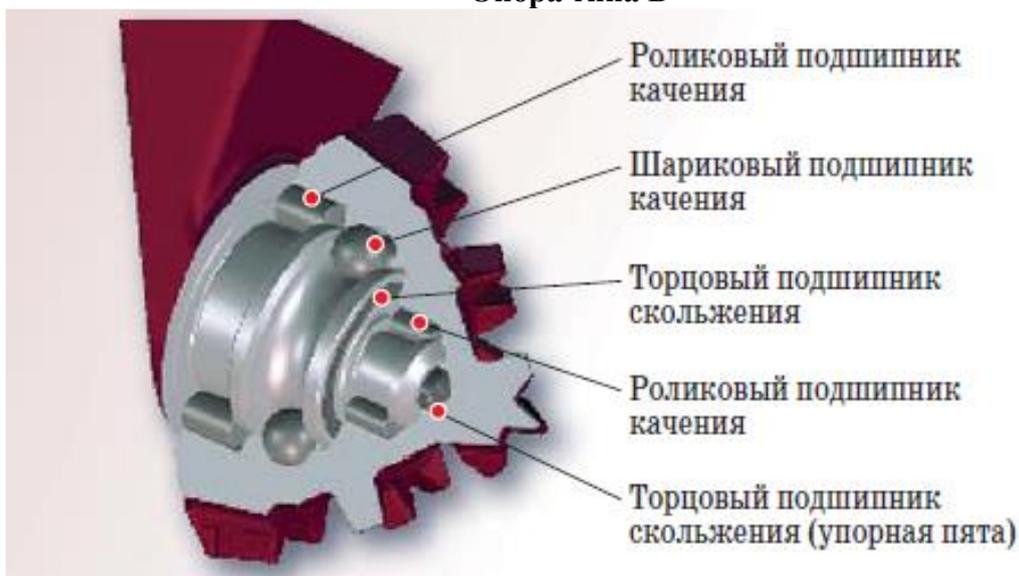


Рисунок 3

Опора типа «В» предназначена для высокооборотного (до 600 об/мин) бурения турбобурами.

Опоры выполнены открытыми, на подшипниках качения – двух роликовых и одном шариковом, с упорным подшипником скольжения.

Отсутствие герметизирующих элементов позволяет выбрать максимальные габариты опоры и подшипников, что очень важно для обеспечения высокой стойкости опор при повышенных частотах вращения.

К недостаткам опор долот указанного типа следует отнести выход их из строя из-за отсутствия смазки подшипников и попадания внутрь шлама.

Усилие подачи породоразрушающего инструмента

На рисунке 4 представлена зависимость механической скорости бурения V_m от усилия подачи породоразрушающего инструмента (осевой нагрузки– G_o).

Выделяются несколько участков, соответствующих различным формам и масштабам разрушения пород:

- поверхностному (участок АВ)
- усталостно-объемному (участок ВС)
- объемному (участок СЕ).

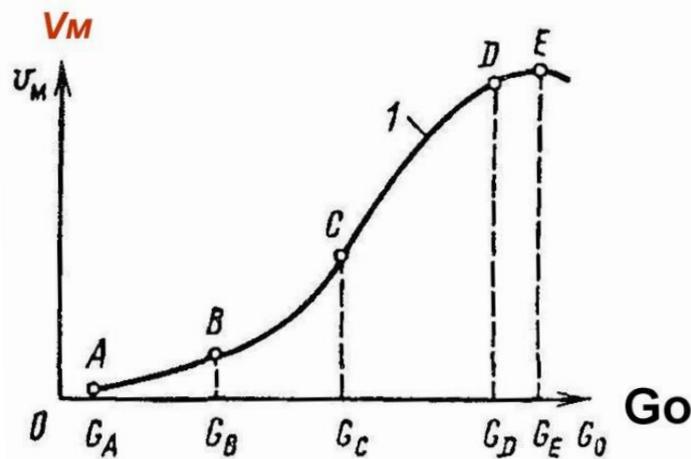


Рисунок 4

Механическая скорость достигает максимального значения в точке Е. Последующее увеличение осевой нагрузки не приводит к росту механической скорости из – за особенностей конструкции. Поэтому усилие подачи в точке Е, названо предельным.

Частота вращения породоразрушающего инструмента

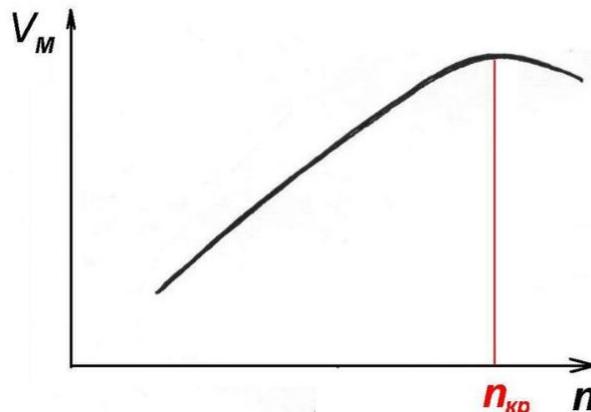


Рисунок 5

V_m – механическая скорость бурения, $n_{кр}$ – критическая частота вращения.

Зависимость механической скорости от частоты вращения

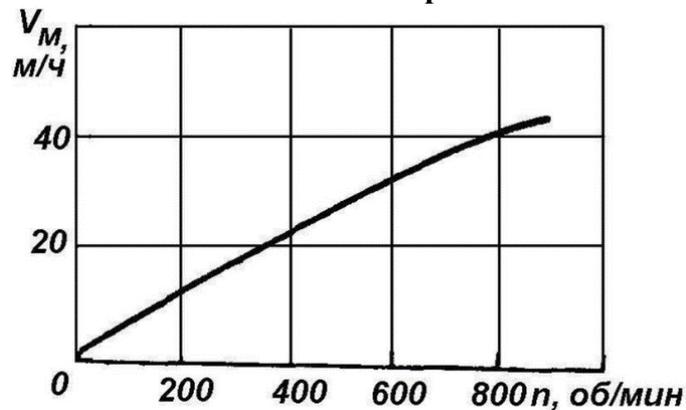


Рисунок 6

Скорость оказывает большое влияние на эффективность бурения за счет увеличения продолжительности контактов рабочих элементов с породой, чтобы в породе разрушение носило объемный характер. Как только время контакта окажется меньше значения, необходимого для полного объемного разрушения породы процесс разрушения станет неполным. Эффект разрушения породы будет уменьшаться, а скорость бурения начнет быстро снижаться.

Допустимая осевая нагрузка на долото

Таблица 1 – сравнение допустимой осевой нагрузки на различные типы опор

Диаметр долота, мм	Допустимая осевая нагрузка на долото, кН		
	НУ	АУ	В
190,5	270	250	200
215,9	310	280	250
244,5	320	280	320

Исходя из данных таблицы 1 можно сделать вывод о том, что наиболее стойкой к нагрузке является опора типа НУ для любого диаметра шарошечного долота.

Долговечность опор

Таблица 2 – сравнение количества времени нахождения долота на забое с различными типами опор (для долот диаметром 215,9 мм)

Тип опоры	Время, ч
НУ	30
АУ	20
В	8

Исходя из данных в таблице 2 делаем вывод о том, что время нахождения долота на забое с типом опоры НУ является наиболее долгим.

Выводы

Из проведенных анализов можно сделать вывод о том, что на сегодняшний день самой актуальной конструкцией опоры трехшарошечного долота является тип НУ. Данная опора демонстрирует отличную стойкость к нагрузкам в сочетании с хорошей скоростью вращения и долговечностью.

Заключение

В работе были рассмотрены некоторые конструкции опор трехшарошечных долот, произведено сравнение допустимой осевой нагрузки и количества времени нахождения долота на забое с различными типами опор

Практическая ценность заключается в организации эффективного подхода к бурению, так как шарошечные долота являются одним из основных элементов бурового производства.

Значимость для науки состоит в изучении опор и принципов повышения их работоспособности.

Библиографический список:

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: Учебное пособие / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов - <http://neftegaz.ru>
2. Абубакиров В.Ф., Буровое оборудование [Текст]: Справочник/ В.Ф. Абубакиров М.: Недра, 2000.
3. Матвеев Ю.Г. Конструкции и системы смазки опор шарошечных долот: Учебное пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. - 90 с.
4. Макаров Г.В. Уплотнительные устройства [Текст]: Учебное пособие / Г.В., Макаров - М.: Машиностроение (Ленинградское отделение), 1973.

СЕКЦИЯ 9. МЕТРОЛОГИЯ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ И СЕРТИФИКАЦИЯ

УДК 53.088

Исследование свойств термистора

Отев К.С.

Научный руководитель - Лиджиев Б.С.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Одной из важнейших физических величин во многих технологических процессах является температура. В промышленности для ее измерения применяют датчики температуры. Эти датчики преобразуют информацию о температуре в электрический сигнал, который затем обрабатывается и интерпретируется электроникой и автоматикой. В результате: значение температуры либо служит основанием для автоматического изменения режима работы того или иного оборудования, либо просто отображается на дисплее для текущего контроля. Одним из контактных датчиков измерения температуры является термистор.

В общем случае термистор, или терморезистор, представляет собой твердотельный полупроводниковый электронный элемент, сопротивление которого изменяется в зависимости от температуры. Различают два вида терморезисторов: с положительным температурным коэффициентом (РТС – позистор), сопротивление которых возрастает с повышением температуры, и с отрицательным температурным коэффициентом (NTC – термистор), сопротивление которых уменьшается с ростом температуры.

Терморезистор конструктивно состоит из термочувствительного элемента, входных и выходных контактов и прочного корпуса. Термочувствительные элементы терморезисторов изготавливаются на основе полупроводниковых оксидов металлов (CdO, MnO, CuO и др.), спрессованных для получения заданной формы. К достоинствам первичного измерительного преобразователя можно отнести малые габариты и вес, сравнительно небольшую стоимость, очень высокую температурную чувствительность (скорость реакции) по сравнению с другими типами датчиков температуры. К недостаткам относится небольшой диапазон измерений температур, нелинейную вольтамперную характеристику, плохую взаимозаменяемость в силу большого разброса параметров сопротивления термисторов одного типа [1].

Целью данной работы является исследование свойств терморезистора на основе вычисления аппроксимирующей функции табличной (градуировочной) $R(T)$ характеристики NTC – термистора.

Уравнение, описывающее удельную электропроводность материала, имеет вид:

$$\delta = en(U_+ + U_-), \quad (1)$$

где: δ – удельная электропроводность материала,

e – элементарный заряд,

n – концентрация заряда в проводнике,

U_+ и U_- – подвижность положительных и отрицательных зарядов в проводнике, соответственно.

Механизм электропроводности металлов обусловлен свободными электронами с постоянной концентрацией, зависимость электропроводности от температуры определяется слабой обратной зависимостью подвижности носителей от T .

В отличие от металлов, зависимость электропроводности от температуры полупроводников обусловлена изменением концентрации вследствие термической активации свободных носителей, которая имеет экспоненциальную зависимость от температуры:

$$n = n_0 e^{\frac{-E_a}{kT}}, \quad (2)$$

где: n – концентрация заряда в проводнике,

E_a – энергия активации,
 k – постоянная Больцмана,
 T – температура.

Учитывая, что сопротивление обратно пропорционально электропроводности, получаем $R \sim 1/\delta$.

Тогда, зависимость сопротивления термистора от температуры может быть представлена [2]:

$$R = R_0 e^{\frac{E_a}{kT}}, \quad (3)$$

$$R = R_0 e^{\frac{b}{T}}, \quad (4)$$

где: R – сопротивление термистора при температуре T ,
 R_0 – постоянная термистора. Физический смысл R_0 : она равна сопротивлению термистора, при $T \rightarrow \infty$,

T – абсолютная температура в К,

$k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К – постоянная Больцмана.

b – константа с размерностью температуры, равная $b = E_a/k$.

Электрическое сопротивление термистора по уравнению (4) описывается экспоненциальной функцией с двумя постоянными коэффициентами b и R_0 , индивидуальными для каждого термистора.

Методика эксперимента.

Для проведения градуировки термистора использовался термостат жидкостный «ЛОИР», эталонный термометр «ЛТ-300», высокоточный мультиметр, исследуемый термистор. Подготовка к эксперименту проводится путем настройки мультиметра в режиме измерения сопротивления, подготовкой термостата к нагреванию теплоносителя, установки эталонного термометра на термостате, установки термистора на термостат и подключением к мультиметру.

Ход эксперимента обусловлен термостатированием термистора в теплоносителе в интервале температур от 15°C до 90 °C с шагом 5 °C и временем установки на температуре ~ 5 минут. Показания считываются при установившемся значении температуры и сопротивления термометром и мультиметром соответственно. Данные переводятся в удобный для обработки вид и заносятся в таблицу 1, столбцы 1-4.

Таблица 1 – Результаты экспериментальных данных

T, °C	R, кОм	T, К	R, Ом	1/T, K ⁻¹	lnR	R _T , Ом
1	2	3	4	5	6	7
15,09	7,18	288,25	7180	0,003469	8,879055	7516
20,09	5,95	293,25	5950	0,00341	8,691146	6081
25,09	4,92	298,25	4920	0,003353	8,501064	4956
30,09	4,07	303,25	4070	0,003298	8,311398	4066
35,09	3,38	308,25	3380	0,003244	8,125631	3357
40,09	2,84	313,25	2840	0,003192	7,951559	2789
45,09	2,36	318,25	2360	0,003142	7,766417	2331
50,09	1,98	323,25	1980	0,003094	7,590852	1958
55,09	1,68	328,25	1680	0,003046	7,426549	1654
60,09	1,42	333,25	1420	0,003001	7,258412	1405
65,09	1,21	338,25	1210	0,002956	7,098376	1198
70,09	1,03	343,25	1030	0,002913	6,937314	1027
75,09	0,89	348,25	890	0,002872	6,791221	884
80,09	0,76	353,25	760	0,002831	6,633318	764

T, °C	R, кОм	T, K	R, Ом	1/T, K ⁻¹	lnR	R _т , Ом
1	2	3	4	5	6	7
85,09	0,66	358,25	660	0,002791	6,49224	664
90,09	0,57	363,25	570	0,002753	6,345636	578

На рисунке 1 приведены результаты цикла измерений сопротивления термистора в зависимости от температуры, при этом для дальнейшего удобства анализа график представлен в виде функции обратной температуры 1/T, K⁻¹ от lnR (таблица 1, столбцы 5, 6).

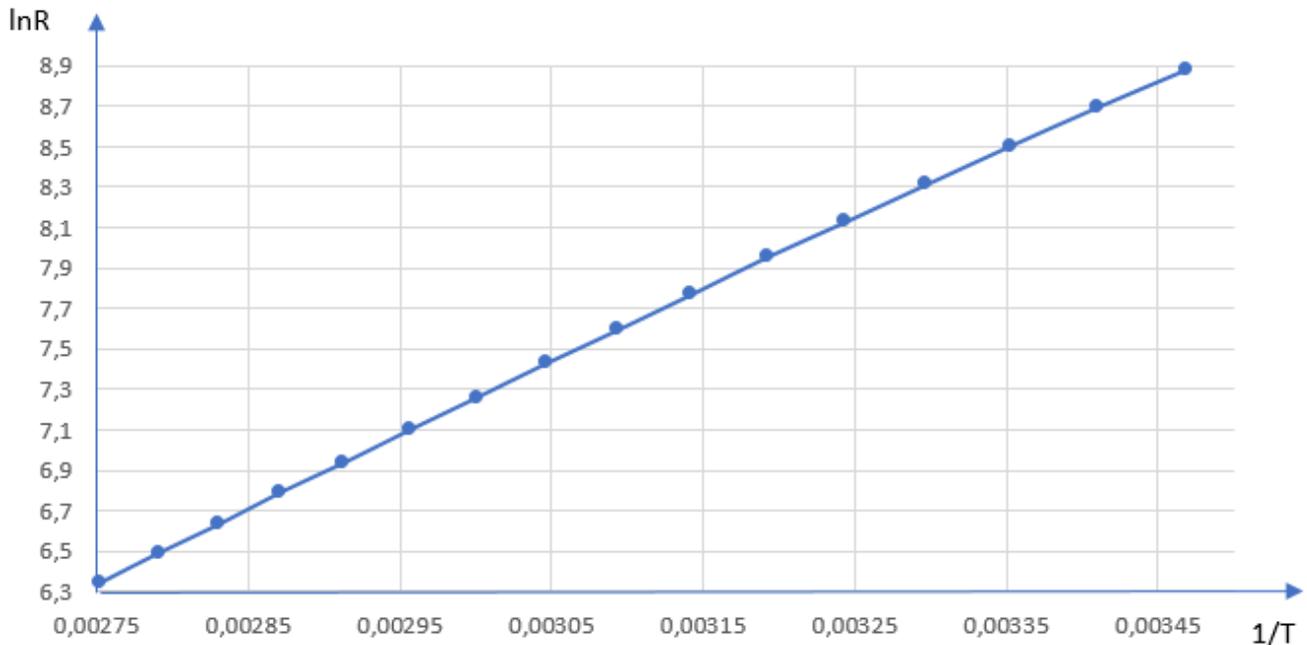


Рисунок 1 – Экспериментальная зависимость логарифма сопротивления термистора от обратной температуры

Для нахождения уравнения регрессии графика, построенного на рисунке 1, прологарифмируем уравнение 4:

$$\ln R = \ln R_0 + \frac{b}{T}, \quad (5)$$

Как видно из уравнения 5, зависимость линейная, следовательно, для нахождения коэффициентов R_0 и b уравнения регрессии целесообразно использовать метод наименьших квадратов (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты расчетов для нахождения коэффициентов регрессии МНК

№	1/T, K ⁻¹	lnR	(1/T) ²	1/T·lnR
1	2	3	4	5
1	0,003469	8,879055	0,000012035	0,030803
2	0,00341	8,691146	0,000011629	0,029637
3	0,003353	8,501064	0,000011242	0,028503
4	0,003298	8,311398	0,000010874	0,027408
5	0,003244	8,125631	0,000010524	0,026361
6	0,003192	7,951559	0,000010191	0,025384
7	0,003142	7,766417	0,000009873	0,024404
8	0,003094	7,590852	0,000009570	0,023483
9	0,003046	7,426549	0,000009281	0,022625

№	1/T, K ⁻¹	lnR	(1/T) ²	1/T·lnR
1	2	3	4	5
10	0,003001	7,258412	0,000009005	0,021781
11	0,002956	7,098376	0,000008740	0,020986
12	0,002913	6,937314	0,000008487	0,020211
13	0,002872	6,791221	0,000008246	0,019501
14	0,002831	6,633318	0,000008014	0,018778
15	0,002791	6,49224	0,000007792	0,018122
16	0,002753	6,345636	0,000007579	0,017469
Σ	0,049366	120,8002	0,000153082	0,375454

Полученная система уравнений:

$$\begin{cases} 0,000153082b + 0,049366 \ln R_0 = 0,375454 \\ 0,049366b + 16 \ln R_0 = 120,8002 \end{cases}$$

$$\begin{cases} b = 3555,47 \\ \ln R_0 = -3,419 \end{cases}$$

Уравнение регрессии имеет вид:

$$\ln R = -3,419 + 3555,47 \cdot 1/T.$$

Перейдем к изначальному уравнению 4, если $\ln R_0 = -3,419$, тогда $R_0 = 0,03274$ Ом. Запишем уравнение для экспоненциальной зависимости сопротивления термистора от температуры:

$$R = 0,03274 e^{\frac{3555,47}{T}}. \quad (6)$$

Рассчитаем по полученному уравнению 6 теоретическую зависимость сопротивления термистора от температуры, результаты приведены в таблице 1 столбец 7. Построим и сопоставим графики экспериментальной и теоретической зависимостей сопротивления термистора от температуры (рисунок 2). Полученный коэффициент корреляции аппроксимирующей функции $r^2=0,9996$.

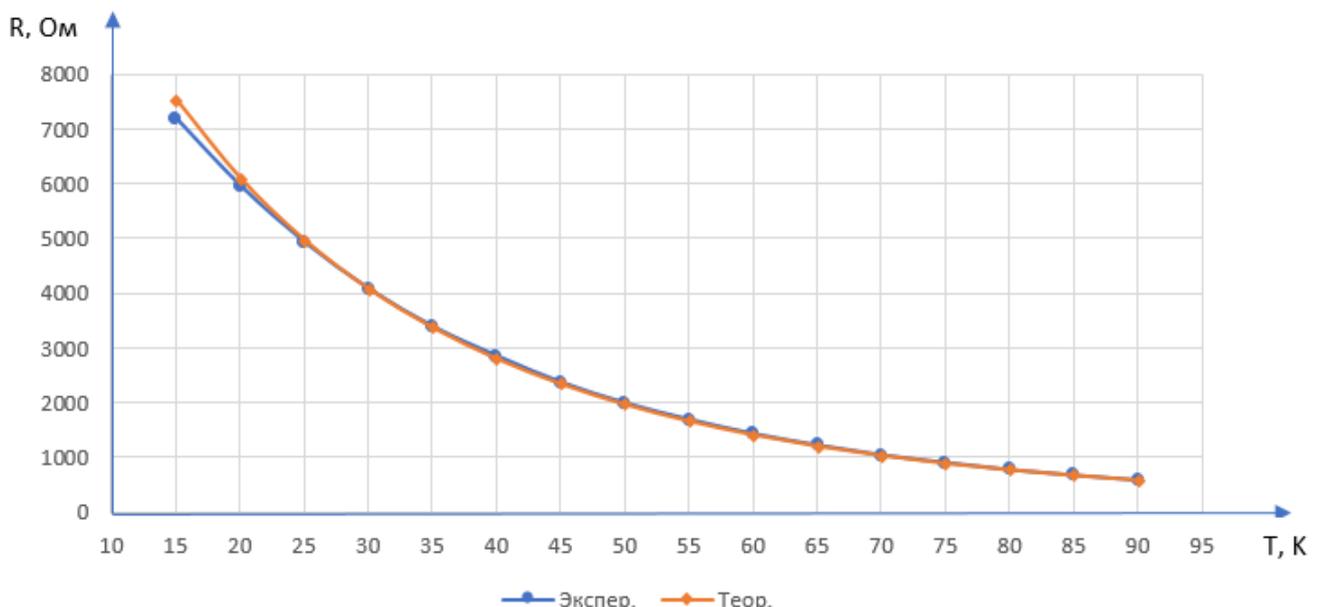


Рисунок 2 – Графики экспериментальной и теоретической зависимостей сопротивления термистора от температуры

Заключение

В работе исследована температурная зависимость сопротивления термистора от температуры, приведена методика определения аппроксимирующей функции теоретической градуировочной характеристики для термистора. Методом наименьших квадратов определены основные постоянные R_0 и b электрического сопротивления исследуемого термистора. Полученные результаты имеют практическое применение, в частности, при разработке методик контроля состояния термопреобразователя без его демонтажа.

Библиографический список:

1. Линевер, Ф. Измерение температур в технике. Справочник. М.: Металлургия, 1980.
2. Кузнецов, Д. Н. Исследование некоторых функций аналитического описания экспериментальных градуировочных характеристик термисторов / Д. Н. Кузнецов, В. Н. Лебедев, Ю. Д. Украинский // Практика и перспективы развития партнерства в сфере высшей школы: материалы восьмого международного научно-практического семинара, 17–20 апреля 2007 год, г. Донецк. – Донецк; Таганрог, 2007. – Т. 3. – С. 104-108.

УДК 621.317

Развитие системы обеспечения метрологической надежности средств измерительной техники

Базарова А.М.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Важным условием обеспечения конкурентоспособности продукции и безопасности на производстве, является получение объективной диагностической информации заданного уровня качества при минимальных затратах [1]. Для достижения этой цели необходимо реализовывать технологические и измерительные процессы, характеризующиеся высокой степенью управляемости. Управляемость невозможно обеспечить без получения достоверной информации о ходе соответствующего процесса. Для этого используют разнообразное испытательное оборудование, средства измерительной техники (СИТ). Надежность, определяющая способность безотказно работать с неизменными техническими характеристиками в течение значительного периода времени, является важным технико-экономическим показателем качества этих средств.

Данная проблематика приобретает особую актуальность в контексте использования информационно-измерительной техники, повышения ее сложности и широкого внедрения компьютерных технологий.

Метрологические неточности и отказы оборудования обычно протекают скрытно, их достаточно проблематично обнаружить в момент появления, а, следовательно, брак производства или негативные последствия от использования недостоверной информации могут быть недопустимо большими [2]. При неблагоприятных обстоятельствах эти изменения и погрешности могут достигать таких значений, что в результате полученные результаты замеров приведут к неправильным выводам. Отдельные последствия старения СИТ особенно ярко могут проявляться при их использовании в автоматизированных системах измерения, контроля и регулирования.

В то же время необходимо отметить, что в последние годы все больше стала заметной неэффективность существующих методов оценки и контроля погрешностей СИТ. Такое положение объясняется спецификой применения промышленных СИТ, которая заключается в том, что они эксплуатируются в условиях, отличные от условий их метрологической проверки.

Таким образом, изучение процессов старения СИТ, их неисправности, а также необходимость разработки методов уменьшения погрешностей, возникающих за счет этих последствий, является актуальной задачей, которая и обуславливает выбор темы данной статьи.

В современных литературных источниках достаточно обоснованно рассматриваются

теоретические подходы к оцениванию метрологической надежности СИТ на основе допустимых пределов нестабильности метрологических характеристик, критерия метрологической нестабильности, дрейфа метрологических характеристик, которые базируются на теории погрешностей измерения и надежности технических средств (Чернышова Т.И., Курносов Р.Ю., Каменская М.А., Соломичев Р.И., Слонько А.Н., Дубинин В.А.).

В круг научных интересов зарубежных авторов входят вопросы, связанные с методами оценки и анализом неопределенности измерений, которые основываются на международных требованиях (Hernández-Vásquez, José Daniel; Pedraza-Yepes, Cristian Antonio; Rodriguez-Salas, Andrés David; Monteiro, E Costa; Leon, L. F., Flesch, Carlos Alberto).

Также на сегодняшний день сохраняется практика применения классической теории надежности для оценки метрологического качества СИТ, хотя научно доказано, что ее использование дает недостоверные результаты.

Несмотря на имеющиеся научные наработки и результаты, усовершенствование методов контроля погрешности в реальных условиях эксплуатации и оценки показателей метрологической надежности конкретных СИТ является критически важной задачей для повышения качества измерительных процессов.

Таким образом, цель статьи заключается в рассмотрении перспектив развития системы обеспечения метрологической надежности средств измерительной техники.

Прежде всего, необходимо отметить, что совершенствование метрологического обеспечения измерений (особенно в наукоемких, высокотехнологических, опасных отраслях промышленности) должно происходить в направлении развития методов бездемонтажного контроля метрологической исправности СИТ, в частности, испытательного оборудования, и использования теории индивидуального оценивания метрологической надежности как инструмента установления оптимальных (межкалибровочных) интервалов.

Бездемонтажная метрологическая проверка (бездемонтажная калибровка) - это процедура контроля погрешности (определение погрешности с соответствующей неопределенностью) СИТ на месте ее непосредственной эксплуатации. Преимуществами бездемонтажной метрологической проверки (бездемонтажной калибровки) являются следующие: экономия затрат на демонтаж и проведение традиционной поверки в условиях специализированной лаборатории, возможность контроля или определения погрешности в процессе непосредственного использования оборудования [3].

Для повышения объективности нормирования индивидуальной метрологической надежности целесообразно нормировать погрешность СИТ в виде систематической ошибки - $\Delta_{\text{доп}} = \Theta(0)$. Это позволит представить метрологический запас СИТ в отдельной точке диапазона измерения относительным показателем – коэффициентом метрологического запаса K_m :

$$K_m = \frac{\Delta_{\text{доп}} - \Delta}{\Delta_{\text{доп}}}$$

где Δ - значение погрешности СИТ;

$\Delta_{\text{доп}}$ - допустимое значение погрешности СИТ.

Для обеспечения условия расширения межкалибровочного интервала необходимо увеличивать коэффициент метрологического запаса и уменьшать частоту метрологических отказов. Эти задачи взаимосвязаны и должны решаться повышением уровня организационной и технической составляющей метрологического обеспечения производства.

Принимая во внимание тот факт, что применение методов оценки метрологической надежности СИТ по исходным данным о нестабильности комплектующих элементов в настоящее время ограничено тем, что характеристики составляющих и частей, как правило, не приводятся, представляется, что для разрешения этой ситуации целесообразно использовать метод, который базируется на информации о средней наработке до первого отказа комплектующих элементов СИТ.

Рассмотрим этот метод более подробно.

1. По справочным данным о средней наработке до первого отказа T_{cp} и доли метрологических отказов в общем потоке отказов элементов СИТ m_i определяются средние

наработки до метрологического $T_{cp,t}$ и функционального $T_{cp,\phi}$ отказа элементов СИТ с использованием следующих формул:

$$T_{cp,t} = \frac{T_{cp}}{m_t}$$

$$T_{cp,\phi} = \frac{T_{cp}}{1 - m_t}$$

2. С учетом принципиальной схемы СИТ определяются коэффициенты влияния ее элементов на основную метрологическую характеристику, с использованием которой определяется метрологическая исправность оборудования.

3. Оценивается средняя наработка до метрологического отказа СИТ. Например, при линейном дрейфе метрологических характеристик СИТ средняя наработка до метрологического отказа определяется соотношением:

$$T_{cp} = \frac{1}{\sum_{i=1}^N \frac{S_i \varphi_i}{T_{cp}}}$$

где S_i - функция чувствительности метрологических характеристик СИТ к параметру i -го элемента;

φ_i - соотношение эксплуатационных запасов погрешности i -го элемента СИТ;

N - количество элементов СИТ.

4. Рассчитывается вероятность работы СИТ без метрологических отказов. При линейном характере дрейфа метрологических характеристик СИТ вероятность работы без метрологических отказов равна:

$$P(t) = \Phi \left[\frac{-t + T_{cp}}{\sigma} \right]$$

где Φ [...] - функция Лапласа;

σ - дисперсия;

t - произвольный момент времени.

5. Если необходимо оценить надежность СИТ с учетом обоих видов отказов, дополнительно оценивается вероятность работы оборудования без функциональных отказов по стандартным методикам. В этом случае вероятность безотказной работы СИТ принимается равной:

$$P(t) = P_m(t)P_f(t)$$

Подводя итоги отметим, что при условии широкого внедрения методов оперативного контроля погрешности СИТ перспективным инструментом повышения надежности результатов измерений является внедрение метода оперативной корректировки межкалибровочного интервала. Суть такого метода заключается в том, что по результатам оперативного контроля погрешностей СИТ определяют их реальные систематические погрешности и оценивают индивидуальный коэффициент метрологического запаса. Кроме того, учитывая ограниченность информации о нестабильной работе СИТ, целесообразно использовать подход, основанный на применении в качестве исходных данных о ненадежности элементной базы СИТ значений их средних наработок до отказа согласно технической документации.

Библиографический список:

1. Цветков Э.И., Муха Ю.П., Королева И.Ю., Королев А.Д. Метрологические испытания измерительных подсистем // Глобальная ядерная безопасность. 2019. № 2 (31). С. 86-92.
2. Кривов А.С., Остапенко С.Н., Гурьянов В.П. Системная методология метрологического мониторинга в интегрированной производственной структуре // Вестник метролога. 2019. № 3. С. 14-19.
3. Hernández-Vásquez, José Daniel Evaluation of the metrological reliability of a graduated cylinder from experimental data from an in-situ calibration // Data in brief. 2020. Volume 32; pp 56-61.

СЕКЦИЯ 10. МЕХАНИКА И ГРАФИКА

УДК 531/534

Установление закономерностей изменения коэрцитивной силы по длине образца

Рылько Н.М., Попова Л.В.

Научный руководитель – Савич В.Л., Коновалов М.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Для обеспечения безопасности эксплуатации и избегания аварий, необходимо проверять напряженно – деформированное состояние металла. Наблюдение деградации материалов позволяет нам понять фактический срок службы конструкции. Этим и объясняется актуальность данного исследования.

Перед строительством металлоконструкций, образцы металла проверяются на надежность. Этим занимается так называемый неразрушающий контроль (далее по тексту НК). НК - это обширная группа методов анализа, используемых для проверки и оценки состояния материалов, конструкций и так далее, не требующих полной разборки или вывода из строя металлоконструкций. Данные методы помогают довольно много сэкономить как деньги, так и продолжительность работы на оценке объекта, обнаружении и устранении неисправностей, разных исследований и измерений.

Одним из информативных параметров в неразрушающем контроле и технической диагностике несущих металлоконструкций является коэрцитивная сила. Коэрцитивная сила, так же ее называют силой намагничивания, показывает напряженность магнитного поля, которая необходима для полного размагничивания магнитного вещества. Измерение коэрцитивной силы применяется на предприятиях металлургии и машиностроении в нефтегазовой промышленности для выявления структурных изменений в рассматриваемых конструкциях.

Основной задачей данной работы является анализ изменения коэрцитивной силы по длине образца с учетом изменения длины макродефекта, который представлял собой выдавку одинаковой глубины (2мм) с разной первоначальной длиной. При этом, дефект располагался вдоль оси растяжения перед испытаниями на разрывной машине ИР-5145-500-11.

Разрывная машина ИР-5145-500-11 применяется при испытании образцов различных материалов на изгиб, растяжение и сжатие. Прибором выясняют характеристики механических свойств материалов: относительное сужение и удлинение, временное сопротивление, истинное сопротивление разрыву.

Разрывная машина позволяет с помощью программных методов определить условный ($\sigma_{0,2}$) и физический предел текучести, модуль упругости и пропорциональности.

Для измерения коэрцитивной силы используют: коэрцитиметры, преобразователи измерения коэрцитивной силы приставного типа (накладные преобразователи), калибровочный образец для настройки приборов.

В данной работе был нами использован прибор коэрцитиметр КМ 445.1. Прибор удобный в использовании, так как время измерения составляет не более 6 секунд. Коэрцитиметр КМ 445.1 позволяет определить коэрцитивную силу продукта из ферромагнитных материалов в охвате от 150 до 6000 А/м включительно, причем относительная погрешность составляет всего лишь $\pm 5\%$.

Преимуществами коэрцитиметра КМ 445.1 являются: низкая чувствительность к изменению зазора между полюсами преобразователя и контролируемым изделием (0,5 мм); маленькие габариты и сравнительно малая масса прибора. Кроме того, продолжительность непрерывной работы прибора равняется не менее 12 часов, что отлично подходит для производств с большим объемом работ по измерению коэрцитивной силы.

Состав прибора представляет собой: измерительный преобразователь с двумя полюсами в виде приставного электромагнита и переносной электронный блок, в который встроен жидкокристаллический дисплей. Коэрцитиметр КМ-445.1 является переносным прибором, питание которого осуществляется через сеть переменного тока в 220 В и с частотой 50 Гц.

Размер преобразователя коэрцитиметра с двумя полюсами в виде приставного электромагнита составляет 200x140x100 мм. Размер переносного электронного блока, в который встроен жидкокристаллический дисплей, составляет 235x230x130 мм. Массы частей коэрцитиметра КМ 445.1 соответственно равны не более: преобразователя коэрцитиметра – 2,6 кг; переносного электронного блока – 2,9 кг. Минимальные размеры металлоизделия, коэрцитивную силу которого измеряем, составляет 35x60x8 мм. Средний эксплуатационный срок равен 8 лет.

Применение коэрцитиметра происходит при таких рабочих условиях как: температура воздуха в помещении или другого места работы находится в интервале от +5°C до +40°C, относительная влажность окружающего воздуха при температуре +25°C не должна превышать 90%.

Принцип действия коэрцитиметра КМ 445.1 заключается в перемагничивании по предельной петле гистерезиса участка объекта контроля, замыкающего полюса преобразователя коэрцитиметра и измерению значения тока в размагничивающей катушке преобразователя коэрцитиметра (размагничивающего тока) в момент равенства нулю магнитного потока в магнитопроводе. В качестве нуля-индикатора магнитного потока в магнитопроводе используются датчики Холла. Измеренное значение размагничивающего тока пересчитывается в электронном блоке в значение коэрцитивной силы, которое отображается на экране жидкокристаллического дисплея.

В нашей работе мы исследуем разрушенные образцы стали марки К60. На каждом из образцов имеется продольный концентратор с размерами – 6, 9 и 12 мм.

Сталь К60 – конструкционная нелегированная качественная сталь. Основу данной марки составляет железо Fe в количестве не менее 97%. Среднее содержание углерода составляет 0,6%. Помимо углерода в сплав входит марганец Mn (0,5%-0,8%), кремний Si (0,17%-0,3%), фосфор P (до 0,35%), медь Cu (до 0,3%), никель Ni (до 0,3%), хром Cr (до 0,25%), мышьяк As (до 0,08%), сера S (до 0,04%).

Сталь характеризуется высокой прочностью и высокими упругими свойствами. Поэтому ее используют для производства изделий, к которым предъявляются требования высокой прочности и износостойкости.

Вначале для установления закономерностей изменения коэрцитивной силы по длине нам необходимо построить график зависимости силы от зоны измерения.

Для этого на миллиметровой бумаге обводим обе части разрушенных образцов, как с лицевой стороны, так и с тыльной. Измеряем коэрцитивную силу (h_c) коэрцитиметром по длине образца, над дефектом и в зоне разрушения. Полученные значения фиксируем. На основе этих данных строим график зависимости, который приведен ниже.

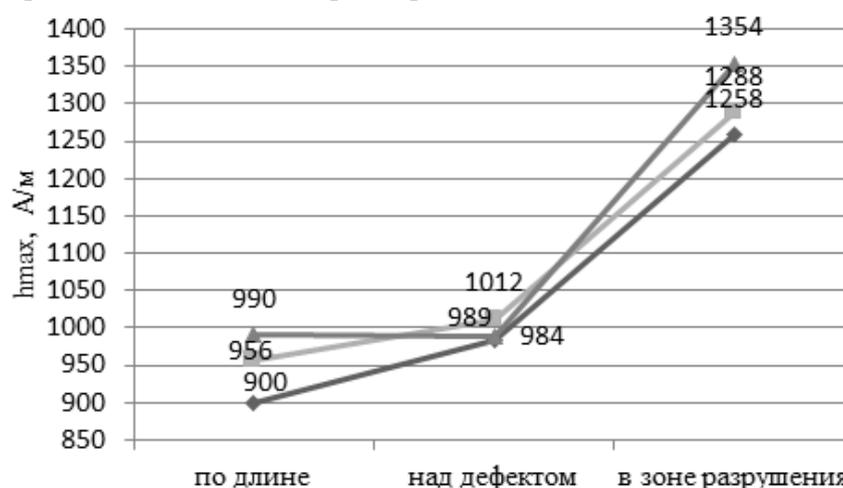


Рисунок 1 – График зависимости коэрцитивной силы от зоны измерения

Вдобавок для установления закономерностей необходимо найти зависимость максимального (h_{max}) значения коэрцитивной силы от длины деформации. Для этого необходимо измерить длину исследуемых образцов. График зависимости представлен ниже.

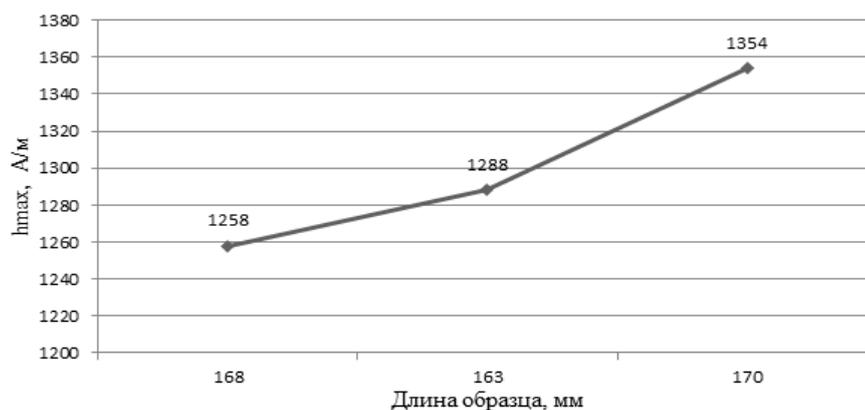


Рисунок 2 – График зависимости максимальной коэрцитивной силы от длины дефекта

Вместе с тем целесообразно провести расчет средней величины коэрцитивной силы в зоне разрушения. Для этого необходимо воспользоваться формулой:

$$h_c = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ci}}{n} \quad (1)$$

где h_c – среднее значение коэрцитивной силы;

\sum – знак суммирования;

h_{ci} – значение коэрцитивной силы;

n – общее число измерений.

Из этого следует, что полученное нами среднее значение коэрцитивной силы будет равняться 1300 А/м.

Кроме всего прочего необходимо осуществить анализ коэрцитивной силы через соотношение размера длин. С этой целью проводим измерение длины каждой части исследуемых образцов.

В настоящей работе используются образцы с концентраторами напряжений.

Поэтому влияние неоднородной деформации на образцы вычисляем по следующей формуле:

$$vl = \frac{d_{кор}}{d} \quad (2)$$

где $d_{кор}$ – длина короткой части образца;

d – длина всего образца.

Подставим соответствующие значения в формулу, получим:

1. Для образца 6пр – 41%;

2. Для образца 9пр – 42 %;

3. Для образца 12пр – 41%.

Для бездефектного же образца данное соотношение разрушенных частей находится в диапазоне 45-50 %.

Результаты расчетов влияния неоднородной деформации на образцы, найденные по формуле (2), представлены в виде гистограммы.

На основании приведенных в гистограмме проведем сравнительный анализ результатов с бездефектным путем относительного соотношения влияния по формуле:

$$\Delta vl = \left| \frac{vl_{деф} - vl_{бездеф}}{vl_{бездеф}} \right| \quad (3)$$

Для образцов 6пр и 12пр значение будет равно:

$$\left| \frac{41 - 50}{50} \right| = 0.18$$

Для образца 9пр значение будет равно – 0,16:

$$\left| \frac{42 - 50}{50} \right| = 0.16$$

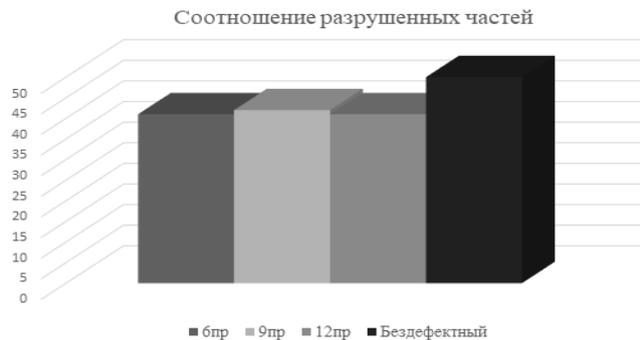


Рисунок 3 – Соотношение разрушенных частей

На основании полученных значений можно сделать вывод, что относительное отклонение образцов с концентратами напряжений от бездефектных образцов составляет примерно 0,17 или 17%.

Вывод. В итоге можно прийти к такому выводу: значения коэрцитивной силы для рассматриваемых образцов имеют достаточно близкие результаты измерений, которые отличаются от параметров измерений коэрцитивной силы на бездефектном образце. Следовательно, можно констатировать факт влияния макроконцентратора на фактор неоднородности структуры материала в рассматриваемых образцах.

Смеем заметить, что продольный дефект оказывал влияние на смещение области разрушения относительно центра тяжести образца.

Библиографический список:

1. Андронов, И.Н. Ресурс надземных трубопроводов. Ч. 2: Методы оценки кинетики усталостных и деформационных процессов / И.Н. Андронов, А.С. Кузьбожев, Р.В. Агинеи. - Ухта: Изд-во УГТУ, 2008. - 278 с. : ил.
2. Малинин, В. В. Структурно-аналитический градиентный критерий разрушения пластин с макроконцентраторами напряжений [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 01.02.04 / Малинин Владимир Владиславович ; Госуниверситет-УНПК. - Орел, 2011. - 24 с.
3. Малинин В.Г., Гульятёв В.И., Савич В.Л., Борейко Д.А. К вопросу об энергетических критериях прочностной оценки образцов с концентратрами / Современные вопросы устойчивости, пластичности и ползучести в механике деформируемого твердого тела. Сборник научных трудов, посвященный 90-летию заслуженного деятеля науки и техники РФ, доктора технических наук, профессора Владимира Георгиевича Зубчанинова. Под общей редакцией В.И. Гульятёва. Тверь, 2020. С. 148-161

УДК 744.00

Некоторые особенности изучения инженерной графики в профессии будущего инженера-буровика

Мальцев Д.Д.

Научный руководитель – Думицкая Н.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В своей исследовательской работе, на примере изучения графических дисциплин «Начертательная геометрия и инженерная компьютерная графика», я постараюсь раскрыть важность и необходимость данных дисциплин в профессии будущего инженера-буровика.

Актуальность моей исследуемой темы заключается в следующих моментах:

1. Фундаментальность в подготовке инженерных кадров, что способствует развитию пространственного мышления, для дальнейшей работы в исследованиях конструкторской, технологической и изобретательской деятельности.

2. Помогают учащимся приобретать и развивать умения и навыки, позволяющим их эффективно применять в будущем на практике в ситуациях профессиональной, личной и общественной жизни. Особое значение в этом случае уделяется навыкам, которые позволяют развиваться в нестандартных, проблемных ситуациях для решения поставленной профессиональной задачи.

3. Способность находить наиболее рациональные решения графических задач и составлять алгоритмы.

Цель исследования: рассмотрение основных видов проектирования скважин, методы их применения на производстве.

Для этого **поставлены следующие задачи:**

- выявить положительные и отрицательные стороны проектирования;
- обозначить области их применения;
- определить какие системы автоматизации и иные типы моделирования (при поддержании графических пакетов программ) помогают удержать операции переработки множества информации.

Для исполнения целей и задач исследования мы применили такие способы: анализ литературы по исследуемой проблеме; на примере рассмотрели практическое и техническое применение основ проектирования скважин.

Исследуя литературу по данной теме, мы обратили свое внимание на то, что рисунки и чертежи есть графическое отображение и оно оказывается самым простым и удобным видом передачи иллюстративной информации.

Научиться читать чертежи, проектировать и создавать различные современные объекты главная задача молодых исследователей - будущих инженеров.

Несомненно, для передачи графической информации мы должны опираться на умение использовать современные ГОСТ и технические возможности предприятий, что дает возможность применять основы творчества и проектирования в любых сферах науки и производства; изучать и применять на практике современные компьютерные графические пакеты программ.

Таким образом, инженерная деятельность всегда была и остается опорой в жизни общества. Для того, чтобы изготовить чертеж, нам и необходимо изучать основы инженерной графики, которая является уникальным инструментом человеческой культуры.

Чтобы построить здание или изготовить механизм, нужен чертеж или рисунок, исполненный с соблюдением определенных стандартов и правил.

На чертежах всегда изображаются действительные размеры деталей; определяется их базовое и композиционное расположение согласно выбранному масштабу; указывается материал, из которого изготовлен объект (форма), по правилам ГОСТ (например: Ст 5 ГОСТ 380-2005); определяются технические и технологические основы взаимодействия деталей; процессов и обработка.

В своей работе мы обратили внимание на то, что с развитием различных современных информационных технологий и передачи технической информации, меняются и основы проектирования и конструирования. Данные научные технологии позволяют эффективно использовать технические процессы и этапы для разработки разнообразных видов объектов (технических деталей, сборочных единиц и т. п.), а в дальнейшем, изготовления и применения их на промышленных предприятиях.

Научные исследования показывают, что студенты, а затем и будущие специалисты - инженеры, должны освоить теоретические положения графических дисциплин, которые помогают развивать творческий потенциал и учат применять полученные знания на практике. Этому и обучают графические дисциплины, т. е. изучать и применять на практике основы дисциплины «Начертательная геометрия и инженерная компьютерная графика» необходимо,

особенно для нас будущих инженеров-буровиков. Это поможет нам в работе по проектированию разных видов скважин.

Для того, чтобы выполнить проектировку скважины, несомненно, изначально выполняются чертежи различного назначения. Мы задаем себе вопрос: «Что является чертежом для современного производства?». По словам ученых: «Чертеж – это язык техники». Он дает возможность передачи технической информации графическим способом.

Чтобы изготовить (вычертить) чертеж объекта мы используем знания графических дисциплин. С их помощью студенты на практических занятиях развивают графические навыки, необходимые для дальнейшего изучения спецдисциплин на выпускающих кафедрах (в частности на кафедре БС УГТУ).

Итак, инженерная графика дает возможность: научиться выполнять технические чертежи для восприятия формы и конструкции объектов; учить прочтению технических чертежей согласно правилам и положениям ГОСТ; оформлять конструкторскую документацию и применять полученные знания на практике. Задаем вопрос: «Что определяет основу профессии современного буровика?».

Современный специалист – буровик имеет ряд должностных обязанностей, которые определяют уровень профессиональной подготовки. Данный специалист осуществляет: управление с поверхности земли внутри скважины; устанавливаются специальные крепления для поддержки пород в скважине; используются различные растворы для создания конструкции опалубки из высокопрочных труб; методом исследования определяются более эффективные залежи земли и возможные этапы проникания нефти или газа; определяются алгоритмы решения ситуаций на случай ликвидации всевозможных аварий.

Для данной творческой деятельности инженерам необходимо уметь составлять проекты на бурение разведочных скважин. Рассмотрим кратко, на примере, как осуществляется данная методика.

Составление проекта на бурение разведочной скважины представляет собой последовательный выбор и обоснование решений, т. е. решается вопрос: Как с наименьшими затратами и с требуемым качеством, пробурить данную скважину?».

На данный момент существует большое количество различных методик проектирования и ввода показателей скважины. Мы приведем разработанный и усовершенствованный алгоритм бурения скважины. Последовательность выполнения состоит в следующем:

1. Постановка цели и определение технических условий бурения заданной скважины.
2. Определение горно-геологических особенностей бурения скважины в слоях земли.
3. Обосновываются технологические особенности прохождения трассы скважины.
4. Выбираются формы и способы бурения скважины по интервалам прохождения.
5. Исследуются конструкцию скважины.
6. Осуществляют подбор очистных материалов и их параметров.
7. Готовится различный вид оборудования; инструментов и контрольно-измерительных приборов для осуществления бурения.
8. Разрабатываются формы рациональной технологии бурения данной скважины с использованием методики технологических расчетов.
9. Формируются эффективные пути оснащения качественной геологической информации по геологии бурения данной скважины.
10. Анализируются заданные параметры искривления участков трасы при прохождении скважины.
11. Определяются возможности осложнений при бурении заданной скважины и разрабатываются условия по их устранению.
12. Анализируется степень возможного проявления аварий при бурении данной скважины; разрабатываются конкретные меры по их устранению и ликвидации.
13. Определяют задачи автоматизации и оптимизации процессов бурения данной скважины.
14. Разрабатываются мероприятия по охране окружающей среды.
15. Производится установка по организации производственных работ при бурении данной скважины.

16. Составляется геолого-технический наряд. Он состоит из следующих моментов: положения скважины; номера; параметров глубины и горизонта.

Рассмотрим на примере параметрических и опорных скважин.

1). Параметрические скважины – бурятся для того, чтобы осуществить перспективность оценки нефтегазоносных отделов строения скважин в дальнейших исследованиях в заданных районах.

Выявление возможных зон нефтегазонакопления; подготовка геолого-геофизических особенностей изучения и поискового бурения – основная цель бурения скважины [2].

2). Опорные скважины – относят к классификации глубоких скважин. Данный вид работ осуществляется на территориях, на которых еще не выполнялось бурение. В этом случае изучается геологическое строение недр поверхности земли в целях составления условий для поисково-разведочных работ и определяется объем резервных запасов нефти и газа.

Данные особенности производства соблюдает современная стандартизация. Она дает возможность согласно положениям ГОСТ экономически влиять на сохранение материальных ресурсов предприятий; в полном объеме устанавливать или сокращать сроки моделирования и изготовления изделий; повышают качество выпускающей продукции и рационально снижать ее себестоимость.

Комплекс разработанных правил и положений стандартов Единой системы конструкторской документации (ЕСКД), на наш взгляд, дает возможность целенаправленно сокращать сроки проектирования изделий; повысить объем и качество изготовления рабочей конструкторской документации с использованием современных компьютерных программ.

Единая система конструкторской документации охватывает огромный круг вопросов, относящихся к конструкторской документации. Последние цифры в обозначении стандарта указывают на год его принятия. Приведем пример макета рабочего проекта.

Макет - это нормативный документ, регулирующийся ГОСТ 24525. 0-80. Он помогает представить, как выглядит нефтегазовый объект в реальном времени. Это может быть вышка-качалка, насос, буровая скважина. Некоторые части могут быть оснащены световыми датчиками, интерактивной доской. Макет содержит данные об особенностях содержания и дает рекомендации по правильному заполнению рабочего проекта скважин газа и нефти.

Проектная документация – документы, которые описывают условия и содержание проектов и включают положения об эффективности и целесообразности применения. Это объем документов, которые в своей основе содержат текстовой и графический материалы. Они дают возможность определять архитектурные; функционально-технологические особенности конструкций и изделий; инженерно-технические предложения и рекомендации для обеспечения строительства; реконструкции; технического оснащения объектов капитального строительства и инженерных коммуникаций.

В своем составе проектная документация имеет две части. В первой - текст, во второй – иллюстративный материал в виде графиков, схем и чертежей [3].

Текстовые проектные материалы должны содержать: сведения об объекте строительства; перечень согласованных и принятых к исполнению инженерно-технических предложений; пояснительную записку; обоснованные ссылки на использование нормативно-технических документов, которые регламентируют: подборку проектной документации, проектные расчеты, обосновывающие принятые решения.

Графическая часть включает в свой состав чертежи, на которых изображаются принятые к исполнению проектно-технические решения в виде схем, планов и других документов в графической форме. Представленные чертежи отражают архитектурную планировку; композиционное размещение и особенности технологических решений.

Расчётно-пояснительная записка содержит следующие сведения: обоснование технической части строительства, приемы использования надёжных и безопасных условий работы. В плане сметно-экономической части - стоимость строительства и обоснование финансовых затрат, материально-технических и трудовых ресурсов.

Исследуя тему доклада, я как автор статьи, могу сделать следующий вывод: современное становление профессионального специалиста - будущего инженера, в период обучения в вузе

есть качественное и последовательное изучение основ графической подготовки и грамотности. Это дает возможность эффективно применять на практике основы графической деятельности студентов в современных условиях производства.

Изучение графических дисциплин дает возможность развивать пространственное воображение, необходимое специалисту для восприятия и понимания технического чертежа; для создания новых технических объектов; определить наиболее эффективные способы решения графических задач, что помогает формированию графической культуры будущего специалиста.

Современное изучение теоретических основ графических дисциплин (начертательной геометрии и инженерной компьютерной графики) дают возможность студенту:

1. Научиться выполнять чертежи изделий и конструкций с учетом способов передачи графических изображений на бумаге, компьютере и т. п.

2. Научиться читать чертежи, приобретая навыки мысленного деления формы на части и определения действительных размеров предмета.

3. Использовать практические способности для составления алгоритмов решения пространственных задач и построения эпюров, что помогает в дальнейшем развивать пространственное и логическое мышление.

Следовательно, графические дисциплины являются важнейшим фактором успешной подготовки будущего специалиста – буровика, так как в результате их изучения у студентов появляется ряд положительных качеств, которые в дальнейшем помогут будущему нефтянику.

Библиографический список:

1. Горельская Л. В. Начертательная геометрия: учебное пособие: издательство Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2011.
2. Папуша А. Н. Транспорт нефти и газа подводными трубопроводами. Проектные расчеты в компьютерной среде Mathematica. Регулярная и хаотическая динамика. - Ижевский институт компьютерных исследований, - 2011.
3. Макарова М. Н. Начертательная геометрия: учебное пособие для студентов. – М.: Академический Проект, – 2008. – 395 с. – (Gaudeamus).
4. Вскрытие продуктивных пластов [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/vskrytie-produktivnykh-plastov/>.

УДК 744.00

Методика контроля и анализа режимов технологического оборудования на современном предприятии

Ковалев С.А., Конечный К.А.

Научный руководитель - Думицкая Н.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Проблемы практического использования научных знаний; повышения эффективности научных исследований и разработок - выдвигают сегодня научную инженерную деятельность на первый план в области современной научной мысли, инженерного творчества.

Следовательно, на наш взгляд, современное развитие профессионального становления будущих инженеров, предполагает осознание различных возможностей, форм и сущности своей специальности.

Цель нашего исследования - определение основ и уровня развития инженерной деятельности, контроля и анализа режимов технологического оборудования.

Современный этап развития инженерной деятельности - это системный подход к решению сложных научно - технических задач; обращение ко всему комплексу социальных гуманитарных, естественных и технических дисциплин с основами проектирования.

Проектирование вступает в сферу культурно - исторической деятельности, становится источником формирования проектной деятельности во многих сферах промышленности.

На сегодняшний день, благодаря инженерной графике, мы смело можем проектировать и моделировать наши идеи на чертежах; использовать их в реальной жизни.

Изготовление любой, даже самой мелкой детали начинается именно с чертежа. Специалисты, рассматривая схематичное изображение, могут получить точное представление о его форме, размерах и том, какими свойствами деталь должна обладать.

Графические дисциплины дают возможность определить способ (процесс) решения задач на выполнение элементарных, однотипных операций; определяют особенность составления интерактивных методов решения задач, которые легко можно решать с помощью вычислительной техники.

Применение начертательной геометрии и инженерной графики в промышленных сферах дают возможность представить образы и формы при конструировании различных плоскостей сложных технических конфигураций с заданными параметрами, которые затем используются (например: при создании линий нефте и газопроводов; очистных сооружений; авиа судов и их двигателей и во многих других сборочных единицах техники).

Современные технологии начертательной геометрии и инженерной графики, позволяющие разгадывать точные задачи в их графических интерпретациях, находят свое пространственное применение в физике, химии, механике, и многих прочих науках. В свою очередь, математика, начертательная геометрия и другие технические науки помогают вырабатывать пространственное мышление, исследовать вопросы, связанные с проведением научных исследований в области графических дисциплин.

Такая постановка вопроса помогает студентам получить комплекс знаний по применению и использованию правил оформления технической документации на производстве при проектировании различного вида оборудования в соответствии с требованиями ГОСТ. Рассмотрим это на примере.

В настоящее время на промышленных предприятиях осуществляется контроль качества продукции. Каждое современное предприятие определяет и использует свои собственные нормы по контролю продукции и процессу производства. Но для общих рамок создан общий технический контроль. Что же такое технический контроль? Зачем необходимо его применять на промышленных предприятиях? Такие вопросы мы, как авторы своего исследования, поставили перед собой и попытаемся кратко рассмотреть эти положения в своей работе.

Технический контроль - это проверка продукции или процесса на соответствия различным нормативным положениям и правилам. От их значимости зависит качество, которое устанавливается определенными требованиями.

Контроль качества начинается с построения чертежа для оборудования. Каждое создаваемое оборудование имеет свою конструкцию. Технологический контроль чертежа детали производится для проверки на соответствие требованиям с учетом типа и условий производства. Следовательно, можно определить значение анализа и контроля чертежей на современном производстве. Методика контроля чертежей, на наш взгляд, может состоять из следующих этапов:

1. Определяется первичная информация о фактическом состоянии объекта, подлежащего контролю, а именно: его контролируемых признаках и показателях.

2. Анализ вторичной информации – определение возможных отклонений от заданных параметров, которые определяются путем проверки первичной информации с запланированными критериями.

3. Проверка подобранной информации на соответствие работы объектов подвергавшихся контролю.

Область применения и анализа технологического контроля должна состоять из следующих моментов:

- соблюдение в проектируемых конструкциях (изделиях) установленных технологических норм и требований с учетом современного уровня развития данной отрасли техники и способов изготовления; эксплуатации и ремонта изделия;

- определение в конструкциях заданных показателей технологичности;

- выявление наиболее рациональных способов изготовления изделий с учетом заданного объема выпуска, требования которого должны быть отражены в конструкторской документации.

Контроль и анализ режимов технологического оборудования связан с такой наукой, как начертательная геометрия - производство начинается именно с чертежа. Изучение основ данной дисциплины помогает студенту инженерно - технического университета в создании чертежа проектируемого объекта. Следовательно, технологический контроль помогает производить проверку выполненной работы в соответствии с требованиями ГОСТ.

Технологический контроль направлен на определение правильности оформления конструкторской документации, а именно: определяются их стадии создания, виды и номенклатура разрабатываемых объектов. Поэтом, методику применения технического контроля устанавливают отраслевые предприятия и их документация.

Основное содержание технологического контроля заключается в следующем: происходит проверка соответствия образца с поставленным техническим заданием; технической документацией; правилами оформления, изложенными в ЕСКД.

Данная система дает возможность из списка взаимосвязанных правил по оформлению конструкторской документации выбрать необходимые параметры и использовать их на практике. Все виды работ технологического контроля помогают исследовать: качество продукции; укомплектованность; упаковку; маркировку; количество предъявляемой продукции; ход производственных процессов. На стадии эксплуатации проверяется возможность соблюдения требований эксплуатационной и ремонтной документации.

Любой вид контроля на производстве организует ОТК (Организация технологического контроля производства). Её функции состоят в следующем:

- 1) проверка на качество продукции согласно нормативным документам и оформленными на предприятии по ГОСТ;
- 2) выявляются несоответствия деталей, входящих в состав изделия, с нормативными документами и осуществление контроля их взаимодействия, несоответствующих деталей;
- 3) осуществление проверки входного контроля качества сырья и материалов по нормативным требованиям;
- 4) организация работы с техническими кадрами производства;
- 5) контроль дисциплины на производстве.

Существующий, на сегодняшний день, Закон РФ "О стандартизации" помогает определить следующие категории нормативных документов по стандартизации:

- государственные стандарты Российской Федерации - **ГОСТ Р**;
- применяемые в соответствии с правовыми нормами международные, региональные стандарты, правила, нормы и рекомендации по стандартизации;
- отраслевые стандарты - **ОСТ**;
- стандарты предприятий и объединений предприятий (союзов, ассоциаций, концернов, акционерных обществ, межотраслевых, региональных и других объединений) - **СТП**;
- стандарты научно-технических и инженерных обществ (союзов, ассоциаций и других общественных организаций) - **СТО**.

Документ, на основании которого составляется контроль - чертеж общего вида детали и оборудования, который позволяет определить конструкцию изделия, взаимодействие его составных частей и принцип работы.

Определяются наиболее рациональные методы и пути поэтапной сборки проектируемого изделия и его узлов; происходит планирование операций по сборке деталей; перечень инструментов и приспособлений; технологических требований на сборку всех составляющих использованных узлов агрегатов, технических машин и т. д.

Оформляется техническая конструкторская документация; подбираются методы и средства проверки по технологическому контролю; устанавливаются, согласно ГОСТ, нормы времени на использование правил, определяющих этапы последовательной подготовки технического контроля и испытания.

Из выше сказанного можно сделать вывод: дисциплина «Начертательная геометрия и инженерная компьютерная графика» помогают молодым инженерам расширить объем теоретических знаний по основам проектирования и правильного оформления чертежей. Они помогают будущим инженерам - специалистам развить свои умения и навыки в практической деятельности; получить необходимый объем фундаментальных инженерно-геометрических

знаний, на базе которых возможно успешное изучение таких дисциплин как прикладная механика; сопротивление материалов; теория машин и механизмов; детали машин и других конструкторско-технологических и специальных предметов.

Инженерная графика функционально объединяет методы и способы графического представления научно-технической информации, выполнения технических схем и чертежей с учетом принципов конструирования и проектирования, а также технологических процессов, уровня качества изделий и условий их эксплуатации в соответствии с существующими нормами и стандартами для всех отраслей промышленности и производства.

Библиографический список:

1. Учаев П. Н. и др. Начертательная геометрия. Инженерная и компьютерная графика в задачах и примерах: учебное пособие / П. Н. Учаев, С. Г. Емельянов, К. П. Учаева [и др.]; под ред. проф. П. Н. Учаева. – Старый Оскол: ТНТ, 2011. -288 с.
2. РД 24.022.09-87 Отраслевая система технологической подготовки производства. Правила проверки оборудования на технологическую точность [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://gostrf.com/normadata/1/4293787/4293787555.pdf>.
3. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://cadinstructor.org/eg/lectures/9-chertegi-detaley-sborochniy-cherteg/>.

СЕКЦИЯ 11. МОРСКОЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

УДК 622.279.04 : 62.52 (268.45)

Особенности применения системы Supervisory Control and Data Acquisition для дистанционного управления подводным оборудованием газовых и газоконденсатных месторождений Баренцева моря

Григорьев Л.Ю.

Научный руководитель – Жангабылов Р.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

26 октября 2020 г президентом РФ был подписан указ «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года». Согласно положениям данного указа, по оценкам экспертов, арктический континентальный шельф содержит более 85,1 трлн. м³ горючего природного газа и 17,3 млрд. тонн нефти (включая газовый конденсат). Освоение углеводородных месторождений, расположенных в зоне арктического шельфа, является перспективным проектом и носит стратегический характер для развития минерально-сырьевой базы РФ [2].

Одними из самых перспективных месторождений природного газа на арктическом шельфе являются месторождения Баренцева моря: Штокмановское, Ледовое и Лудловское. Средняя глубина залегания дна для данных месторождений достигает отметки в 340 м. Отдаленность от берега – более 300 км. Также для Баренцева моря характерны частые штормы. Температура на поверхности воды зимой составляет +3-5°C, летом +7-9°C. Средняя температура воздуха зимой изменяется от -25 °C на севере и до -4 °C на юго-западе. Средняя температура летом +1°C на севере, +10°C на юго-западе [1].

Такие климатические и географические особенности осложняют процесс добычи ресурсов стандартными методами и побуждают применять дистанционные и автоматизированные технологии, такие как подводные добычные комплексы (рисунок 1), и специальные плавучие установки, например, FSPO (рисунок 2) и SPAR. Иными словами, подводный газопромисел должен быть цифровым. Однако для удаленного управления ПДК необходимо использовать модернизированную автоматизированную систему, которая максимально эффективно позволит

контролировать его работу. Среди таких систем на западных нефтегазовых промыслах очень сильно зарекомендовала себя система SCADA.

Система SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) – это программный пакет, обеспечивающий дистанционный контроль работы промышленных объектов в режиме реального времени (рисунок 3). Такая система автоматизируется за счет использования программируемых логических контроллеров и устройств связи с объектом, которые обеспечивают обмен сигналами между ними с человеко-машинным интерфейсом, датчиками и устройствами КИПиА, а затем направляют данные и показания с приборов на главный сервер и выводят их на главных компьютерах, оснащенные программным обеспечением SCADA [4].

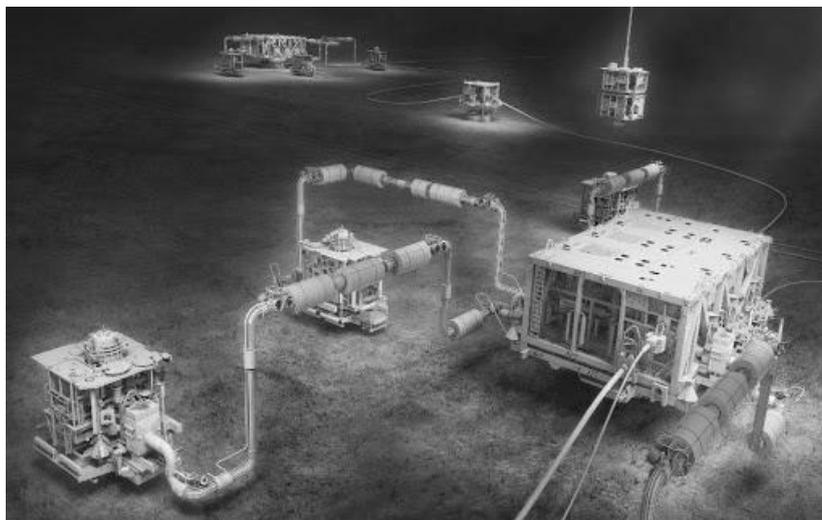


Рисунок 1 – Подводный добычной комплекс

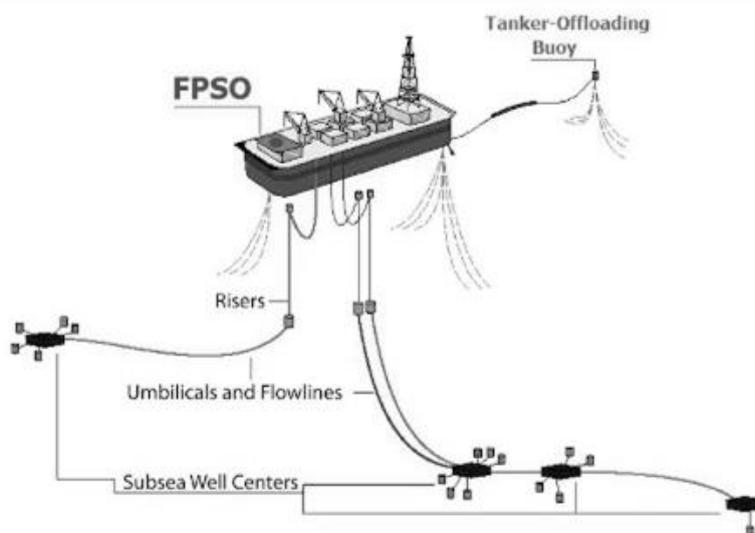


Рисунок 2 – FPSO

Система SCADA позволяет [3]:

- 1) графически выводить на экран компьютера схему объектов ПДК, а также показатели с их КИПиА;
- 2) автоматизировано управлять клапанами, насосами, штуцерами и сепараторами;
- 3) дистанционно контролировать работу оборудования фонтанных елок, манифольдов и системы подготовки;
- 4) автоматически производить аварийное закрытие скважины и трубопроводов.

Главным источником контроля и приема данных с КИПиА объектов ПДК является центральная станция управления (рисунок 4). ЦСУ представляет собой специально оснащенный автоматикой блок, который является связующим звеном между плавучим и подводным оборудованием. Подача электрической энергии от электросилового блока и гидравлической

энергии от гидросилового блока производится через шлангокабели до ПДК, а ее распределение по подводному оборудованию – через подводный распределительный блок. Система SCADA обеспечит такому оборудованию полный дистанционный контроль, а также позволит собирать показания с контрольно-измерительных приборов ПДК и выводить их на компьютере и панелях человеко-машинного интерфейса в диспетчерском пункте.

Также одной из отличительных черт такой системы является возможность иметь доступ к данным промышленных объектов в режиме реального времени из любой точки, что обеспечить предприятиям контроль процесса эксплуатации ПДК не только с плавучих установок, но и из инженерных отделов [4].



Рисунок 3 – Вывод схемы подводного промысла через систему SCADA



Рисунок 4 – Центральная станция управления

Система SCADA также обеспечивает контроль технологических параметров скважинного и подводного добычного оборудования. Благодаря такой системе обеспечивается возможность дистанционно выводить данные на главный компьютер и отслеживать следующие характеристики:

- 1) параметры скважинных насосов и газлифтной системы;
- 2) показания манометров фонтанной елки, выкидных линий и оборудования системы подготовки;
- 3) дебиты скважин и количество отделяемых компонентов многофазного потока;
- 4) параметры подводных распределительных блоков;
- 5) количество подаваемой электрической и гидравлической энергии ПДК.

Подводя итог, можно сказать, что система SCADA является одной из самых лучших автоматизированных систем для перевода эксплуатации месторождения в цифровой формат. Ее главным достоинством можно отметить эффективность применения для дистанционного управления подводными добычными комплексами. Система SCADA обеспечит контроль работы подводных технологических объектов через компьютеры в диспетчерском пункте плавучей установки, а также позволит отслеживать и передавать данные с КИПиА.

Библиографический список:

1. Баренцево море [Электронный ресурс] // Wikipedia. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Баренцево_море. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 15.02.2021).
2. Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года [Текст]: Указ президента Российской Федерации от 5 марта 2020 г. № 164 // Собрание законодательства. – 2020. – 40 с.
3. Oil and Gas SCADA Application [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vtscada.com/oil-and-gas-scada/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 15.02.2021).
4. What is SCADA – and why is it critical for oil and gas operations? Application [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nugenautomation.com/2020/02/05/what-is-scada-for-oil-and-gas/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 16.02.2021).

УДК 622.276.8.04:665.622 (268.45)

Расчет длины сепараторов для Штокмановского месторождения

Григорьев Л.Ю.

Научный руководитель – Жангабылов Р.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

26 октября 2020 г президентом РФ был подписан указ «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года». Согласно положениям данного указа, по оценкам экспертов, арктический континентальный шельф содержит более 85,1 трлн. м³ горючего природного газа и 17,3 млрд. тонн нефти (включая газовый конденсат). [2].

Одними из самых перспективных месторождений природного газа на арктическом шельфе РФ является Штокмановское месторождение. Расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря, примерно в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Глубина моря в этом районе колеблется от 320 до 340 м. Запасы по категории С1 – 3,9 трлн куб. м газа и 56 млн тонн газового конденсата [3].

В статье приводится расчет длины горизонтальных сепараторов. Размещение на дне моря таких сепараторов в системе подводного добычного комплекса необходимо с целью подготовки скважинной продукции. Схема принципа сепарации компонентов представлена на рисунке 1. Установка на дне моря ПДК с подводной системой подготовки (рисунок 2) обусловлена 2 факторами:

- 1) дальностью расположения месторождения от берега (около 600 км);
- 2) глубиной моря (320-340 м).

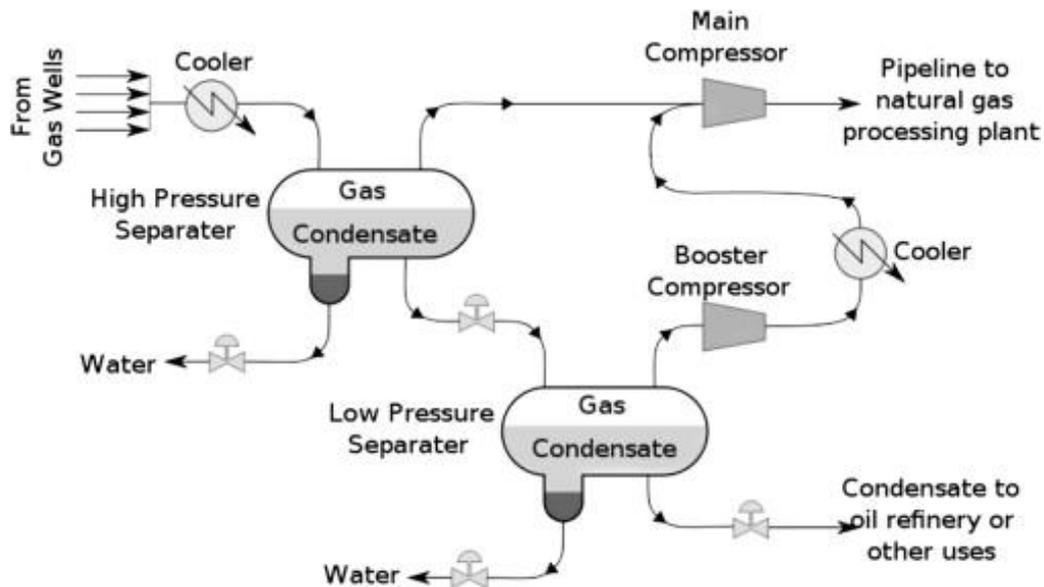


Рисунок 1 – Принцип сепарации компонентов скважинной продукции

В таблице 1 представлен компонентный состав газа Штокмановского месторождения, а также молярная доля и критические параметры каждого компонента. Давление газа достигает значения 14,058 МПа, а температура – 40 °С.

Таблица 1 – Состав газа

Компонент	Молекулярная масса, кг/м ³ ·10 ⁻³	Молярная доля, %	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа
CH ₄	16,04	96,24	190,6	4,60
C ₂ H ₆	30,07	1,33	305,3	4,87
C ₃ H ₈	44,10	0,37	369,9	4,30
i-C ₄ H ₁₀	58,12	0,04	408,1	3,65
n-C ₄ H ₁₀	58,12	0,1	425,2	3,80
i-C ₅ H ₁₂	72,15	0,04	460,4	3,38
n-C ₅ H ₁₂	72,15	0,02	469,6	3,37
C ₆ H ₁₄	86,14	0,01	507,4	3,30
N ₂	28,02	1,52	126,2	3,35
CO ₂	44,01	0,27	304,2	7,28
He	4,00	0,01	5,2	0,23

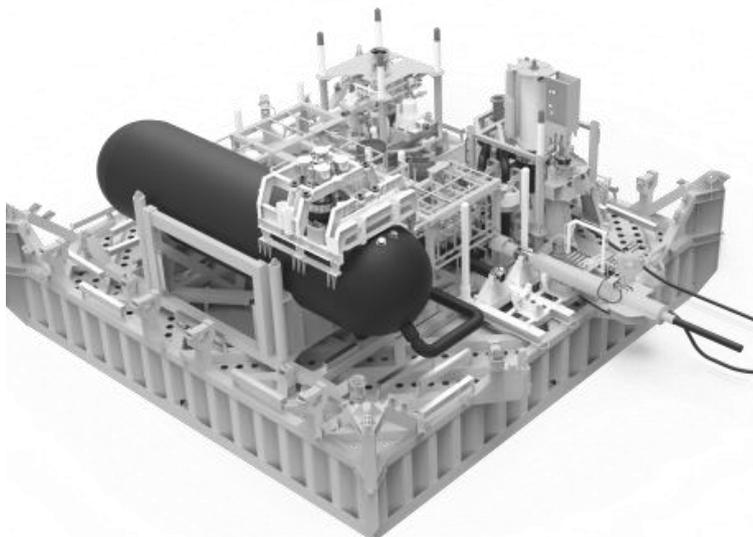


Рисунок 2 – Подводный горизонтальный сепаратор

Расчет молярной массы, плотности и относительной плотности производится по формулам (1-3) соответственно [1], [5].

$$M_g = \frac{\sum y_i M_i}{100}, \quad (1)$$

где y_i – молярная доля i -го компонента, %;
 M_i – молярная масса i -го компонента, кг/кмоль.

$$\rho_g = \frac{M_g}{22,41}, \quad (2)$$

где 22,41 – объем 1 кмоль идеального газа при нормальных условиях.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}}, \quad (3)$$

где ρ_{air} – плотность воздуха, 1,293 кг/м³.

Далее необходимо рассчитать псевдокритические и приведенные параметры газа. Для этого необходимо воспользоваться формулами (4-7) соответственно.

$$p_{pc} = \frac{\sum y_i p_{c_i}}{100}, \quad (4)$$

где y_i – молярная доля i -го компонента, %;
 p_{pc} – псевдокритическое давление, МПа;
 p_{c_i} – критическое давление i -го компонента газа, МПа.

$$T_{pc} = \frac{\sum y_i T_{c_i}}{100}, \quad (5)$$

где y_i – молярная доля i -го компонента, %;
 T_{pc} – псевдокритическая температура, К;
 T_{c_i} – критическая температура i -го компонента газа, К.

$$p_r = \frac{p}{p_{pc}}, \quad (6)$$

где p_r – приведенное давление;
 p – давление газа, МПа.

$$T_r = \frac{T}{T_{pc}}, \quad (7)$$

где T_r – приведенная температура;
 T – температура газа, К.

Коэффициент сверхсжимаемости газа z по найденным приведенным параметрам находится с помощью графика Брауна-Катца. Результаты расчетов молярной массы, плотности и относительной плотности газа, а также его псевдокритические и приведенные параметры с коэффициентом сверхсжимаемости приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов

Параметр	Единицы измерения	Значение
M_g	кг/моль	16,68
ρ_g	кг/м ³	0,74
γ_g	-	0,58
p_{pc}	МПа	4,59
T_{pc}	К	192,5
p_r	-	3,16
T_r	-	1,63
z	-	0,83

Последующий расчет будет сопровождаться поиском вязкости газовой смеси. В связи с тем, что компонентный состав газа, помимо углеводородной фазы, также характеризуется наличием неорганических элементов, вязкость будет предварительно рассчитываться для органической и неорганической фазы при атмосферном давлении. Вязкость гелия μ_{He} при атмосферном давлении принять равной 0,000025 Па·с. Формулы для вязкости при атмосферном давлении углеводородной фазы, азота и углекислого газа соответственно (8-10) [5].

$$\mu_{CH} = 8,188 \cdot 10^{-3} - 6,15 \cdot 10^{-3} \cdot \log(\gamma_g) + (1,709 \cdot 10^{-5} - 2,062 \cdot 10^{-6} \cdot \gamma_g) \cdot T, \quad (8)$$

где γ_g – относительная плотность газа;
T – температура газа, К.

$$\mu_{N_2} = [9,59 \cdot 10^{-3} + 8,48 \cdot 10^{-3} \cdot \log(\gamma_g)] \cdot \gamma_{N_2}, \quad (9)$$

где γ_g – относительная плотность газа;
 γ_{N_2} – молярная доля азота, д.е.

$$\mu_{CO_2} = [6,24 \cdot 10^{-3} + 9,08 \cdot 10^{-3} \cdot \log(\gamma_g)] \cdot \gamma_{CO_2}, \quad (10)$$

где γ_g – относительная плотность газа;
 γ_{CO_2} – молярная доля азота, д.е.

Вязкость газа при атмосферном давлении рассчитывается по формуле (11) [5].

$$\mu_l = \mu_{CH} + \mu_{N_2} + \mu_{CO_2} + \mu_{He}, \quad (11)$$

Далее необходимо рассчитать корреляцию Дэмпси для вязкости газа в условиях повышенного давления по формуле (12). В таблице 3 приведены коэффициенты для расчета данного параметра [5].

Таблица 3 – Значения коэффициентов для расчета корреляции Дэмпси

a_0	0,014791794
a_1	2,46211820
a_2	2,97054714
a_3	-0,28626405
a_4	0,0080542
a_5	2,80860949
a_6	-3,49803305
a_7	0,36037302
a_8	-0,01044324
a_9	-0,79338568
a_{10}	1,39643306
a_{11}	-0,14914493
a_{12}	0,00441016
a_{13}	0,08393872
a_{14}	-0,18640885
a_{15}	0,02033679

$$\mu_r = a_0 + a_1 \cdot p_r + a_2 \cdot p_r^2 + a_3 \cdot p_r^3 + T_r \cdot (a_4 + a_5 \cdot p_r + a_6 \cdot p_r^2 + a_7 \cdot p_r^3) + T_r^2 \cdot (a_8 + a_9 \cdot p_r + a_{10} \cdot p_r^2 + a_{11} \cdot p_r^3) + T_r^3 \cdot (a_{12} + a_{13} \cdot p_r + a_{14} \cdot p_r^2 + a_{15} \cdot p_r^3), \quad (12)$$

где p_r – приведенное давление;
 T_r – приведенная температура.

Далее по формуле (13) производится расчет вязкости газа.

$$\mu_g = \frac{\mu_l}{T_r} \cdot e^{\mu_r}, \quad (13)$$

где μ_l – вязкость при атмосферном давлении, мПа·с;

T_r – приведенная температура;

μ_r – вязкость при повышенных давлениях, мПа·с.

Результаты расчетов вязкостей приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов

Параметр	Единицы измерения	Значение
μ_{CH_4}	Па·с	0,0146
μ_{N_2}	Па·с	0,0001
μ_{CO_2}	Па·с	$1,0967 \cdot 10^{-5}$
μ_l	Па·с	0,0148
μ_r	Па·с	1,6853
μ_g	Па·с	0,0497

Далее необходимо рассчитать плотность газовой и жидкой фазы по формулам (14-15) соответственно [4].

$$\rho_{\text{gas phase}} = \frac{p \cdot M_g}{R \cdot T \cdot z}, \quad (14)$$

где p – давление газа, Па;

M_g – молярная масса газа, кг/моль;

R – универсальная газовая постоянная, 8,314 Дж/моль·К;

T – температура газа, К;

z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

$$\rho_{\text{liquid phase}} = \gamma_g \cdot \rho_w, \quad (15)$$

где γ_g – относительная плотность газа;

ρ_w – плотность воды, 1000 кг/м³.

Результаты расчетов плотности газовой и жидкой фазы приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов плотности газовой и жидкой фазы

Параметр	Единицы измерения	Значение
$\rho_{\text{gas phase}}$	кг/м ³	112
$\rho_{\text{liquid phase}}$	кг/м ³	744

С целью нахождения длины сепаратора необходимо предварительно рассчитать коэффициент сопротивления, тепловую скорость и объемный расход по формулам (16-18) соответственно. Диаметр частицы D_p принять равным 150 мкм, а массовый расход M принять равным 2 млн м³/сут. Коэффициент сопротивления определяется согласно источнику [4].

$$C_D(\text{Re})^2 = \frac{1,31 \cdot 10^7 \cdot \rho_{\text{gas phase}} \cdot D_p^3 \cdot (\rho_{\text{liquid phase}} - \rho_{\text{gas phase}})}{\mu_g^2}, \quad (16)$$

где $\rho_{\text{gas phase}}$ – плотность газовой фазы, кг/м³;

$\rho_{\text{liquid phase}}$ – плотность жидкой фазы, кг/м³;

D_p – диаметр частицы, м;

μ_g – вязкость газа, Па·с

$$v_t = \sqrt{\frac{4 \cdot g \cdot D_p \cdot (\rho_{\text{liquid phase}} - \rho_{\text{gas phase}})}{3 \cdot \rho_g \cdot C_D}}, \quad (17)$$

где g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

C_D – коэффициент сопротивления.

$$Q_A = \frac{M}{\rho_g}, \quad (18)$$

где M – массовый расход, кг/с.

Результаты расчетов параметров приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов

Параметр	Единицы измерения	Значение
C_D	-	1,75
v_t	м/с	0,08
Q_A	м ³ /с	0,15

Рассчитав все необходимые параметры, следует произвести расчет длины сепаратора по формуле (19). Диаметр сепаратора D_s принять равным 1500 мм [4].

$$L = \frac{4 \cdot (10^3 \text{ mm/m})^2 \cdot Q_A}{\pi \cdot v_t \cdot D_s}, \quad (19)$$

где Q_A – объемный расход, м³/с;

v_t – тепловая скорость, м/с;

D_s – диаметр сепаратора, мм.

В результате проведенных расчетов длина сепаратора при диаметре 1500 мм получается равной 1552 мм. Значение необходимо округлить сотен, следовательно, длина сепаратора при полученных результатах составляет 1600 мм (1,6 м).

Библиографический список:

1. Мордвинов, А.А. Основы нефтегазопромыслового дела [Текст] : учеб. пособие / А.А. Мордвинов, О.А. Морозюк, Р.А. Жангабылов. – Ухта : УГТУ, 2015. – 161 с.
2. Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года [Текст]: Указ президента Российской Федерации от 5 марта 2020 г. № 164 // Собрание законодательства. – 2020. – 40 с.
3. Штокмановское месторождение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/shtokmanovskoye/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения 26.02.2021).
4. Alireza Bahadori. Natural gas processing. Technology and engineering design. – Elsevier Science B.V., Amsterdam, Netherlands, 2014. – 872 p.
5. Boyun Guo, Kai Sun, Ali Ghalambor. Well Productivity Handbook. – Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2008. – 334 p.

СЕКЦИЯ 12. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ

УДК 556, 614.87

Учёт изменений водного и ледового режима арктических рек при проектировании магистральных газопроводов на примере р. пур в створе г. уренгой

Азарян В.С.

Научный руководитель – Саноцкая Н.А.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

В настоящее время массово строятся трубопроводы в Арктической зоне Российской Федерации. Например, введены в промышленную эксплуатацию трубопроводные системы Заполярье – Пурпе и Куюмба – Тайшет [1].

Трудопроводная система Заполярье – Пурп пересекает множество водных объектов. Заболоченные и обводненные участки магистрали составляют 70% территории, нефтепровод пересекает более 160 водотоков, в том числе такие крупные реки, как Таз и Пур.

В районе пос. Тазовский ведется строительство полигона твёрдых бытовых отходов. Сдан в эксплуатацию мост через реку Надым в Надымском районе. Строительство еще одного мостового перехода планируется начать в Пуровском районе через реку Пур [1].

Основной целью данной статьи является исследование водного и ледового режима р. Пур в створе г. Уренгой при проектировании магистральных газопроводов в условиях изменяющегося климата.

Для достижения цели поставлены следующие задачи: собрать исходные данные по расходам воды и ледовым явлениям в исследуемом створе за период наблюдений (1962 – 2018 гг.), проанализировать изменения водного и ледового режима р. Пур.

Пост р. Пур – г. Уренгой расположен в поселке, в районе базы производственно-технического обслуживания и комплектации (УПТО и К).

Прилегающая местность – лесотундра с плоским рельефом, изрезанная озерами, ручьями, поросшая смешанным низкорослым лесом с преобладанием хвойных пород.

Река Пур впадает в Тазовскую губу, связанную с Обской губой и Карским морем. Долина реки неясно выражена, склоны ее пологие, незаметно сливаются с прилегающей местностью, сложены песчаными грунтами, покрыты смешанным лесом. Река Пур образована от слияния рек Пяку-Пур и Айваседо-Пур. Ширина реки колеблется от 200 м до 850 м. Преобладающие глубины на плесовых участках 4 – 5 м, максимальные 12 м. Глубина в устье постоянно меняется вследствие сгонно-нагонных ветров. Наименьшая глубина на перекатах 1,2 м. Длина реки 389 км, площадь водосбора 112000 км². Река течет с юга на север. Скорости течения вследствие небольших уклонов незначительны [2].

В годовом цикле колебания стока реки Пур различают следующие основные фазы водного режима: весенне-летнее половодье, летне-осеннюю и зимнюю межень, летние и осенние дождевые паводки. Продолжительность и характерные особенности этих фаз определяются изменением питания реки в течение года, которое в свою очередь зависит от климатических условий речного бассейна и конкретного года.

По классификации рек А.И. Воейкова р. Пур относится к типу III – реки, получающие основное питание от таяния снега весной или в начале лета, а также значительное дождевое питание в теплое время года.

По классификации рек Б.Д. Зайкова река Пур относится к первой группе рек с весенним половодьем к западносибирскому типу.

Западносибирский тип рек характеризуется невысоким и растянутым весенним половодьем, повышенным летне-осенним стоком и низкой зимней меженью. Сглаженное и растянутое половодье обуславливается замедленным стоком талых вод под влиянием равнинности рельефа, заболоченности и обилия озер в поймах рек. Продолжительность половодья достигает четырех и более месяцев. Летние и осенние паводки наблюдаются ежегодно, но отличаются небольшими подъемами уровней.

Из массива данных ежедневных расходов воды за период наблюдений 1962 – 2018 гг. выбраны максимальные, минимальные и средние значения за каждый день года. По этим данным построен график (рис. 1).

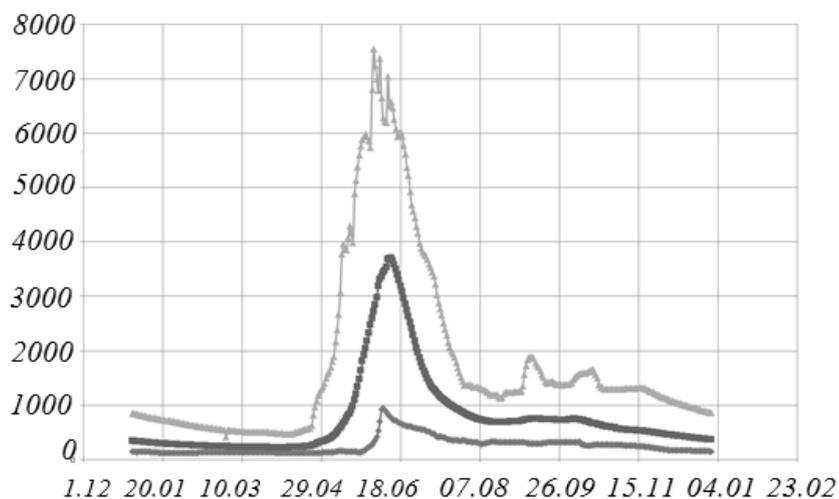


Рисунок 1 - Максимальный, средний и минимальный гидрографы р. Пур – г. Уренгой за период наблюдений 1962 – 2018 гг.

По данным ежедневных расходов воды за период наблюдений 1962 – 2018 гг. определены среднегодовые и максимальные расходы воды за каждый год. По этим значениям построены графики и линия тренда (рис. 2, 3). Как видно из графика на рис. 2 среднегодовой сток за отдельные годы колеблется, однако общая тенденция говорит об увеличении стока. Колебания максимальных расходов воды не говорят о наличии значимого тренда. Следовательно, увеличение среднегодовых расходов происходит за счет меженного стока.

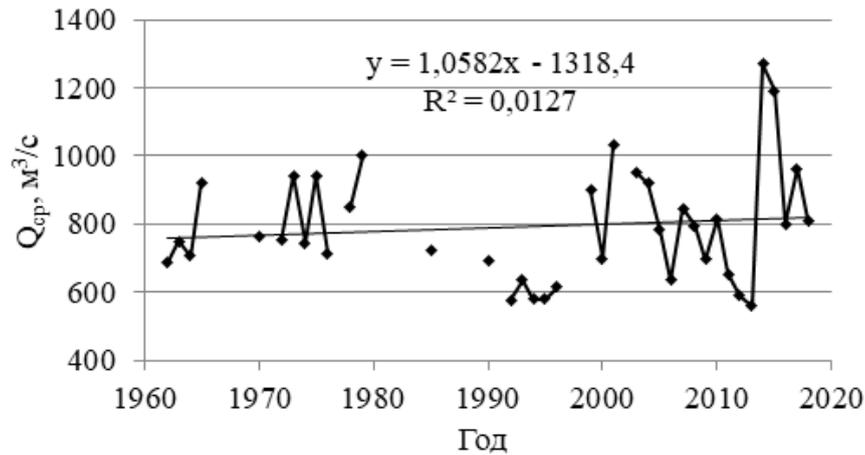


Рисунок 2 - Хронологический ход среднегодовых расходов воды р. Пур – г. Уренгой за 1962 – 2018 гг.

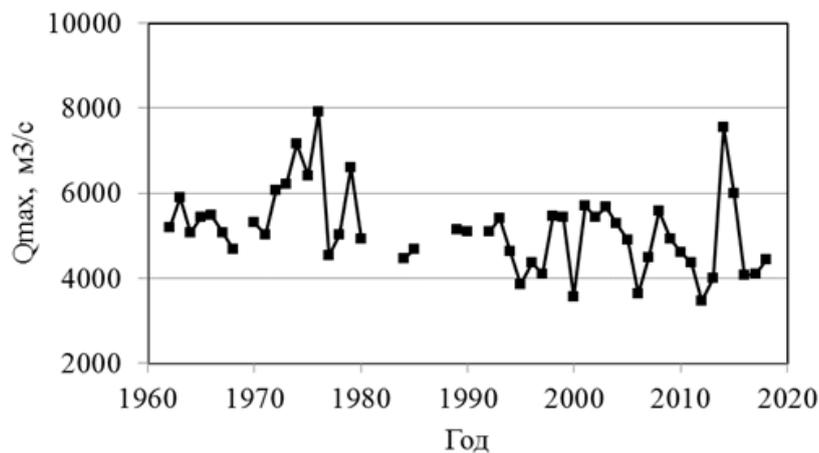


Рисунок 3 - Хронологический ход максимальных расходов воды р. Пур – г. Уренгой

На графике (рис. 4) представлена продолжительность ледостава р. Пур г. Уренгой за 1962 – 2018 гг. Как видно из графика, период ледостава за период наблюдений сократился в среднем с 230 дней до 190.

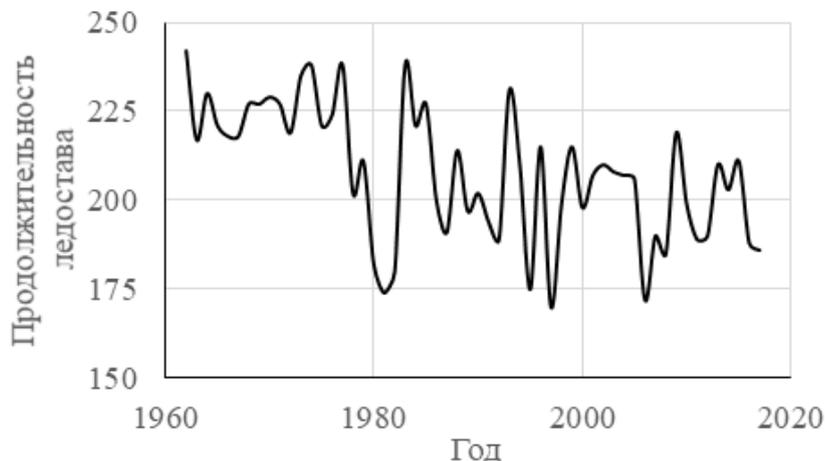


Рисунок 4 - Продолжительность ледостава за период 1962 – 2018 гг.

Заключение. В работе рассмотрены основные характеристики водного и ледового режима р. Пур. В годовом цикле колебания стока реки Пур выделены следующие основные фазы водного и ледового режима: весенне-летнее половодье, летне-осенняя и зимняя межень, летние и осенние дождевые паводки, ледостав. Продолжительность и характерные особенности этих фаз определяются изменением питания реки в течение года, которое в свою очередь зависит от климатических условий речного бассейна и конкретного года. Отмечены основные изменения в водном и ледовом режиме, произошедшие за период наблюдений, – увеличение среднегодового стока и уменьшение продолжительности ледостава.

Библиографический список:

1. ПАО «Транснефть» ввело в промышленную эксплуатацию трубопроводные системы Заполярье – Пурпе и Куюмба – Тайшет. Режим доступа: <https://www.transneft.ru/newsPress/view/id/14357>
2. Государственный водный кадастр. Раздел 1. Поверхностные воды. Серия 2. Ежегодные данные о режиме и ресурсах поверхностных вод суши. Часть 1. Том 1. Выпуск 10. Бассейн Оби (без бассейна Иртыша), Надыма, Пура, Таза. 1981–2012 годы. – Новосибирск, Омск

УДК 621.643.8

Исследование нестационарных процессов в нефтепроводе при возникновении утечки или криминальной врезки

Бараков В.В.

Научный руководитель – Шестаков Р.А.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

В процессе эксплуатации любого трубопровода, работающего по умолчанию в установленном режиме, периодически возникают те или иные технологические операции и штатные ситуации, порождающие появление в трубопроводе переходного (неустановившегося, нестационарного) процесса – процесса, при котором технологические параметры, главными из которых являются давление и расход, меняются не только от сечения к сечению, но и в каждый момент времени [1]. Такими операциями могут являться резкое перекрытие сечения трубопровода (резкое перекрытие запорной арматуры), смена режима работы или остановка нефтеперекачивающей станции, а также подкачка или откачка нефти через отвод. Нестационарные процессы приводят к возникновению волны давления, которая распространяется как по течению перекачиваемого продукта, так и против него. Рассматривая перекачку нефти, волна давления, имея большую амплитуду, может не только нарушить безопасность и бесперебойность работы нефтепровода, но и создать гидроудар, который может вызвать нарушение целостности и даже разрыв трубопровода, что является проблемой не только трубопроводного транспорта, но и всей нефтегазовой отрасли в целом [2].

В данной работе рассматривается нефтепровод, в котором в заданном сечении возникает утечка или несанкционированная врезка, что ставит задачу не только провести исследование возникновения и распространения волны давления в нефтепроводе в каждый момент времени, но и дополнительно проанализировать эффективность существующих на сегодняшний день методов обнаружения утечек, в частности таких методов, как метод дифференциального давления и отрицательных волн давления.

Решить данную проблему можно с помощью компьютерного моделирования нестационарного процесса, благодаря чему можно не только вычислить параметры режима перекачки (давление и расход) по длине нефтепровода в каждый момент времени, но и получить график зависимости давления от координаты трубопровода в нужный момент времени, что позволит провести анализ появления и распространения волны давления. Для этого автором был разработан программный комплекс, написанный на языке программирования Python и выполняющий данные задачи. Особенностью написанной программы является учет прохождения и отражения падающей волны давления от вставок различного диаметра.

Для определения технологических параметров нефти в m -ый момент времени в k -ом сечении (данные параметры составляют двумерные массивы) при возникновении утечки или несанкционированной врезки в k^* -ом сечении вводится система координат относительного нефтепровода с началом координат в начале исследуемого линейного участка. Рабочей зоной перекачки нефти считаются координаты $x_k \in [0; L]$.

Для проведения расчетов, пользователю необходимо начать работу в программе с ввода ряда характеристик трубопровода и нефти, который можно осуществлять как вручную, так и с помощью таблиц excel:

- 1) Профиль трассы трубопровода $\{x_k, z_k\}$ (x_k – координата, м; z_k – высотная отметка, м);
- 2) ρ – плотность, кг/м³;
- 3) ν – кинематическая вязкость, м²/с;
- 4) K_p – модуль упругости нефти, Па;
- 5) E – модуль упругости 1-го рода материала трубопровода, Па;
- 6) D_k – внешний диаметр участка, мм;
- 7) p_n – начальное давление, МПа;
- 8) L – длина трубопровода, км;
- 9) δ_k – толщина стенки участка, мм;
- 10) Δ – абсолютная шероховатость стенки, мм;
- 11) Q – расход, м³/ч;
- 12) x_{k^*} – координата утечки или несанкционированной врезки, м;
- 13) s – площадь сечения, через которое происходит течение нефти, м².

При первоначальном расчете вычисляется ряд вспомогательных параметров, необходимых для последующего расчета, а именно:

- внутренний диаметр трубопровода в каждом сечении:

$$d_k = D_k - 2 \cdot \delta_k, \quad (1)$$

- скорость распространения волны давления в каждом сечении:

$$c_k = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho}{K_p} + \frac{\rho \cdot d_k}{E \cdot \delta_k}}}, \quad (2)$$

- средняя скорость движения потока в начальный момент времени в каждом сечении:

$$u_{0,k} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_k^2}, \quad (3)$$

- число Рейнольдса в начальный момент времени в каждом сечении:

$$Re_{0,k} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_k \cdot \nu}. \quad (4)$$

Затем производится базовый гидравлический расчет нефтепровода в начальный момент времени. Исходя из чисел Рейнольдса для каждого сечения в начальный момент времени определяется коэффициент гидравлического сопротивления – $\lambda_{0,k}$ по классическим формулам гидравлики [1] или по формулам [3].

Далее рассчитывается гидравлический уклон в каждом сечении в начальный момент времени, принимая, что потери на местные сопротивления равны 2% от потерь на трение:

$$i_{0,k} = 1,02 \cdot \lambda_{0,k} \cdot \frac{1}{d_k} \cdot \frac{u_{0,k}^2}{2 \cdot g}. \quad (5)$$

Затем вычисляется давление в каждом сечении в нулевой момент времени, учитывая, что $p_{0,0} = p_n$:

$$p_{0,k+1} = p_{0,k} + \rho \cdot g \cdot \left(\frac{u_{0,k}^2 - u_{0,k+1}^2}{2 \cdot g} + z_k - z_{k+1} - i_{0,k} \cdot (x_{k+1} - x_k) \right). \quad (6)$$

Основной расчет - вычисление давлений и скоростей, необходимых для вычисления расходов в каждом сечении в каждый момент времени при возникновении утечки или криминальной врезки, производится с помощью метода характеристик, который можно представить в виде системы из двух рекуррентных формул:

$$\begin{cases} p_{m+1,k} = \frac{J_{m,k-1}^{(+)} + J_{m,k+1}^{(-)}}{2}, \\ u_{m+1,k} = \frac{J_{m,k-1}^{(+)} - J_{m,k+1}^{(-)}}{2 \cdot \rho \cdot c_k}, \end{cases} \quad (7)$$

где:

$$\begin{cases} J_{m,k-1}^{(+)} = p_{m,k-1} + \rho \cdot c_k \cdot u_{m,k-1} - (x_{k+1} - x_k) \cdot \varphi_{m,k-1}, \\ J_{m,k+1}^{(-)} = p_{m,k+1} - \rho \cdot c_k \cdot u_{m,k+1} + (x_{k+1} - x_k) \cdot \varphi_{m,k+1}, \end{cases} \quad (8)$$

где:

$$\varphi_{m,k} = \lambda_{m,k} \cdot \frac{\rho \cdot u_{m,k}^2}{2 \cdot d_k} + \rho \cdot g \cdot \frac{z_k - z_{k-1}}{x_k - x_{k-1}}. \quad (9)$$

Однако данный метод не позволяет определять в следующий момент времени давления и скорости в начальном и конечном сечениях, чтобы это исправить, требуется ввести граничные условия. Давление и среднюю скорость в начале и конце участка в любой момент времени принимаем:

$$\begin{cases} p_{m,0} = p_n, \\ u_{m,0} = u_{0,0}, \\ p_{m,N} = p_{0,N}, \\ u_{m,N} = u_{0,N}, \end{cases} \quad (10)$$

где индекс N - номер последнего сечения нефтепровода ($x_N = L$).

Для сечения нефтепровода, в котором происходит непосредственно утечка нефти, дополнительно к системе (7) накладываются условия сопряжения:

$$\begin{cases} p_{m,k^*}^- = p_{m,k^*}^+, \\ Q_{m,k^*}^- - Q_{m,k^*}^+ = q = \mu_0 \cdot s \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{p_{m,k^*} - p_{\text{атм}}}{\rho}}, \end{cases} \quad (11)$$

где μ_0 - коэффициент расхода (для тонких стенок обычно принимают $\mu_0 = 0,62$), $p_{\text{атм}}$ - атмосферное давление (примем, что грунт рыхлый и давление снаружи нефтепровода равно атмосферному). Индекс «-» показывает, что данный гидродинамический параметр определяется до места утечки, а индекс «+», что после.

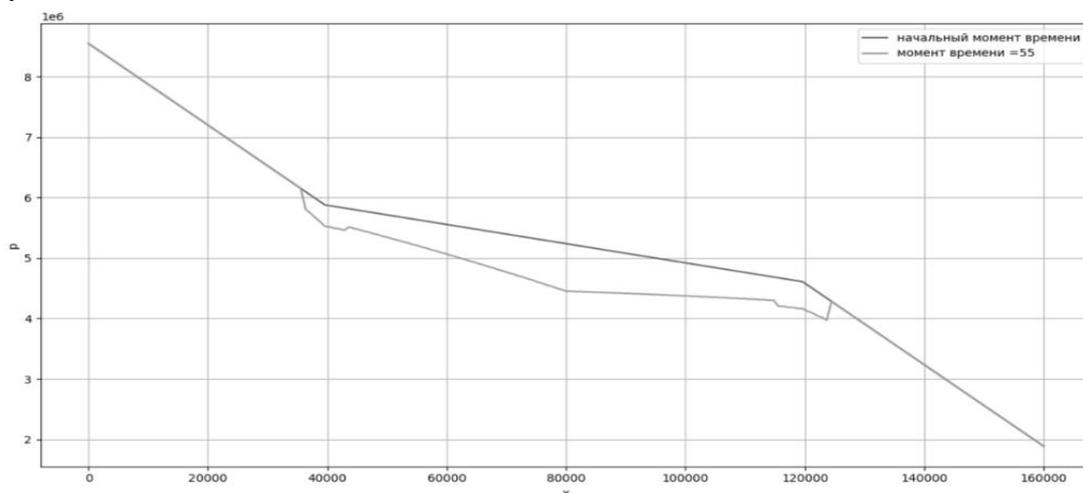


Рисунок 1 - График распределения волны давления по длине нефтепровода в реальном времени, построенный в программном комплексе

Результаты расчета моделирования распространения волны давления, произведенного с помощью ранее описанного алгоритма вычисления, удобнее всего представить в виде графика распределения давления по длине нефтепровода, который изменяется в реальном времени. На рисунке 1 представлен данный график для нефтепровода, имеющего две вставки различных диаметров и утечку нефти, находящуюся в середине участка трубопровода.

Как видно из графика, в месте утечки происходит распространение волны давления, которая идет как по течению нефти, так и против него, а в местах, где находятся вставки, происходит не только прохождение, но и отражение волны давления в обратную сторону, то есть ее распад на волну сжатия и волну разрежения. Также стоит отметить, что волна отражения имеет более высокую амплитуду по сравнению с падающей волной.

Таким образом, автором был разработан программный комплекс, позволяющий моделировать возникновение и распространение волны давления в нефтепроводе, проанализирован и исследован феномен отражения волны давления от вставок.

Библиографический список:

1. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Соценко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недра». – 2019. – 434 с.
2. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Расширение параметрических методов обнаружения утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3. – С.57-59.
3. РД 24.040.00-КТН-062-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть». – 2014. – 165 с.

УДК 622.691.4:620.197.5

Анализ факторов, оказывающих негативное влияние на параметры токораспределения в системе катодной защиты технологических трубопроводов

Беляева В.А.

Научный руководитель – Исупова Е.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В настоящее время большое значение имеет обеспечение надежной и безопасной работы промышленных площадок объектов нефтегазового комплекса и предотвращение их разрушения вследствие электрохимической коррозии.

Практика эксплуатации показывает, что эффективность защиты от коррозии осуществляется комплексным подходом с использованием защитных изоляционных покрытий и установок катодной защиты. Основным критерием электрохимической защиты (ЭХЗ) является сохранение регламентированного защитного потенциала защищаемой конструкции [1].

Согласно требованиям правил техники безопасности, электрооборудование, находящееся на территории промышленной площадки, должно иметь защитное заземление. Оно предназначено для защиты от поражения электрическим током при прикосновении обслуживающего персонала к корпусу оборудования, оказавшегося под напряжением.

В действительности, при устройстве защитного заземления оборудования и сооружений промышленной площадки, существует прямой электрический контакт между трубопроводами и контуром защитных заземлений. Данное условие затрудняет эффективную работу электрохимической защиты, из-за натекания тока катодной станции не только на защищаемые сооружения, но и на контур защитного заземления. Тем самым оказывается значительное экранирующее воздействие, что обуславливает появление незащищенных зон трубопровода.

Данная проблема приводит к сокращению времени эксплуатации подземных трубопроводов и увеличению потребления электроэнергии установками катодной защиты, что

имеет последствия увеличения затрат, связанных с разработкой дополнительных мероприятий по обеспечению требуемого уровня защиты трубопровода от коррозии.

Цель работы – выполнить анализ основных факторов, оказывающих негативное влияние на параметры токораспределения, и составить классификацию мероприятий, направленных на повышение эффективности противокоррозионной защиты технологических трубопроводов и оборудования промышленных площадок.

На параметры ЭХЗ трубопроводов в условиях экранирования катодного тока влияют следующие системы:

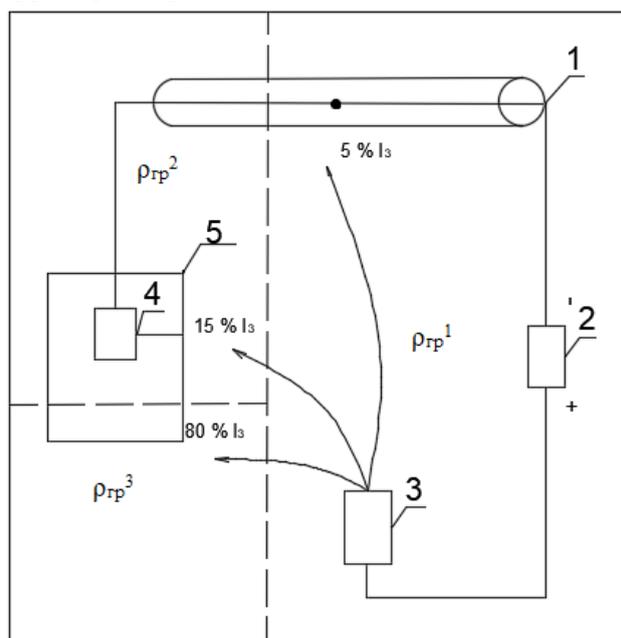
- катодной защиты;
- защитного заземления;
- грунтовые условия.

В системе катодной защиты к факторам изменения, которых влияют на параметры ЭХЗ трубопроводов в условиях экранирования катодного тока относятся тип и материал анодного заземления (АЗ), а также его расположение. Основное назначение анодных заземлений – обеспечение стекания защитного тока в грунт. Они используются в установках катодной защиты как малорастворимый элемент поверхностного анодного заземления. Анодные заземления изготавливаются из материалов, которые можно разделить на следующие группы: малорастворимые, растворимые и нерастворимые. В качестве растворимых материалов применяются сплавы, содержащие в составе железо. Преимуществами их использования являются доступность, т.к. могут применяться отходы использованных рельсов или труб, а также минимальные затраты на приобретение. Однако АЗ из растворимых материалов имеют большую скорость растворения и неэлектропроводность продуктов распада, что приводит к быстрому выходу из строя. Также еще одним недостатком является негативное влияние ионов железа на грунтовые воды, что приводит к загрязнению окружающей среды. В настоящее время использование АЗ из растворимых материалов запрещено. Нерастворимые материалы используются в качестве анодных заземлений в химической промышленности, а также при защите морских судов от коррозии. Морская вода, имеющая низкое удельное сопротивление, и высоко агрессивные среды – это оптимальная область применения таких материалов в анодном заземлении. Однако основным недостатком является высокая стоимость, поэтому применять такое анодное заземление нецелесообразно. Наилучшим вариантом для эффективной работы станции катодной защиты является анодное заземление, изготовленное из малорастворимых материалов. Для таких заземлителей соотношение «цена/срок службы» является оптимальным. Анодными материалами, относящиеся к малорастворимым, являются: ферросилид, магнетит и графитосодержащие материалы. По расположению относительно защищаемого объекта анодные заземления делятся на: поверхностные, глубинные и протяженные. Эти электроды также имеют свои технические и экономические достоинства и недостатков. Поэтому для обеспечения эффективной противокоррозионной защиты трубопроводов необходимо научно и экономически обоснованно подходить к выбору конструкции, материала и технологии изготовления анодных заземлителей.

В системе защитного заземления можно отметить следующие факторы: тип, материал и количество элементов защитного заземлителей, а также их расположение относительно анодного заземления, входящего в состав станции катодной защиты. Влияние характеристик заземляющего устройства электрических установок на функциональность ЭХЗ проявляется в снижении и смещении защитного потенциала защищаемых сооружений, которые расположены в близости от контура защитных заземлений. Также экранирующее воздействие могут оказывать металлические сваи и свайные фундаменты. Рассмотрим результаты исследований, которые приведены в работе [2]. В ходе работы был проведен эксперимент, который показал, что изменение степени экранирования катодного тока защитными заземлениями, изготовленных из меди в значительной степени смещает потенциал «труба – земля» в положительную область и приводит к несоответствию уровня защищенности трубопровода регламентированным нормативным требованиям. Также установлено, что заземляющие устройства, которые расположены в зоне между катоднозащищаемым трубопроводом и анодным заземлением, оказывают наиболее существенное влияние на изменение величины потенциала. Применение большого количества вертикальных и горизонтальных контуров защитных заземлений также

оказывает экранирующее влияние на систему ЭХЗ. Как показывает практика, защитные заземления электрооборудования могут конструктивно включаться в схему активной защиты, что негативно влияет на защиту подземных трубопроводов. Для устранения электрических контактов трубопроводов и оборудования и смежных систем необходимо использовать устройства гальванической развязки (электроизолирующие вставки, поляризационные ячейки, заменитель поляризационной ячейки, полупроводниковое устройство). Выбор определяющего фактора, оценка которого позволила бы судить о степени негативного влияния контуров защитных заземлений на ЭХЗ, должен производиться с учетом конкретных условий взаимовлияния систем ЭХЗ и защитных заземлений в условиях промышленной площадки.

В системе грунтовых условий при проектировании и вводе в эксплуатацию систем ЭХЗ зачастую не учитывается влияние неоднородности грунтовых характеристик на распределение электрических токов в грунте на территории промышленной площадки. Математические модели токораспределения в грунте опираются на допущение, используя усредненное постоянное значение удельной электропроводности грунта, не вполне отражающее реальные характеристики грунта, в который уложен трубопровод. При проведении оценки токораспределения имеет большое значение неоднородность характеристик по глубине грунта. Часто бывает, когда под тонким (15 - 35 см) слоем высоко проводящего грунта с удельным сопротивлением ниже 100 Ом·м находится несколько метров толстого скального слоя, где удельное сопротивление выше 100 Ом·м, также не менее вероятно, когда, за счет подземного водного потока на глубине в десятки метров под слоем сухого песка. Если защищаемый трубопровод электрически связан с оборудованием, которое подлежит заземлению, часто возникает опасность натекания большей части защитного тока на контур или элементы заземления. Учитывая, что на территории промышленной площадки грунты различаются по своим характеристикам, в частности из-за мероприятий по обработке грунта вокруг защитного заземления с целью повышения эффективности их работы, то до 80-90% катодного тока натекает на это защитное заземление (Рисунок 1). Это приводит к существенному уменьшению потенциала труба-земля, что приводит к ускоренному износу анодного заземления, тем самым к возникновению коррозионных повреждений трубопровода. Для повышения эффективности ЭХЗ подземных трубопроводов необходимо усовершенствование принципов проектирования средств противокоррозионной защиты с учетом токораспределения в неоднородном грунте на территории промышленных площадок.



1 – катодозащищаемый трубопровод; 2 – установка катодной защиты; 3 – анодное заземление;
4 – электроустановка; 5 – контур защитного заземления

Рисунок 1 – Схема токораспределения при электрическом контакте трубопровода и контура заземления

На основе анализа различных источников и результатов экспериментов была составлена классификация методов, направленных на повышение противокоррозионной защиты подземных трубопроводов промышленных площадок (таблица 1).

Таблица 1 – Классификация методов, направленных на повышение эффективности ЭХЗ подземных трубопроводов.

Мероприятия	Стадия реализации	Достоинства	Недостатки
Методы изменения грунтовых характеристик	Строительство	Придание грунтам свойств, повышающих надежность; снижение коррозионную активность среды;	Необходимость повторения проведения мероприятий; в действующей нормативной документации не приведены методики оценки параметров токораспределения, изменяющиеся в зависимости от метода обработки грунта
Методы разъединения электрической цепи «катодозащищаемое сооружение-защитное заземление»	Строительство/реконструкция	Применение устройств позволяет секционировать общий контур, сохраняя при этом его целостность для прохождения переменного тока и тока атмосферных перенапряжений; применение данных устройств позволяет полностью исключить натекание тока катодной защиты на контур защитного заземления	Использование устройств не предусмотрено нормами ПУЭ; необходимость в постоянном техническом контроле
Методы варьирование координат расположения анодных заземлителей, защитных заземлителей, катодозащищаемых сооружений	Строительство	Снижение экранирующего влияния защитных заземлителей	Возможен только на стадии проектирования и сооружения; несовершенство методик расчета
Применение модульной структуры катодной станции с адаптивным изменением количества модулей	Строительство/реконструкция	Повышение резерва мощности и силы тока катодной станции в зависимости от влияния внешних воздействий на защищаемый объект	Повышение первоначальных капитальных вложений
Применение протяженных анодных заземлителей	Строительство	Более равномерное распределение защитного потенциала на защищаемом объекте, большой срок эксплуатации	Сложность осуществления работ по замене поврежденного участка
Применение защитных заземлений из оцинкованной стали	Строительство	Снижение экранирующего влияния по потенциалу трубопровода, увеличение ресурса эксплуатации	Применение сплавов, что вызывает недостаточное смещение потенциала для эффективной защиты трубопроводов

Выводы:

1. Выявлены основные факторы в системах катодной защиты и защитного заземления, оказывающие влияние на параметры токораспределения в системе электрохимической защиты подземных участков трубопроводов.

2. На основании проведенного обзора и анализа технической литературы и нормативной документации разработана классификация, которая позволяет систематизировать основные направления повышения эффективности в условиях промышленных площадок.

3. Для повышения эффективности работы электрохимической защиты подземных трубопроводов на территории промышленных площадок необходим комплексный подход с внедрением технических решений, актуализации нормативной документации, плановой реконструкцией существующих объектов.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200001879> (дата обращения: 10.02.2021).

2. Исупова Е. В. Повышение эффективности защиты от коррозии подземных нефтегазопроводов на территории промышленных площадок: дис. канд. техн. наук : 25.00.19 / Екатерина Владимировна Исупова. – Ухта, 2018. – 166 с.

3. Яворская Е. Е. Влияние методов технической мелиорации грунтов промышленных площадок на параметры токораспределения в условиях экранирования катодного тока / Е. Е. Яворская // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2020. - №1 (292). – С. 45-53.

УДК 622.692.2:551.345

Геотехнический мониторинг в районе распространения многолетнемерзлых пород

Бобкова В.Н.

Научный руководитель – Третьякова М.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Площадные объекты газовой и нефтяной промышленности – это сложные и многопрофильные комплексы инженерных сооружений, которые вмещают в себя обилие строительных конструкций и производственных процессов, требующие усиленного контроля и мониторинга. Безопасная работа данных сооружений является главной задачей эксплуатирующего предприятия.

Одной из причин возникновения аварийных ситуаций и отказов, приводящих к снижению механической безопасности объектов, является наличие сложных природных условий строительства, характеризующиеся:

- сплошное распространение ММП с неравномерно заглубленной кровлей;
- естественная заболоченность и подтопляемость территорий;
- неравномерно дренированные участки;
- большие объемы снегопереноса;
- наличие специфических грунтов;
- влияние опасных природных процессов и явлений, характеризующихся как регулярным (заболочивание территорий вследствие изменения теплового и влажностного режима грунтов под воздействием естественных природных факторов, пучение грунтов), так и временным характером воздействия (землетрясения, наводнения, ураганы и т.д.);
- сейсмическая активность (5 баллов).

Многолетнемерзлые грунты широко распространены на территории нашей страны. Именно в этих районах сконцентрированы основные запасы углеводородного сырья, которые требуют изучения и разработки, а впоследствии его транспортировки на тысячи километров на нужды потребителю. Для создания транспортной магистрали, которая бесперебойно бы

осуществляла перекачу газа и нефти на длительные расстояния, необходимо строительство головных и промежуточных площадных объектов, которые выполняют ряд функций для поддержания поставленной задачи. Возведение различных зданий и крупных площадных объектов на таких грунтах имеет ряд особенностей, без учета которых за короткие сроки могут возникнуть недопустимые деформации, приводящие к разрушению сооружения.

Данные грунты обладают достаточно высокой прочностью при отрицательных температурах, но при возведении на них зданий с положительной температурой внутри, тепло начинает выделяться и поступать в массив грунтов, протаивая и превращая их в разжиженную массу. При оттаивании этих грунтов их несущая способность резко уменьшается и они дают значительную просадку. Вследствие неравномерных осадок фундаментов появляются трещины, приводящие к постепенному разрушению сооружения. Еще одной основной причиной деформации зданий, возводимых на мерзлых грунтах, является пучение грунтов при их промерзании, в результате которого может произойти выпучивание фундамента здания.

В течение всего этапа строительства запланированного объекта, а также в начальный период эксплуатации необходимо проводить на постоянной основе геотехнический мониторинг – комплекс работ, основанный на натуральных наблюдениях за поведением конструкций вновь возводимого или реконструируемого сооружения, его основания, в том числе грунтового массива, окружающего (вмещающего) сооружение, и конструкций сооружений окружающей застройки. [1]

Задачи геотехнического мониторинга представлены на рисунке 1.

Для осуществления комплексного мониторинга инженерно-технического состояния зданий и инженерных сооружений, входящих в состав площадных объектов, расположенных на территориях многолетнемерзлых грунтов, в составе сети ГТМ предусматривается несколько групп узкоспециализированных взаимосвязанных подсистем:

- группа мониторинга природных компонентов окружающей среды;
- группа мониторинга строительных конструкций зданий и инженерных сооружений, деформаций насыпей;
- группа визуального контроля за зданиями и сооружениями.

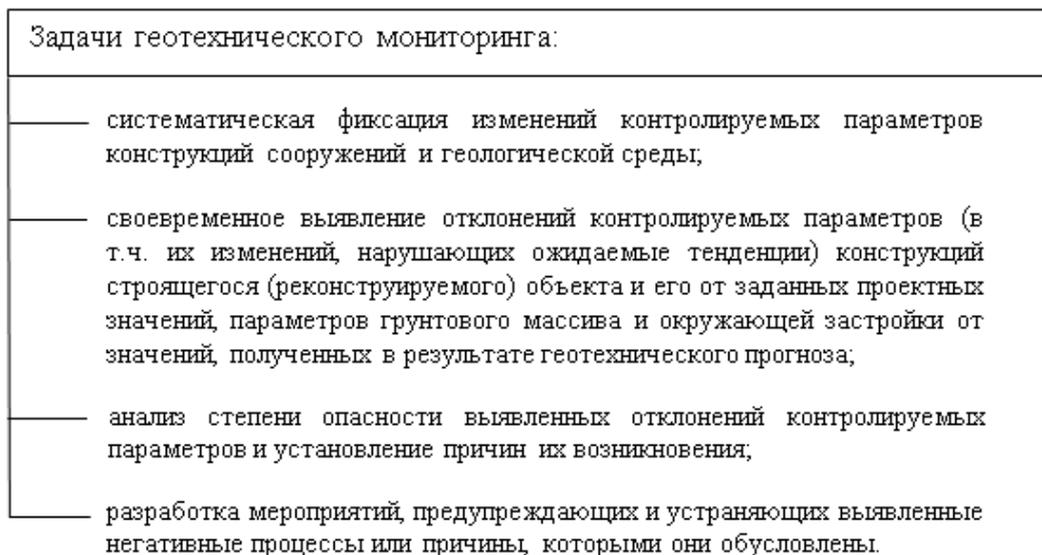


Рисунок 1 – Задачи геотехнического мониторинга

В период строительства периодичность проведения замеров сети ГТМ принимается согласно требованиям таблицы М.2 СП 25.13330.2012. [2]

Огромную роль ГТМ играет в период эксплуатации самого предприятия. Обнаруженные дефекты (в основном просадки и вспучивание грунта) связаны с большим непредвиденным воздействием внешних и внутренних нагрузок или резкими грунтовыми изменениями вследствие оказания теплового эффекта от построенного предприятия. Очень важно периодически проводить обследования отдельных точечных или протяженных объектов, расположенных на территории НПС или КС, и впоследствии анализировать всю ситуацию в целом.

На стадии эксплуатации состав, объем и режим выполнения работ в рамках геотехнического мониторинга должны обеспечивать полноту информации, позволяющую постоянно осуществлять комплексную диагностику ГТС, своевременно выявлять отклонения от проектов, строительных норм и правил, которые могут повлечь за собой снижение эксплуатационной надежности объектов, аварийные ситуации и нанести ущерб окружающей среде.

В рамках инженерно-технического мониторинга проводятся следующие работы:

- визуальные осмотры, фото - и видеодокументирование;
- опрос сети деформационных и геодезических марок на зданиях, сооружениях и продуктопроводах;

- опрос сети грунтовых марок;
- опрос термометрических и гидрогеологических скважин;
- проводятся визуальные осмотры надземных частей систем термостабилизации грунтов и др.

На основании всех перечисленных параметров осуществляется интерпретация данных с помощью прогнозного имитационного моделирования.

Прогнозное имитационное моделирование включает:

- моделирование, позволяющее оценить фактическое состояние ГТС с учетом оценки его соответствия требованиям механической безопасности;
- моделирование с учетом установленных отклонений на предмет обоснования;
- моделирование с учетом разработанных ТУР;
- моделирование аварийной расчетной ситуации, имеющей малую вероятность возникновения и небольшую продолжительность, но являющаяся важной с точки зрения последствий достижения предельных состояний, которые могут возникнуть при этой ситуации.

Расчетные модели строительных конструкций и основания должны отражать действительные условия работы здания или сооружения.

При этом должны быть учтены:

- факторы, определяющие напряженно-деформированное состояние;
- факторы, определяющие температурно-прочностное состояние грунтов оснований зданий и инженерных сооружений;
- особенности взаимодействия элементов строительных конструкций между собой и с основанием;
- пространственная работа строительных конструкций;
- геометрическая и физическая нелинейность;
- пластические и реологические свойства материалов и грунтов;
- возможность образования трещин;
- возможные отклонения геометрических параметров от их номинальных значений.

Обработка данных геодезических наблюдений должна включать вычисление деформаций по каждой марке. Для анализа изменения высотного положения нивелировочных марок также выполняется построение графиков изменения их абсолютных отметок во времени, динамики высотных профилей зданий и сооружений вдоль строительных осей, построение поверхностей осадок сооружений в относительных отметках.

При проявлении негативных деструктивных процессов, количество опросов адекватно увеличивается. При обнаружении явно выраженных деформаций, либо их следствий по данным визуальных обследований или одного из вида инструментальных наблюдений является основанием для расширения комплекса исследований и увеличения количества опросов.

При обнаружении проявлений опасных деструктивных процессов, а также в случае существенных отклонений температурного режима грунтов от проектного (нормативного) состояния и (или) регистрации деформаций, превышающих предельно-допустимые значения, организация, выполняющая геотехнический мониторинг, оперативно направляет информацию о происходящих деформациях в эксплуатирующую организацию, которая впоследствии разрабатывает технические управляющие решения (ТУР) по стабилизации теплового режима грунтов оснований.

При расчетах и оценке напряженно-деформированного состояния внутриплощадочных трубопроводных систем, а также их теплового взаимодействия с окружающей средой (в том числе ММГ оснований) можно руководствоваться:

- СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*;
- СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*;
- Р 609-86 «Рекомендации по прогнозированию динамики теплового и механического взаимодействия трубопроводов с промерзающими и оттаивающими грунтами»;
- Р 486-83 «Руководство по прогнозированию теплового взаимодействия трубопроводов с окружающей средой».

Рассмотрим принципиальные решения по геотехническому мониторингу на примере резервуара РВСП-30000 на территории НПС, расположенной в Ямало-Ненецком автономном округе.

Для резервуара РВСП-30000 геотехнический мониторинг включает наблюдения за температурным режимом грунтов основания, деформациями основания и фундаментов и состоит из:

- трех термометрических скважин ТС (ТС1, ..., ТС3);
- тринадцати деформационных марок ДМ (ДМ1, ..., ДМ13).

Деформационные марки крепятся сваркой к траверсам в местах, доступных для проведения геодезических измерений. После устройства деформационных марок им присваивается порядковый номер, который наносится на надземные несущие конструкции рядом с местом крепления деформационных марок. Номера марок заносятся в эксплуатационный журнал.

Термометрические скважины предназначены для контроля температурного режима грунтов оснований и опор трубопроводов РВСП-30000 и состоит из самой термометрической скважины и термокосы ТК.

Схема расположения устройств ГТМ резервуара представлена на рисунке 2.

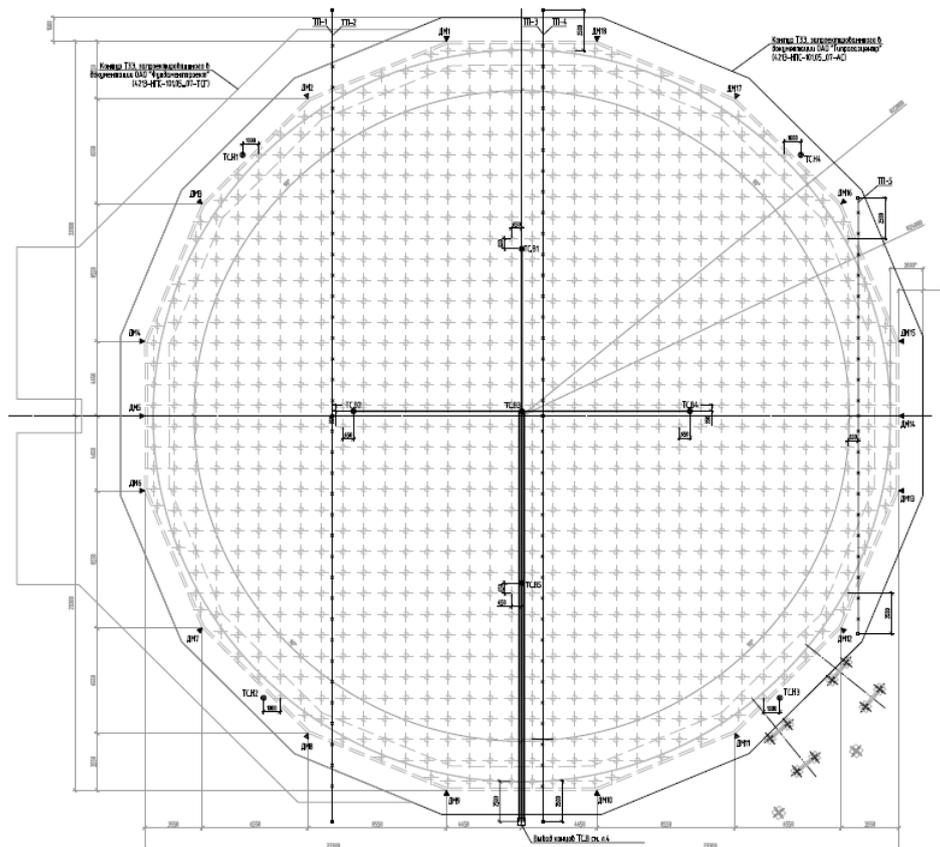


Рисунок 2 – Схема расположения деформационных марок ДМ и термометрических скважин ТС (на один резервуар)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед. к.г.	Примечание
ДМ1..ДМ18	4213-НПС-101.05..07-ГТМ, л.3	Деформационная марка ДМ	18	5,80	▼
ТС.В1..ТС.В5	4213-НПС-101.05..07-ГТМ, л.4	Термометрическая скважина ТС.В	5	45,03	⊙
ТС.Н1..ТС.Н4	4213-НПС-101.05..07-ГТМ, л.4	Термометрическая скважина ТС.Н	4	92,45	⊗

Рисунок 2 (Продолжение) – Схема расположения деформационных марок ДМ и термометрических скважин ТС (на один резервуар)

На основании анализа имеющейся нормативно-технической документации составлен алгоритм проведения геотехнического мониторинга РВСП-30000 на этапе эксплуатации, который представлен на рисунке 3.

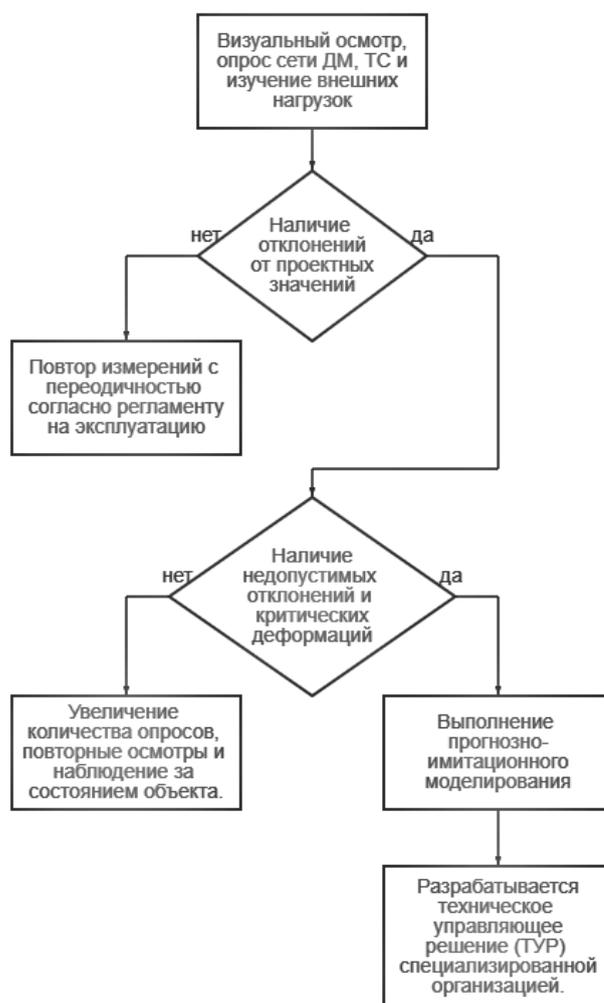


Рисунок 3 – Блох-схема алгоритма проведения ГТМ

Таким образом ГТМ является важной и неотъемлемой частью сооружения (реконструкции) на этапе строительства и эксплуатации в настоящее время. С его помощью можно своевременно выявлять отклонения контролируемых параметров конструкций строящегося (реконструируемого) объекта, а также избегать серьезных повреждений производственных объектов в процессе эксплуатации. Немаловажным является этап обработки результатов геотехнического мониторинга и необходимость разработки методики прогнозирования поведения строительных конструкций и сооружений при выявлении отклонений показателей от проектных значений, которая позволит эксплуатирующим организациям своевременно применять предупреждающие мероприятия и планировать ремонт.

Библиографический список:

1. Алексеев, А. Г. Геотехнический мониторинг на многолетнемерзлых грунтах: учебное пособие / Алексеев А. Г. - Москва : АСВ, 2019. - 112 с.
2. СП 25.13330.2012 "Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах".
3. Грязнова, Е. М. Геотехнический мониторинг в строительстве : учебное пособие / Е. М. Грязнова, А. Н. Гаврилов, Д. Ю. Чунюк, К. С. Борч - Москва : Издательство МИСИ - МГСУ, 2017. - 82 с.

УДК 622.691.4.053

Повышение надежности сварных соединений магистральных газопроводов

Вафин Т.И.

Научный руководитель – Рафиков С.К.

ФГБОУ ВО Уфимский государственный авиационный технический университет г. Уфа

Основной миссией ПАО «Газпром» является бесперебойная поставка газа потребителю, поэтому настоящая исследовательская работа, направленная на повышение уровня безаварийной эксплуатации газотранспортной системой, имеет актуальность.

Надежность магистральных газопроводов во многом зависит от фактического напряженно-деформированного состояния, степени поврежденности и длительности эксплуатации трубопровода. На территории Республики Башкортостан периодически проводятся ремонтные работы. Например, в 2018 году на магистральном газопроводе «Уренгой-Петровск» на участке Полянского ЛПУМГ проводился капитальный ремонт по замене отработанных труб на новые. Однако значительная протяженность как данного газопровода, так и других газопроводов, проложенных в одном техническом коридоре, характеризуется сроком эксплуатации в среднем от 30 лет и более. Данные внутритрубной диагностики с некоторых участков магистрального газопровода «Уренгой-Петровск» позволяют сделать вывод, что несмотря на проводимые ремонтные работы, сохраняется определенный уровень дефектности.

В процессе длительной эксплуатации газопровода происходит старение металла трубы и образование трещиноподобных дефектов. Под воздействием напряженного состояния, вызванного в первую очередь внутренним давлением, наблюдается коррозионное растрескивание под напряжением. Помимо дефектов, возникающих в процессе эксплуатации, имеется ряд других нетрещиноподобных дефектов, например, отклонение геометрических параметров сварного стыка на этапе сборки и центровки. С учетом особенностей данного региона магистральный газопровод «Уренгой-Петровск» проложен на участках с геодинамическими зонами, которые с определенной периодичностью смещаются друг относительно друга. Так как потеря устойчивости трубопровода приводит к образованию дополнительных нагрузок, то данная особенность региона может привести к повышению напряженно-деформируемого состояния в стенке газопровода особенно на дефектных участках с концентрацией напряжений.

Безаварийная эксплуатация газотранспортной системы обеспечивается своевременным планированием и выполнением ремонтных работ. Поскольку объемы финансирования на проведение капитальных ремонтных работ не повышаются, а иногда и сокращаются, возникает необходимость в таком исследовании, которое покажет в процессе эксплуатации газопровода изменение степени опасности одиночных допустимых дефектов или их комбинаций друг с другом. В первую очередь стоит уделять особое внимание комбинированным дефектам, образованным из двух или более дефектов различного типа. Поэтому для эффективного планирования проведения капитального ремонта газопроводов необходимо совершенствовать существующие методики расчета остаточного ресурса.

Целью данной работы является исследование совместного влияния двух нетрещиноподобных дефектов сварных соединений на надежность газопровода. Для решения поставленной цели был проведен литературный обзор, который показал недостаток существующей

методики оценки остаточного ресурса газопровода по малоцикловой долговечности.

Метод малоцикловой долговечности основывается на циклическом статическом нагружении металла труб. Рабочее давление в трубопроводе изменяется по ряду причин цикличности, но давление остается статическим по характеру, так как время изменения может длиться от нескольких секунд до минут, часов и суток. Инерционные воздействия при таких незначительных периодах циклического нагружения исключаются, поэтому данными малыми воздействиями можно пренебречь и считать, что стенка трубы работает на повторное статическое воздействие давления и температуры. Такие изменения нагрузок будем называть статическими циклическими нагружениями.

Данный метод применяется, пока число циклов не превышает значение, равное единице на десять в пятой степени. Число циклов зависит от уровня амплитудных значений, от которых зависят упругопластические деформации в окрестностях зарождения трещины в структуре или по поверхности металла, от вида структуры, прочностных характеристик стали, формы режимов нагружения. Этот метод применяют к конструкциям, у которых отсутствуют трещины.

В процессе сооружения и эксплуатации газопроводов образуются различные дефекты. Для описания их влияния на надежность используют специальные коэффициенты: коэффициенты концентрации напряжений, либо коэффициенты интенсивности напряжений. В методике малоцикловой долговечности для описания нетрещиноподобных дефектов используются коэффициенты концентрации напряжений для определения реальных напряжений в сечении с дефектом. Поскольку данная методика не позволяет количественно описать коэффициенты концентрации напряжений для таких внутренних дефектов сварных соединений, как шлаковое включение или сферические поры, были проведены испытания на образце сварного соединения, полученного с действующего магистрального газопровода «Уренгой-Петровск» 1420×15,7 мм [1]. Геометрические размеры исследуемого образца были получены визуально-измерительным контролем с использованием необходимых инструментов. Основные размеры сварного образца 420×235×15 мм. При этом были обнаружены такие дефекты, как подрез и негрубая чешуйчатость сварного шва. С помощью рентгено-флуоресцентного спектрометра Olympus Innov x Delta Premium проводился химический анализ стали в четырех зачищенных зонах: основной металл, зона термического влияния как слева, так и справа от сварного шва. Для определения внутренних дефектов типа шлаковое включение и сферические поры использовался гамма-дефектоскоп с последующим изучением рентген-снимка на негатоскопе. После детального изучения образца сварного соединения были изготовлены 14 плоских образцов с размерами 420×8×15 мм с сохранением облицовочного валика сварного шва с последующим растяжением на сервогидравлической испытательной машине Instron 8801 с нагрузочной способностью до 100 кН. В одном из образцов был расположен дефект шлаковое включение, поэтому авторами данной статьи было сделано предположение, что коэффициент концентрации напряжения для данного дефекта будет равен обратной величине отношения фактического предела прочности к нормативному значению. В результате анализа экспериментальных данных с учетом исполнительной документации, полученной от подрядной строительной-монтажной организации, был сделан вывод о том, что марка стали исследуемой трубы 10Г2ФБ. Опыт отечественной промышленности показывает, что трубы размером 1420 × 15,7 мм данной марки стали изготавливались с пределом прочности равным 600 МПа [2], а средняя величина предела прочности плоских образцов после растяжения составила 603,46 МПа. Таким образом, предлагаемый коэффициент концентрации напряжений для шлакового включения с выявленными размерами равен 1,055.

На основе ряда экспериментов получен массив данных, который позволил количественно описать значение коэффициента концентрации напряжений для внутреннего дефекта сварного шва шлаковое включение. С учетом полученного эмпирического коэффициента концентрации напряжений выполнен расчет остаточного ресурса магистрального газопровода «Уренгой-Петровск» по методике малоцикловой долговечности. Следующим этапом работы было создание численной модели в программном комплексе ANSYS Workbench Mechanical: Transient Thermal и Static Structural. В данной модели учитываются остаточные напряжения, вызванные сварочным процессом изготовления газопровода, благодаря специальному макросу – АСТ-расширению ANSYS Welding. Сварка моделировалась с использованием дополнительного модуля Welding

Distortion при температуре 3500 °С, время сварки 40 секунд, время остывания 30 секунд, диаметр 1420 мм, толщина стенки 15 мм с дефектом типа шлаковое включение. Внутреннее давление 7,35 МПа, перемещение торцов вдоль оси трубы ограничены. Расчет малоциклового долговечности выполнялся в инструменте Fatigue Tool для мягкого режима нагружения. Ключевой особенностью создания дефекта шлаковое включение является определение механических характеристик. Шлаковый дефект по своим свойствам визуально напоминает такой материал, как стекло, поэтому величины плотности, модуля упругости и других параметров подбирались в близких значениях, соответствующих для стекла. В результате была получена сходимость расчета, выполненного в программном комплексе ANSYS, с результатами расчета газопровода по методике малоциклового долговечности с уравнением Коффина-Менсона. Затем с использованием полученной модели проводились численные эксперименты. На этапе создании геометрии секции трубопровода со сварным швом предлагается равномерно увеличивать поперечное смещение труб от 0 до 2,5 мм с целью изучения влияния комбинированного нетрещиноподобного дефекта. При анализе полученных результатов увеличилась разница между двумя способами определения долговечности. Эта разница объясняется тем, что в модели сварного соединения газопровода учитывалось термическое воздействие, вызванное нагревом от сварки.

В разделе механики твердого тела существуют задачи, в которых необходимо учитывать нелинейность поведения материала. Выделяют три типа нелинейности: геометрическая, физическая, контактная [3]. В нашей задаче присутствует физическая нелинейность, которая обосновывается изменением жесткости конструкции при сварке. Программный комплекс ANSYS позволяет задавать модель нелинейного материала с соответствующим эффектом упрочнения: кинематический или изотропный. В нашей задаче использовался эффект кинематического упрочнения стали, поскольку наблюдается наибольшая сходимость и данный эффект обычно используется при циклических нагрузках с переменным знаком и небольшими деформациям, а изотропное упрочнение – для постоянно действующих нагрузок без перемены знака. Таким образом, при постановке задачи определено поведение материала – нелинейное, тип деформации – неупругая, скорость деформации не влияет, а закон поведения материала – кинематически упрочняющийся.

В заключении сформируем полученные выводы по данной работе:

1. Анализ существующих методик, направленных на обеспечение бесперебойной работы газопровода, показал, что существующая методика оценки остаточного ресурса газопровода по малоциклового долговечности не позволяет количественно описать такие внутренние дефекты сварного соединения, как шлаковое включение, сферические поры. Также необходимо отметить, что на сегодняшний день слабо развиты методики, позволяющие достоверно проводить оценку технического состояния трубопроводов с комбинацией дефектов различного типа.

2. На основе ряда экспериментов получен массив данных [1], который позволил эмпирически определить значение коэффициента концентрации напряжений для внутреннего дефекта сварного шва шлаковое включение.

3. По результатам анализа экспериментальных данных и исполнительной документации по магистральному газопроводу «Уренгой-Петровск» участок 1815-1844 км определена марка стали 10Г2ФБ.

4. Для эффективного планирования проведения капитального ремонта рекомендуется использовать полученные результаты, представленные в настоящей статье, на тех участках газопроводов, где имеют место данные дефекты.

Библиографический список:

1. Вафин Т.И., Рафиков С.К., Шарнина Г.С. Оценка опасности нетрещиноподобных дефектов сварных соединений трубопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 3. С. 82-86.
2. Анучкин М.П., Горицкий В.Н., Мирошниченко Б.И. Трубы для магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1986, 231 с.
3. Малинин Н.Н. Прикладная теория пластичности и ползучести. Учебник для студентов вузов. – М., «Машиностроение». – 1975. – 400 с.

УДК 621.791.725:622.692.4.07

Технология гибридной лазерной сварки с ультразвуковым воздействием на сварочную ванну

Ежов Е.В.

Научный руководитель – Семиткина Е.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В настоящее время существуют достаточно надёжные и отработанные технологии соединения неповоротных стыков трубопроводов дугowymi методами сварки. Однако, эти технологии связаны с введением большого количества тепла и высокой погонной энергией, что приводит к перегреву металла в зоне термического влияния. Швы имеют большой объём наплавленного металла, который по составу может отличаться от основного.

Необходимость выполнения большого количества проходов для заполнения разделки снижает производительность. Требуется достаточно большой размер разделки и значительное количество проволоки для её заполнения, что увеличивает расходы на материалы.

Указанные трудности могут быть преодолены при использовании для сварки лазерных источников энергии. Применение лазерного излучения для орбитальной сварки магистральных трубопроводов позволяет увеличить производительность, получать более благоприятные структуры, как в шве, так и в переходной зоне, обеспечивать высокий уровень механических свойств и плотности швов. Температурно-деформационные условия в зоне сварного соединения способствуют снижению вероятности образования горячих и холодных трещин [1].

Гибридная лазерно-дуговая сварка является современным и эффективным способом соединения металлических материалов, в том числе сталей различных классов. Особенность процесса лазерной сварки заключается в чрезвычайно высоких скоростях нагрева и охлаждения, которые достигаются в узкой зоне локального взаимодействия лазерного луча с металлом. Эти условия способствуют специфическим фазовым и структурным превращениям при затвердевании расплавленного металла в зоне сварки. Так, при лазерной сварке конструкционных сталей резкое изменение условий нагрева до температур расплавления и последующего быстрого охлаждения приводит к образованию в структуре шва хрупких игольчатых структур, известных как структура Видманштеттена, представленная на рисунке 1. У стали с такой структурой снижаются прочностные свойства и пластичность, что является одной из основных причин, сдерживающих широкое внедрение лазерной технологии сварки в ведущих отраслях промышленности.

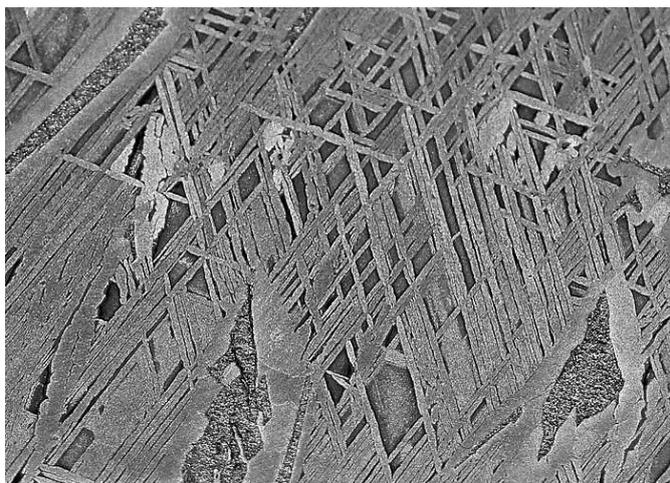


Рисунок 1 – Структура Видманштеттена

Решение этой задачи заключается в управлении процессами кристаллизации в сварочной ванне, для этого используются такие методы внешней обработки, которые позволяют предотвратить снижение прочности сварного соединения за счет подавления роста ферритовых пластин Видманштеттена.

Одним из примеров такого решения является способ ультразвуковой обработки. Проведенные исследования показывают, что зернистая структура затвердевшего металла в отливках, сварочных ваннах и паяных соединениях улучшается под действием высокочастотных колебаний, а общий уровень остаточных напряжений снижается [2].

На рисунке 2 представлены фотографии микроструктуры металла сварного шва, выполненного без ультразвуковой обработки и с ультразвуковой обработкой сварочной ванны.

Положительное влияние ультразвука повышает однородность затвердевания жидкой фазы. Прямым результатом ультразвуковой обработки является генерация сильных ударных волн в расплавленном металле вблизи фронта кристаллизации за счет специфических кавитационных эффектов, являющихся одной из причин разрушения (диспергирования) растущих кристаллов, т.е. под действием колебаний высокой частоты отмечается измельчение элементов дендритной структуры, уменьшение остаточных напряжений. Ультразвук локально вызывает неоднородность расплава металла и тем самым изменяет условия перехода из жидкого состояния в твердое, то есть влияет на параметры кристаллизации [2].

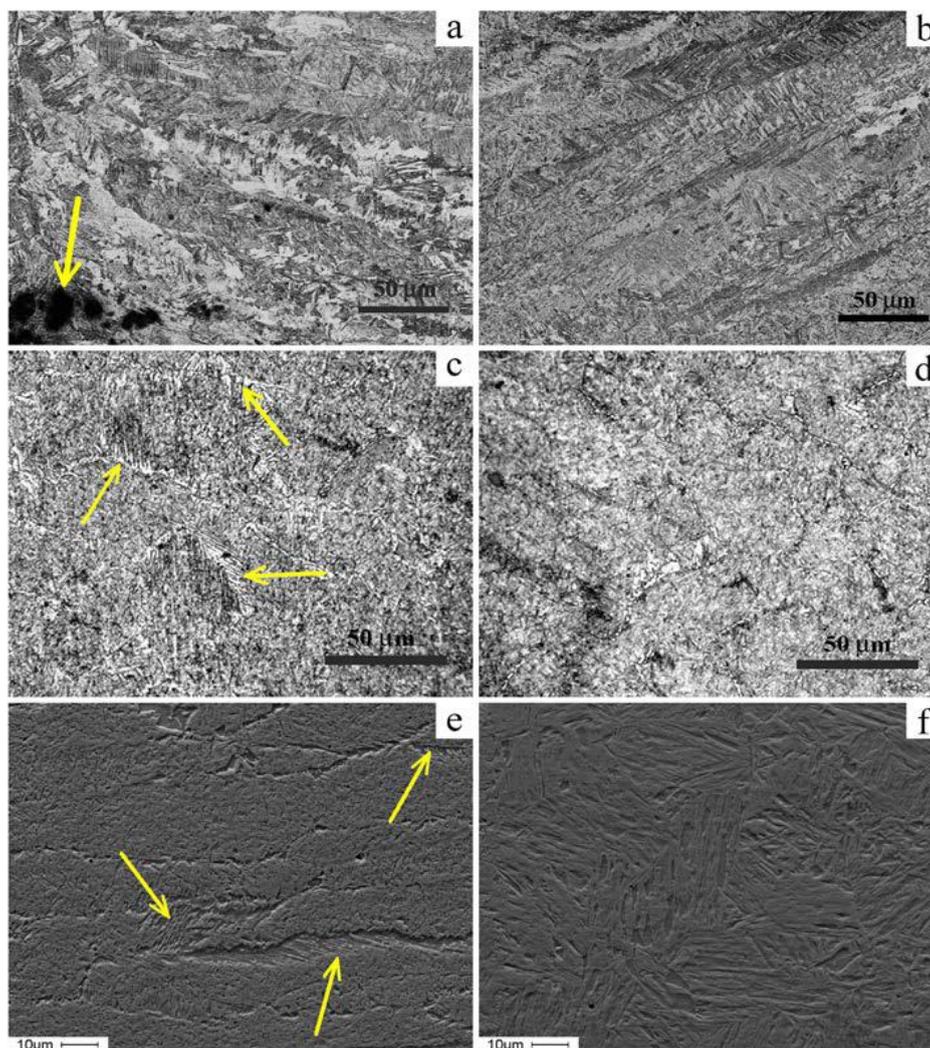


Рисунок 2 – Микроструктура металла сварного шва (a, b) и зоны термического воздействия (c-f): А, С, Е – без ультразвуковой обработки; В, D, F – с ультразвуковой обработкой

Суть метода заключается в наложении ультразвукового воздействия на свариваемые детали в процессе гибридной лазерно-дуговой сварки, что обеспечивает значительные изменения в морфологии микроструктуры всех участков сварного соединения.

В состав блока ультразвукового воздействия входит генератор, продуцирующий и передающий ультразвуковые колебания на магнитострикционный преобразователь, который помещен в корпус с жидкостным охлаждением и соединен с волноводом. Волновод устанавливается и фиксируется на заготовке материала для передачи ультразвуковых колебаний [2].

Для осуществления технологии гибридной лазерно-дуговой сварки с ультразвуковым воздействием на сварочную ванну разработано устройство патента №2704874, представленное на рисунках 3, 4.

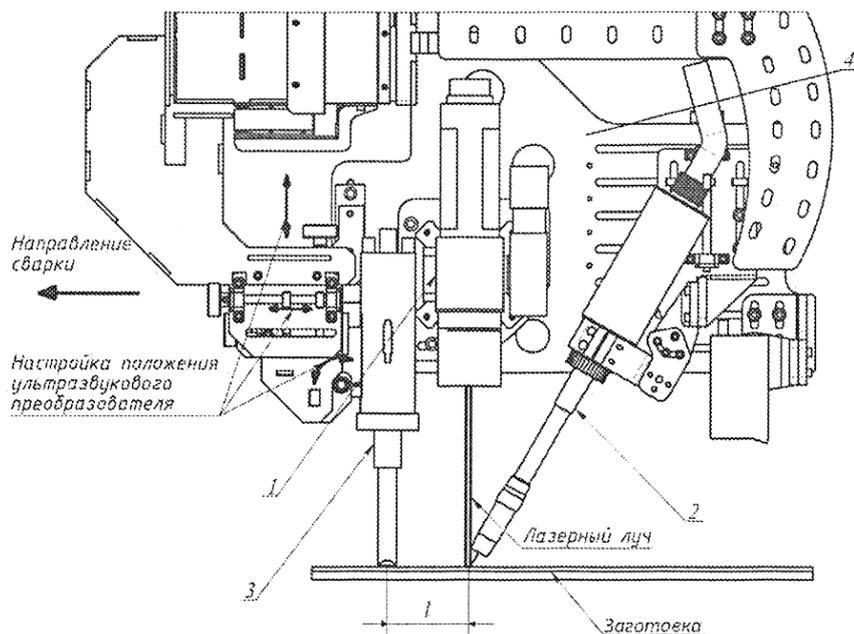


Рисунок 3 – Схема устройства крепления УЗ-инструмента к оборудованию гибридной лазерной сварки вид сбоку

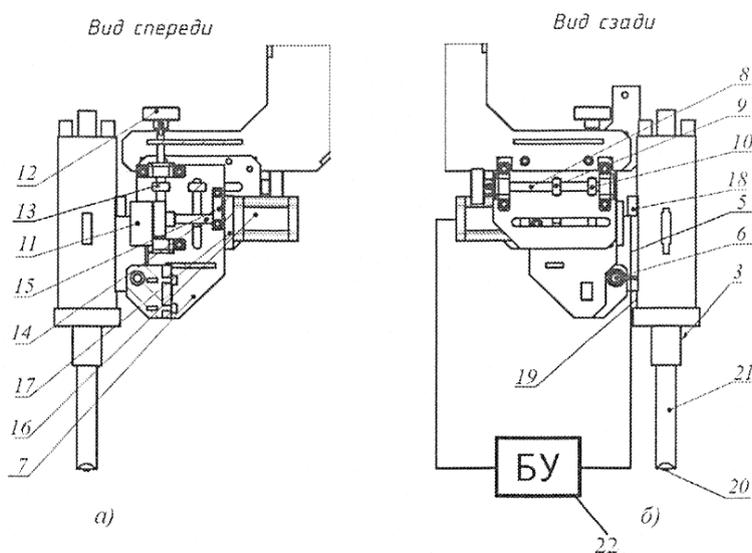


Рисунок 4 – Схема устройства крепления УЗ-инструмента к оборудованию гибридной лазерной сварки вид спереди и вид сзади

Устройство патента №2704874 работает следующим образом.

Первоначальное горизонтальное положение УЗ-инструмента 3, задается посредством ходовой винтовой передачи 8 с держателями 9, 10, закрепленными на ползуне 7, т.е. задается расстояние L (рисунок 3) от точки приложения ультразвуковых колебаний до сварочной ванны. При вращении винта передачи 8, его держатели 9, 10 совершают поступательное движение в горизонтальном направлении совместно с ползуном 7 и УЗ-инструментом 3.

Вертикальное перемещение УЗ-инструмента 3, при помощи ходовой винтовой передачи 12, обеспечивает первоначальное усилие прижима твердосплавного индентора 20, закрепленного на сонотроде 21, с поверхностью свариваемых заготовок. При вращении винта передачи 12 обеспечивается поступательное движение ползуна 7, которое преобразуется в вертикальное перемещение УЗ-инструмента 3.

Адаптивный механизм прижима УЗ-инструмента 3 в процессе сварки основан на регистрации отклонений его положения в горизонтальном направлении относительно каретки 4 (вокруг оси вращения 6) пьезокерамическим датчиком 18.

Далее, после регистрации отклонения от оптимального положения УЗ-инструмента 3 и обработки сигнала в блоке электронного управления 22 посылает соответствующую команду на шаговый двигатель 16, который производит вращение винта 14. Винт 14 совершает поступательное движение в направлении упора 11, в результате которого через пружину упора обеспечивается усилие давления на крепление (верхняя часть кронштейна) УЗ – инструмента. Усилие обеспечивает вращение УЗ-инструмента относительно оси вращения таким образом, чтобы при контакте наконечника УЗ – инструмента с поверхностью заготовки возникало требуемое усилие давления на материал, обеспечивая непрерывный контакт и регулировку прижима УЗ-инструмента в режиме реального времени [3].

Непосредственным результатом ультразвукового воздействия следует считать устранение видманштеттеновых структур, формирование ультрамелкозернистой структуры и снижение пористости в сварном шве, что является благоприятным фактором, положительно влияющим на прочность сварного соединения.

Таким образом, применение ультразвукового воздействия на сварочную ванну позволяет решить задачу получения однородной конечной структуры при сверхбыстром нагреве и охлаждении конструкционных сталей с резко дифференцированными структурными составляющими [2].

Библиографический список:

1. Шамов, Е. М. Технология и оборудование многослойной лазерной сварки неповоротных стыков труб большого диаметра для магистральных трубопроводов: дис. на соиск. уч. ст. канд. тех. наук: 05.02.10 / Е. М. Шамов; МГТУ им. Н. Э. Баумана – Москва, 2019 – 169 с.
2. Weld structure of low-carbon structural steel formed by ultrasonic-assisted laser welding / A.V. Kolubaev, O.V. Sizova, S.V. Fortuna, A.V. Vorontsov, A.N. Ivanov, E.A. Kolubaev // Journal of Constructional Steel Research. – 2020. – Vol. 172. – 106190.
3. Патент №2704874 Способ гибридной лазерной сварки с ультразвуковым воздействием и устройство для его осуществления /А.Н. Иванов, А.В. Воронцов, К.Н. Калашников, А.В. Дмитриев, В.Е. Рубцов, В.А. Бакшаев; заявл. 13.12.2018; опубл. 31.10.2019. Бюлл. №31.

УДК 622.692.4

Контроль состояния нефтепровода, оборудованного СКИН-системой

Зарипова Н.А., Николаев А.К., Пшенин В.В.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

В настоящее время дистанционный контроль параметров трубопроводов в теплоизоляции затруднен. Особенно остро стоит вопрос для нефтепроводов, оснащенных СКИН-системой электрообогрева, для которых критически важно поддержание необходимого температурного режима. При этом желательно оперативно получать информацию о целостности трубопровода, температуре по длине трассы, целостности теплоизоляции, влажности теплоизоляции, параметрах трубопровода СКИН-системы и проложенного внутри него электрического кабеля.

На сегодняшний день имеются несколько технических решений по дистанционному контролю состояния подобных систем.

Система оперативного дистанционного контроля (СОДК) предназначена для постоянного контроля целостности теплоизоляционного слоя трубопровода, выполненного в виде пенополиуретанового покрытия и оснащена сигнальными медными проводниками-индикаторами, проложенными по технологии «труба в трубе» по всей длине магистрального трубопровода.

Принцип действия СОДК базируется на волновых свойствах датчика увлажнения изоляции, позволяющих отслеживать отклонение параметра электрического сопротивления, возникающего между медным проводником-индикатором и стальным трубопроводом. Индикация изменения электрического сопротивления между проводниками позволяет определять участки с повышенным показателем влажности в пенополиуретане и выявлять повреждение теплоизоляции в трубопроводной системе.

Данная система не рекомендуется к установке для трубопроводов, на которые было нанесено антикоррозионное покрытие, что позволяет сделать вывод о том, что СОДК невозможно применить на большинстве трубопроводов, проложенных надземно в арктической зоне, поскольку в их проектных решениях предусмотрено антикоррозионное покрытие [1].

При монтаже сигнального медного проводника-индикатора применяются центраторы в полиэтиленовой оболочке. Схематичное изображение расположения проводника на стальном трубопроводе отображено на рисунке 1.

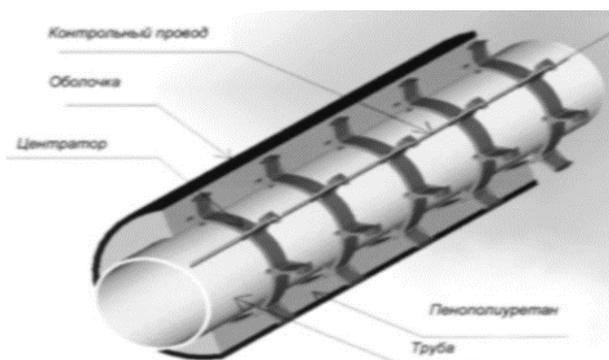


Рисунок 1 - Схематичное изображение расположения проводника на стальном трубопроводе

Волоконно-оптическая система контроля (ВОСК) – система мониторинга, предназначенная для непрерывного отслеживания состояния трубопровода и мониторинга следующих параметров: температурное состояние окружающей среды и трубопроводной системы, определение и обнаружение утечек из нефтепроводов, напряженно-деформирование состояние стальных трубопроводов [2].

Для прокладки ВОСК вдоль трассы трубопровода предусмотрено изготовление отводов с теплогидроизоляцией. Данные отводы прокладываются в канале ППУ изоляционного слоя. В отводы происходит установка кабелей ВОСК для отслеживания состояния ППУ изоляции и стального трубопровода, обнаружения утечек транспортируемого продукта.

Определяющим отличием ВОСК от СОДК заключается в вариативности выбора кабеля для прокладки в полости трубопровода, вмонтированного в канал ППУ теплоизоляции.

Следующим немаловажным отличием системы ВОСК от СОДК является то, что ВОСК позволяет осуществлять мониторинг большего числа требуемых параметров для контроля состояния изоляции, трубопровода и факторов внешней среды, чем СОДК. СОДК позволяет определить только факт наличия утечки или повреждения теплоизоляции за счет замыкания контактов на определенном участке трубопровода, в то время как ВОСК способна отслеживать состояния всего трубопровода в реальном времени и позволяет прогнозировать места утечек по анализу изменения параметров: температурного состояния трубопровода, воздействия грунта, а также параметры влияния внешних факторов (подвижка грунта, работа тяжелой техники вблизи трубопровода и др.). Основные преимущества волоконно-оптической системы контроля приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные преимущества ВОСК

Основные преимущества
Возможность безостановочного контроля трубопровода
Полная автоматизация контроля технического состояния трубопровода
Повышенная точность определения места утечки (до 1 метра)
Увеличенный срок эксплуатации системы (до 30 лет)

Несмотря на преимущества рассмотренного выше решения, предлагается решить поставленную задачу несколько иным путем и полезно использовать внутреннюю емкость самой трубы СКИН-системы, которая на сегодняшний день никак не используется. Решение применимо для труб DN50 и выше с толщиной стенки до 4 мм. Указанные трубы предлагается дооснастить специальным монорельсом для перемещения робототехнического устройства, который также будет проходить через соединительные коробки и углы поворота, конструкцию которых также предлагается изменить.

В свете вышесказанного предлагаются следующие технические предложения: полезная модель системы электрообогрева с увеличенными соединительными коробками и встроенным в СКИН-трубы монорельсом, а также робототехническое устройство, способное перемещаться по внутренней полости трубы.

На рисунке 2 представлена полезная модель системы электрообогрева для нефтепроводов.

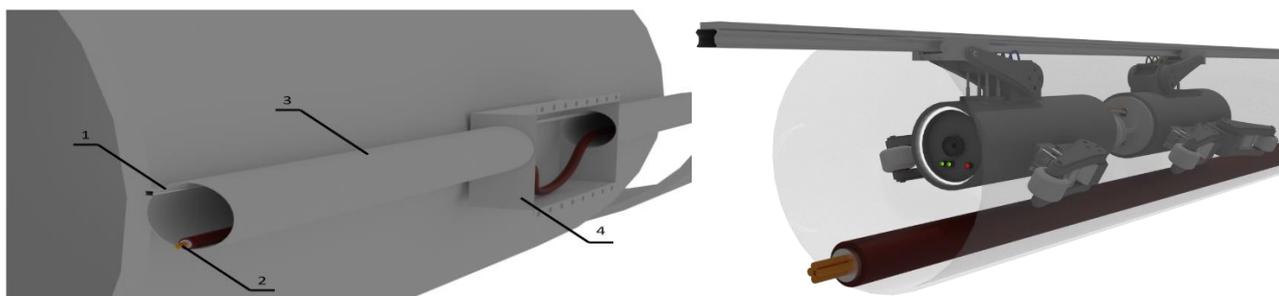


Рисунок 2 – Полезная модель системы электрообогрева для трубопроводов

Полезная модель содержит СКИН-трубку (3), в которой находится монорельс (1) и кабель (2). Соединительные коробки (4) используются для облегчения протяжки кабеля (2).

На сегодняшний день, наиболее эффективным способом обогрева протяженных транспортных трубопроводов являются системы электрического обогрева, использующие СКИН-эффект. Нагревающим устройством подобных систем электрообогрева является ферромагнитный трубопровод, называемый «нагревательной трубкой», через которую протягивается проводник. На одном конце нагревательная трубка и изолированный проводник соединены между собой. На другом конце они соединены через источник переменного тока.

Общим недостатком известных систем электрообогрева транспортных трубопроводов, является невозможность диагностирования технического состояния внутренней поверхности подобных систем из-за особенностей конструкции. Задачей заявленного технического решения является создание системы электрического обогрева, используемую для транспортных трубопроводов в нефтегазовой промышленности, с возможностью диагностики системы при помощи устройства, перемещающегося по монорельсу.

Техническим результатом от использования заявленного технического решения является полезная модель системы, оборудованная монорельсом, что позволяет проводить диагностику системы при помощи устройства, перемещающегося по монорельсу.

Заявленный технический результат достигается за счет использования следующей совокупности существенных признаков: увеличение диаметра СКИН-трубки, установка в ней монорельса и увеличение размеров соединительных коробок.

На рисунке 3 представлена полезная модель робототехнического устройства.

Полезная модель относится к диагностирующему оборудованию в частности, к робототехническим устройствам для мониторинга систем электрического обогрева, используемых для трубопроводов в нефтегазовой промышленности. Робототехническое устройство (1) для мониторинга протяженных трубопроводов, оборудованных СКИН-системами, имеет передний цилиндрический корпус (2) и задний цилиндрический корпус (3), соединенные между собой шарниром (4) и питающим кабелем (5). На переднем корпусе расположены две опорных колеса (6), оснащенные пружинами (7), камера (8) и переднее крепление к монорельсу (9). На заднем корпусе расположены два опорных колеса (6), оснащенные пружинами (7), и заднее крепление к монорельсу (10).

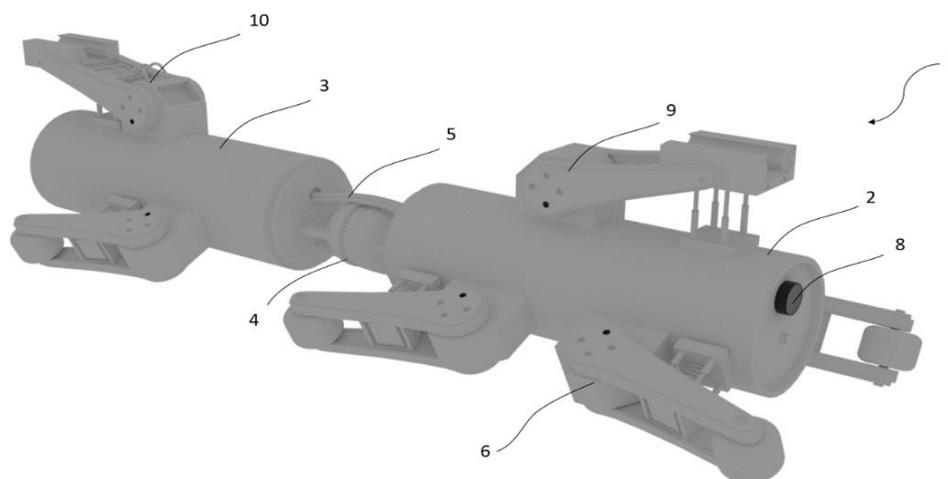


Рисунок 3 – Полезная модель робототехнического устройства

На сегодняшний день, робототехнические устройства для мониторинга труднодоступных мест трубопроводов являются наиболее перспективным способом проведения визуального контроля труднодоступной части трубопроводов.

Общим недостатком известных робототехнических устройств для мониторинга труднодоступных мест трубопроводов, является отсутствие возможности прохождения такого препятствия, как соединительная коробка, а также ограниченная дальность использования из-за использования встроенного аккумулятора или питающего кабеля.

Задачей, на решение которой направлена заявляемая полезная модель, является создание робототехнического устройства способного преодолевать сложные участки СКИН-систем (соединительные коробки), а также способного проводить мониторинг системы по всей ее длине.

Техническим результатом является создание робототехнического устройства способного преодолевать сложные участки СКИН-систем и возможность его перемещения по всей длине данных систем.

На основании результатов проведенной работы сформирована конструкторская документация (КД), с присвоением литеры «П». Поданы заявки на получение патентов на полезную модель и изобретение. Указанные устройства еще требуют значительной конструкторской проработки и уточнения целесообразности применения на конкретных объектах. Однако, можно прогнозировать их перспективность в части мониторинга труднодоступных участков СКИН-систем, например, на подводных нефтепроводах, в т.ч. нефтепроводах, проложенных на шельфе в арктической зоне и т.п. [3,4,5].

Библиографический список:

1. Богатенков Ю. В. Особенности контроля изоляции подземных участков трубопровода в условиях островной мерзлоты на примере нефтепровода «Заполярье – Пурпе» / Ю. В. Богатенков, В. В. Павлов, В. И. Суриков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2014. - № 1 (13). - С. 60-63.
2. Гумеров К. М. Численно-аналитический расчет напряженного состояния подземного трубопровода с учетом его конфигурации / К. М. Гумеров, Р. А. Харисов, А. А. Распопов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2018. - Т. 8, № 1. - С. 44-53.
3. Lervik J. K. Совершенствование электрообогрева подводных морских трубопроводов / J. K. Lervik, H. Kulbotten, A. Nysveen [и др.] // Промышленный электрообогрев и электроотопление. - 2013. - № 2. - С. 30-37.
4. Ахмадеев А. Г. Комплексный подход к обеспечению транспортировки высокопарафинистых нефтей шельфовых месторождений / А. Г. Ахмадеев, К. Ш. Тонг, С. А. Иванов // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 6. - С. 100-103.
5. Ахмадеев А. Г. Технологии обработки депрессорными присадками высокопарафинистых нефтей шельфовых месторождений / А. Г. Ахмадеев, К. Ш. Тонг, Т. В. Фам // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 10. - С. 115-117.

УДК 624.142

Анализ эффективности методов стабилизации многолетнемерзлых пород вследствие их деградации под воздействием глобального потепления

Красикова М.Ю., Ямалиева Ю.Р.

Научный руководитель – Леонович И.А.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

В последние годы проблема изменения климата приобретает глобальный характер. Повышение среднегодовой температуры вследствие влияния увеличения парниковых выбросов в атмосферу вызывает таяние ледников, что приводит к увеличению уровня Мирового океана [5].

Для России проблема изменения климата особенно актуальна. Рост температуры сдерживается благодаря способности воды аккумулировать тепло. Однако на территории нашей страны площадь суши во много раз превышает площадь водной поверхности. По этой причине глобальное потепление в России идет в 2,5 раза быстрее, чем в остальных странах мира.

Около половины всех нефтедобывающих и газодобывающих сооружений, а также трубопроводов, находятся в зоне таяния вечной мерзлоты. Уже запустившийся процесс затронет свыше 70% инфраструктуры в заполярных городах России.

Теплый климат, растепляя верхние слои грунта, влияет на несущую способность фундаментов. Особенную опасность представляет оттаивание толщ межпластового льда. В северных широтах не одно десятилетие данную проблему при строительстве промышленных объектов решают путем применения стабилизации грунтов, которая поддерживает их необходимую температуру [4]. С целью повышения несущей способности мерзлых грунтов под эстакадами магистральных трубопроводов и предотвращения выпучивания свай, как правило, используют индивидуальные термостабилизаторы, представляющие собой герметичную неразъемную сварную конструкцию, заправленную хладагентом, с надземной конденсаторной частью и подземной испарительной [8]. Схема работы термостабилизатора представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема работы термостабилизатора

В радиаторе хладагент конденсируется при отрицательных температурах окружающей среды. В дальнейшем, хладагент стекает в нижнюю часть термостабилизатора (ТСГ) и, попутно отбирая теплоту у грунта, охлаждает его ниже температуры замерзания. Далее хладагент испаряется, перемещаясь в верхнюю часть ТСГ.

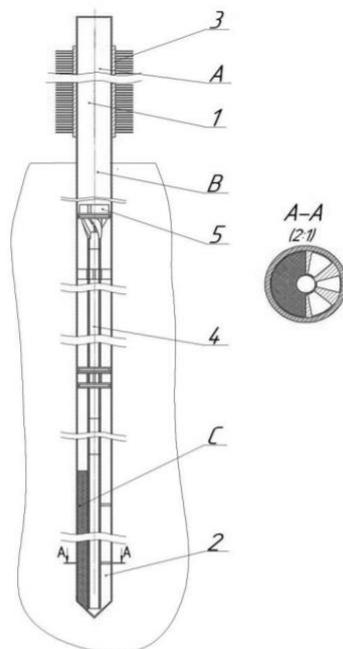
Основными веществами, выступающими в роли хладагентов в современных ТСГ, являются сжиженные аммиак или диоксид углерода. Эффективность работы ТСГ во многом зависит от конструкции (вертикальный, наклонный и слабонаклонный), а также от типа стали [1]. Наиболее простыми с конструктивной точки зрения и мобильными при транспортировке изделия считаются вертикальные ТСГ, предназначенные для установки вблизи фундаментов и свайных оснований. Наклонные ТСГ позволяют замораживать грунт непосредственно под сооружениями

за счёт установки испарителя под уклоном 10-15° к вертикали для предотвращения выпучивания свай. Слабонаклонные конструкции устанавливаются под площадочные сооружения [7].

Согласно анализу вариантов установок термостабилизаторов грунтов более целесообразно использовать наклонные ТСГ за счёт наложения их радиусов заморозки при установке под определённым уклоном. В связи с чем ореолы оттаивания многолетнемерзлых грунтов и их последующая годовая осадка стабильно меньше, чем при использовании термостабилизаторов с вертикальной конструкцией [2].

В условиях глобального потепления климата термостабилизаторы не способны обеспечить безопасный и долговечный температурный режим основания, устойчивость сооружения в целом. Неэффективность применения ТСГ обосновывается их сезонной работой и недостаточной производительностью при наличии постоянно действующего источника растепления [3]. С экономической стороны использование сезоннодействующих охлаждающих устройств может иметь отрицательный эффект, превышая собственную стоимость [1].

В виду последних событий необходимо внедрить термостабилизаторы направленного действия (рисунок 2). Устройства имеют особую геометрию с изменяющимся центральным углом и фиксированной зоной интенсивного испарения. Теплоизоляционный материал, частично заполняя пространство между опускной и наружной трубой испарителя, создаёт термическое сопротивление тепловому потоку от грунта к хладагенту.



1 - термосвая; 2 - испаритель; 3 - конденсатор; А, В - конденсаторные зоны;
4 - промежуточная труба; 5 - воронка; С - зона, заполненная теплоизоляционным материалом

Рисунок 2 - Устройство термостабилизатора грунта направленного действия

Путем изменения геометрии термостабилизатора достигается оптимальный радиус заморозки грунта. Атмосферный воздух принимает теплоту от грунта через наружную поверхность ребренной части сезонно–охлаждающего устройства (СОУ). Максимальный радиус заморозки рассчитывается из условия равенства тепловых потоков от грунта через поверхность, ограничивающую замороженный массив и поверхность наружной ребренной части СОУ. Результаты анализа характеристик серийно выпускаемых термостабилизаторов, выступают критериями подбора соответствующих геометрических параметров ТСГ и радиуса замораживания талового грунта. На их основании для ТСГ направленного действия определяется наружная поверхность замороженного грунта на установившемся режиме работы термостабилизатора, позволяющая оценить новый радиус заморозки [4].

Термостабилизаторы данной конструкции, сохраняя исходные условия заморозки грунта, расширяют область применения СОУ, укрепляют фундаменты и опоры существующих объектов, а также сокращают металлоёмкость конструкции ТСГ [4].

Таким образом, несмотря на имеющийся опыт применения технологий в проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях криолитозоны, проблема обеспечения эксплуатационной надёжности трубопроводов в условиях деградации под воздействием глобального потепления требует комплексного подхода.

Библиографический список:

1. Баясан Р.М., Голубин С.И. Технология и технические средства термостабилизации мерзлых грунтов оснований магистральных и промышленных трубопроводов в криолитозоне. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://iheatpipe.ru/doc/Tehnolog.pdf> (дата обращения: 18.12.2019);
2. Долгих Г.М., Окунев С.Н., Скробилин Н.А., Федосеенков С.М. Пути совершенствования термостабилизации подземных трубопроводов / Долгих Г.М., Окунев С.Н., Скробилин Н.А., Федосеенков С.М. — Текст: непосредственный // Трубопроводный транспорт [Теория и практика]. — 2018. — №3(67). — С. 27 — 33. — URL: https://www.npo-fsa.ru/sites/default/files/puti_sovershenstvovaniya_termostabilizacii_podzemnyh_truboprovodov.pdf (дата обращения 28.05.2020).
3. Забенкова, Н. А. Анализ вариативных способов заморозки грунта / Н. А. Забенкова, Н. С. Галкин, К. Л. Стоякова, Е. М. Бесфамильная. — Текст: непосредственный // Техника. Технологии. Инженерия. — 2018. — № 1 (7). — С. 32-35. — URL: <https://moluch.ru/th/8/archive/76/2855/> (дата обращения: 25.05.2020)
4. Максименко В. А., Максименко В. В., Ширажиев А. Ж. Разработка конструкции и методики моделирования термостабилизатора грунта направленного действия. [Электронный ресурс]: Омский научный вестник. Серия авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение, 2018. Том 2 № 4. Режим доступа: [file:///C:/Users/User/Downloads/razrabotka-konstruktsii-i-metodiki-modelirovaniya-termostabilizatora-grunta-napravlenno-go-deystviya%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/User/Downloads/razrabotka-konstruktsii-i-metodiki-modelirovaniya-termostabilizatora-grunta-napravlenno-go-deystviya%20(1).pdf) (дата обращения: 18.12.2019);
5. СП 25.13330.2011 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. [Электронный ресурс]. — режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200095519> (дата обращения: 25.05.20). - Текст: электронный;
6. Филатова И. Глобальное потепление угрожает нефтегазовой отрасли / И.Филатова. - Текст: непосредственный // Made for minds. - 2015. - URL: <https://p.dw.com/p/1ННРЕ> (дата обращения 18.12.2019)
7. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://termostab.ru/products>, свободный. - Загл. с экрана.
8. Системы температурной стабилизации вечномерзлых грунтов. Журнал технических решений [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.npo-fsa.ru/sites/default/files/tehresh-pdf.pdf>, свободный. - Загл. с экрана.

УДК 622.691.4.052.006 – 046.47

Проблема эффективности охлаждения газа на компрессорных станциях, эксплуатируемых в южных регионах

Кувакина А.О.

Научный руководитель – Третьякова М.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В результате компримирования газа на компрессорных станциях происходит значительное увеличение его температуры на выходе из станции. Температура транспортируемого природного газа на выходе из центробежных нагнетателей может достигать 60 – 70°C.

Слишком большие значения температуры газа, перекачиваемого со станции, оказывают отрицательное влияние на работоспособность трубопровода и затрудняют его эксплуатацию. Поэтому одной из основных функций компрессорной станции наряду с очисткой и сжатием газа является его охлаждение [1].

Охлаждать газ необходимо для того, чтобы:

1) уменьшить действующие на стенки трубопровода температурные напряжения, возникающие в результате значительного различия температуры, при которой трубопровод укладывается в траншею, и температуры перекачиваемого газа;

2) препятствовать ухудшению свойств и последующему разрушению противокоррозионной изоляции газопровода (при 35 °С битумные мастики размягчаются). Плавление битумной изоляции происходит при температурах 60–80 °С, изоляционных лент – при 40 – 130 °С.

Верхний предел температур, при которых еще возможна эксплуатация различных видов изоляционного покрытия, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Область применения различных видов наружных заводских покрытий

Вид покрытия	Максимальный диаметр труб, мм	Максимальная температура эксплуатации по данным производителей, °С	Максимальная температура эксплуатации по ГОСТ Р 51164-98, °С
Полиэтиленовое НП (низкой плотности)	1420	50–60	60
Полиэтиленовое ВП (высокой плотности)	1420	60–70	60
Полипропиленовое	1420	90–110	60
Эпоксидное	820	80–90	80
Стеклоэмалевое	530	150	150
Каменноугольные битумные мастики	820	40	40

Наиболее массово производятся заводские покрытия на основе полиэтилена (до 90 %). Максимальная температура эксплуатации полиэтиленовых покрытий согласно ГОСТ Р 51164-98 составляет 60 °С.

Но при повышении температуры газа на выходе из АВО до + 45 °С включается предупредительный сигнал и автоматически начинают свою работу резервные аппараты воздушного охлаждения.

Таким образом, противокоррозионная изоляция способна выдержать температуры перекачиваемой среды, близкие к 60 °С. Но это влечет за собой большие температурные напряжения и как следствие более быстрый износ изоляции. Следовательно, ее обновление необходимо будет производить гораздо чаще, а затраты при этом станут больше. Поэтому общепринятым пределом в соответствии с нормативной документацией является охлаждение газа до температуры ≤ 45°С.

3) увеличить пропускную способность магистрального газопровода, а, следовательно, и его производительность [2].

Рассмотрим данный тезис на конкретном примере.

В качестве расчётной модели принят газопровод наружным диаметром 1420 мм с толщиной стенки 17,5 мм, протяженностью 100 км.

Расчет производится по формуле (1):

$$Q = \frac{G}{\rho_{ст}} = 0,0864 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4 \cdot \rho_{ст}} \cdot \sqrt{\frac{(P_H^2 - P_K^2) \cdot d}{\lambda \cdot z \cdot R_T \cdot T_H \cdot L}}, \text{ млн. м}^3/\text{сут.}, \quad (1)$$

- где Q – производительность газопровода, млн. м³/сут.;
 G – массовый расход газа, кг/с;
 ρ_{ст} – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³, примем ρ_{ст}=0,7 кг/м³;
 d – внутренний диаметр газопровода, м;

- P_n – начальное давление в газопроводе, МПа;
- P_k – конечное давление в газопроводе, МПа;
- λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
- z – коэффициент сжимаемости газа;
- R_T – газовая постоянная, Дж/(кг·К);
- T_n – абсолютная температура газа в начале трубопровода, К;
- L – длина газопровода, м.

При начальном и конечном давлениях $P_n=7,5$ МПа, $P_k=5,2$ МПа с начальной температурой $T_n = 303 \text{ K} = 30^\circ\text{C}$, его пропускная способность составит $Q=101,42$ млн.м³/сут.

При снижении же начальной температуры до значения $T_n = 298 \text{ K} = 25^\circ\text{C}$ можно увеличить пропускную способность газопровода до $Q=102,69$ млн.м³/сут. В результате снижением начальной температуры на 5°C мы увеличиваем производительность газопровода на $\Delta Q=1,27$ млн.м³/сут. и получаем относительный прирост расхода газа на 1,25 %.

4) предотвратить постепенное увеличение температуры газа от станции к станции вследствие плохих условий теплопередачи при установке труб большого диаметра подземным способом;

5) поддерживать в необходимых пределах среднегодовую температуру грунта для сохранения его структуры в зоне многолетней мерзлоты.

Существует большое число различных способов, используемых для охлаждения технологического газа. Среди них помимо аппаратов воздушного охлаждения газа выделяют: холодильники различных систем и конструкций; кожухотрубные (типа «труба в трубе»), воздушные компрессорные и абсорбирующие холодильные машины, а также градирни разных типов, воздушные холодильники и т.д. Внешний вид и принципиальная схема работы ряда применяемого оборудования представлены на рисунке 1.

Применение водяного охлаждения (кожухотрубчатых или оросительных аппаратов) сопровождается большим расходом воды, что приводит к значительным эксплуатационным затратам.

Поэтому самым распространенным методом охлаждения газа на КС являются схемы с применением аппаратов воздушного охлаждения (АВО).

Принцип работы АВО заключается в теплообмене между нагретым компримированным газом, транспортируемым по трубам, и наружным воздухом, перемещающимся в межтрубном пространстве, благодаря которому температура технологического газа на КС снижается. Внешний вид АВО горизонтального типа представлен на рисунке 2.

В результате многолетней эксплуатации АВО на КС было выявлено, что аппараты воздушного охлаждения снижают температуру газа примерно на $15-25^\circ\text{C}$.

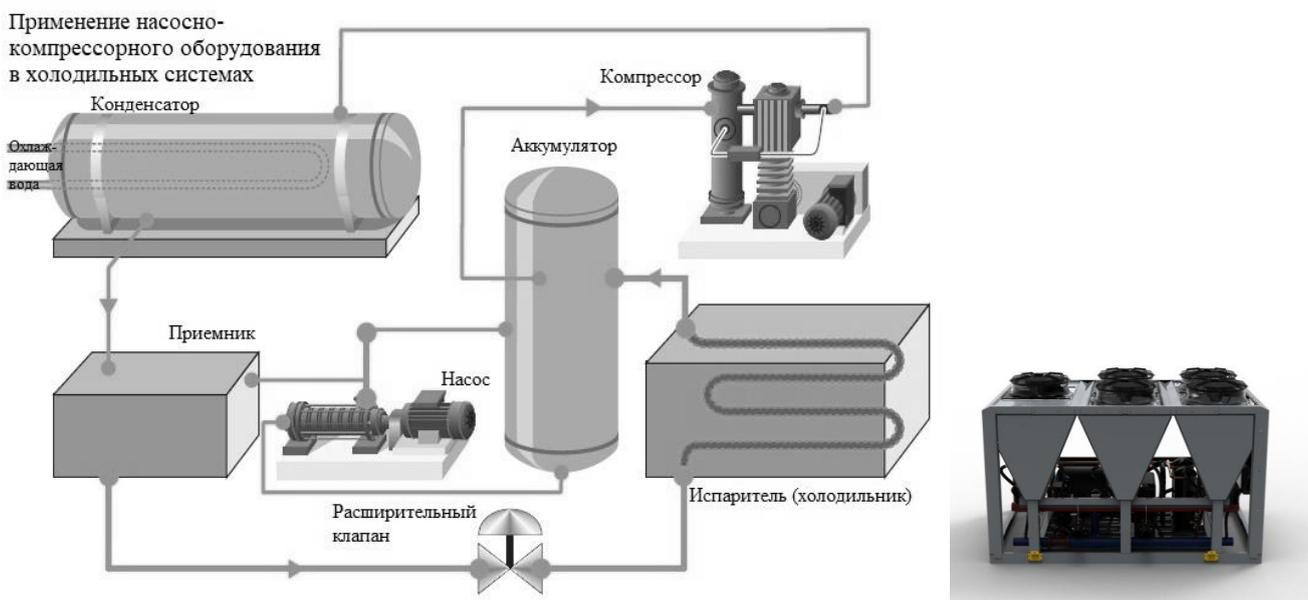


Рисунок 1 – Способы охлаждения технологического газа: а) холодильник и конденсатор; б) чиллер с воздушным охлаждением.

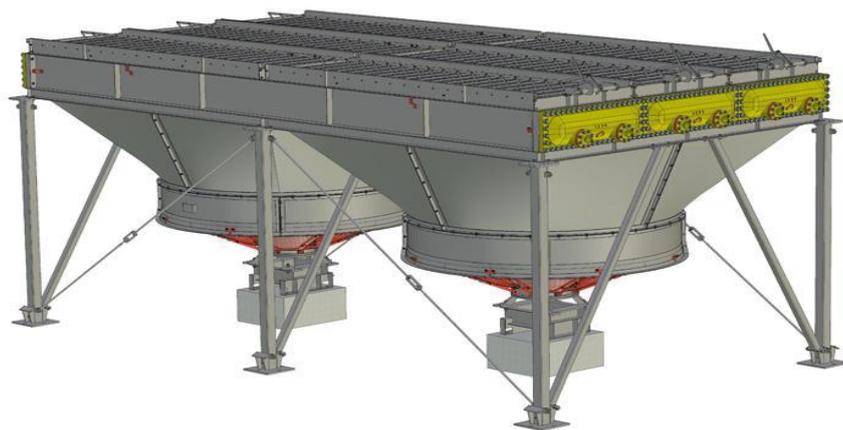


Рисунок 2 – Общий вид горизонтального АВО

Вопросы эффективности эксплуатации АВО газа на КС ООО «Газпром трансгаз Югорск» подробно рассматривались в диссертации Р.Р. Сагитова [3].

В результате проведенного анализа ему удалось произвести оценку распределения степени эффективности охлаждения и критерия энергоэффективности. Полученная характеристика приведена на рисунке 3.

При больших значениях степени охлаждения затраты электроэнергии $N_{в}$ на охлаждение газа становятся выше, в результате чего снижется критерий энергоэффективности.

К основным причинам снижения эффективности охлаждения в АВОГ относятся: загрязнение поверхностей нагрева, неравномерное распределения поля скоростей по сечению прохода газа в вентиляторе, физический износ или старение аппаратов, использование неоптимальных элементов конструкции, неиспользование методов оптимизации и регулирования.

Также необходимо учесть тот факт, что уровень охлаждения газа при использовании АВОГ ограничен температурой воздуха окружающей среды, что приводит к большим затратам в летнее время. Данная проблема возникает вследствие невозможности охладить газ в АВО до температуры меньшей, чем температура наружного воздуха.

Земной шар подразделяется на макроклиматические районы с холодным (ХЛ), умеренным (У) и умеренно холодным морским (М) климатом в соответствии с ГОСТ 15150-69.

Из макроклиматического района с умеренным климатом разрешается выделять макроклиматический подрайон с теплым умеренным подтипом макроклимата, в котором средняя из ежегодных абсолютных минимумов температура воздуха равна или выше минус 25 °С [4].

К макроклиматическому району с холодным климатом относят районы, в которых средняя из ежегодных абсолютных минимумов температура воздуха ниже минус 45 °С.

В зависимости от климатических характеристик районов устанавливаются разработанные именно для них правила эксплуатации оборудования. Поэтому возникают различия в режимах работы аппаратов воздушного охлаждения газа.

Так в отношении северных районов России, в которых газопроводы проложены в зонах вечной мерзлоты, для охлаждения газа установлены отдельные характерные именно для данных климатических условий правила. В условиях холодного климата газ должен быть охлажден до отрицательных температур. Это предотвращает протаивание грунтов вокруг трубопровода. Несоблюдение данного требования влечет за собой вспучивание грунта, изменение положения трубопровода, а, следовательно – становится причиной аварийной ситуации.

В районах же с умеренным климатом (как было отмечено ранее) газ после выхода из КС должен иметь температуру не выше 45 °С. Данное условие легко выполняется в осенне-весенний и зимний периоды. Но летом из-за слишком высоких температур воздуха охладить газ до требуемой температуры становится весьма трудно, а порой и вовсе невозможно.

В связи с чем возникает проблема эффективности охлаждения газа на КС, эксплуатируемых в южных регионах. Ее появление обусловлено высокими максимальными абсолютными температурами атмосферного воздуха на данных территориях в летний период

времени [5]. Данная проблема особенно актуальна для следующих регионов (в скобках приведены максимальные абсолютные температуры наиболее теплого месяца): Астраханская область (45 °С), Волгоградская область (45 °С), Саратовская область (44 °С), Ставропольский край (43 °С), Оренбургская область (42 °С).

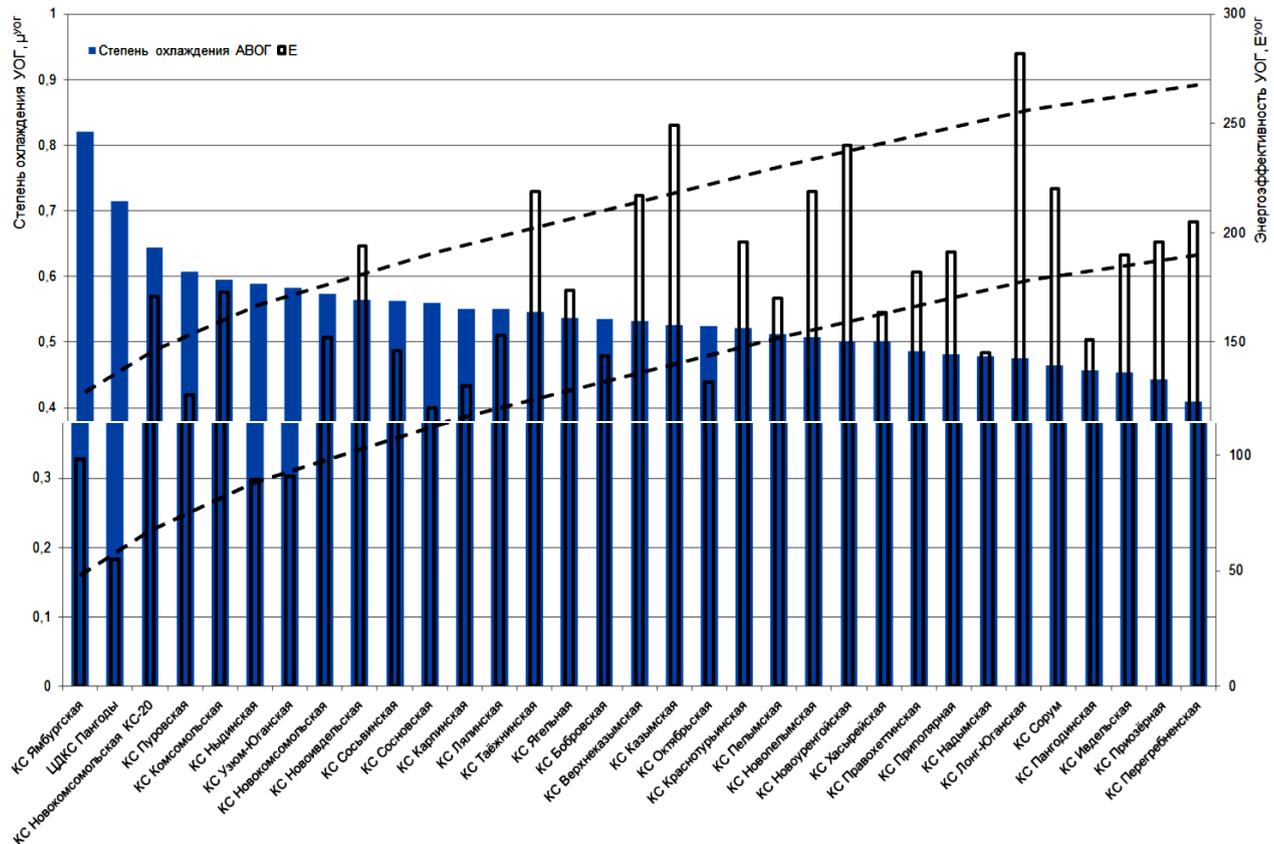


Рисунок 3 – Распределение величины степени охлаждения и критерия энергоэффективности по лучшим аппаратам компрессорных станций

Поэтому необходимо найти способы повышения эффективности охлаждения газа при помощи АВО, или уменьшения энергетических затрат при их эксплуатации, а также выявить принципиально новые методы и технологии, позволяющие решить проблему охлаждения газа на КС, эксплуатируемых в южных регионах.

Библиографический список:

1. Системы охлаждения транспортируемого газа на компрессорных станциях. Режим доступа: <https://infoks.ru/produkty/tekhnicheskaya-ucheba-material/63-sistemy-okhlazhdeniya-transportiruемого-gaza-na-kompressornykh-stantsiyakh>.
2. Чухарева Н.В. Расчет простых и сложных газопроводов. Методические указания к выполнению практических работ по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело», специальность 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / Н.В. Чухарева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 49 с.
3. Сагитов Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации элементов компрессорных станций на базе эксергетического анализа: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Р.Р. Сагитов. – Москва, 2014. -167 с.
4. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – Москва: государственный стандарт союза ССР, 1971.
5. СП 131.13330.2018. Строительная климатология. – Москва: Стандартинформ, 2019.

УДК 622.692.4

Расчетно-экспериментальный анализ напряженно-деформированных и предельных состояний нефтегазопровода в процессе эксплуатации

Курасов О.А.

ФГАОУ ВО НИ Томский политехнический университет, г. Томск

Трубопроводы являются важной инфраструктурой для транспортировки нефти и природного газа, соединяющие производственные районы с нефтеперерабатывающими и химическими заводами, бытовыми и промышленными потребителями. Обеспечение прочности и структурной целостности магистральных трубопроводов – одна из важнейших задач в процессе добычи, транспортировки и переработки углеводородов. В последнее время эта проблема стала особенно важной для обеспечения не только промышленной и энергетической безопасности, но и национальной безопасности России и других нефтегазодобывающих и транспортирующих стран [1,2].

Так называемый анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода относится к физической концепции, которая отражает сложность деформации трубопровода, то есть способность трубопровода поглощать тепловое расширение, холодное сжатие и другие деформации смещения за счет собственной деформации [3]. Посредством расчета напряжений трубопровода можно достичь следующих целей:

1. Обеспечить оптимальное напряжение в трубах и фитингах, не превышающее допустимое значение напряжения.

2. Обеспечить нагрузку на трубопроводную арматуру и оборудование, подключенного к системе трубопроводного транспорта, в пределах международных стандартов и норм, установленных производителем.

3. Обеспечить соответствие местного напряжения диафрагмы трубопроводной арматуры, соединенной с системой трубопроводов, требованиям спецификации оборудования.

4. Рассчитать нагрузки на опоры и ограничения в системе трубопроводов.

5. Оптимизировать конструкции трубопроводов.

Оценка безопасности и надежности трубопровода отличается от обычного метода проектирования резервуаров высокого давления. Во время первоначальной эксплуатации трубопровода при высоких температурах и давлениях допускается локальная деформация трубопровода или добавление напряжения в противоположном направлении методом холодной растяжки. Напряжения, возникающие при высоких давлениях и температурах, можно условно разделить на три категории: первичное, вторичное и пиковое. Первичное относится к напряжению, создаваемому внутренним давлением, собственным весом и другими внешними нагрузками трубопровода, которое является самоограничивающимся; вторичное напряжение относится к нормальному напряжению и напряжению сдвига, вызванному препятствием деформации трубопровода; пиковое напряжение – это прерывистая локальная структура трубопроводных фитингов с концентрацией напряжения или локальным термическим напряжением, или, другими словами, – сумма приложенных напряжений к первичному или вторичному напряжению.

Результаты статических расчетов высокотемпературного трубопровода и трубопровода высокого давления обычно включают: определение напряжения в каждой точке трубопровода, напряжения каждого ограничения на трубопроводе, смещение каждой точки трубопровода и т. д. [3]

Трубопровод для транспортировки природного газа имеет диаметр 1016 мм и толщину стенки 19,2 мм, в качестве материала трубопровода используется L485. Ввиду ограничений прокладку трубопровода необходимо осуществлять на крутом участке с максимальным уклоном около 70°. Участок с высоким крутым уклоном имеет длину по горизонтали 164,3 м и перепад высот по вертикали 183,3 м. Расчет напряжений нефтегазопровода в этих рабочих условиях необходим для анализа безопасности трубопровода во время его строительства и эксплуатации.

При моделировании напряженного состояния приняты два рабочих условия: до и после засыпки трубопровода (рисунок 1 и 2).

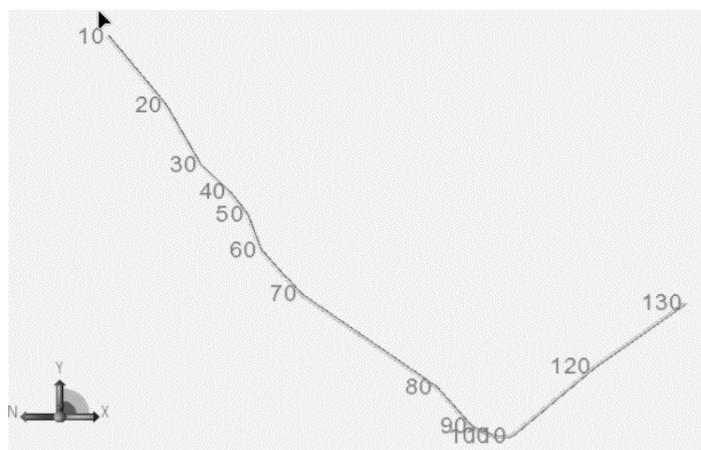


Рисунок 1 - Моделирование рабочего состояния трубопровода до засыпки [3]



Рисунок 2 - Моделирование рабочего состояния трубопровода после засыпки [3]

По результатам проверки напряжения, напряжение трубопровода во всех рабочих условиях находится в пределах допустимого диапазона, а максимальное нормальное напряжение (330 МПа) составляет только 76% от допустимого (434 МПа) [3]. Таким образом, из таблицы 1 видно, что трубопровод безопасен.

Таблица 1. Таблица распределения напряжений в условиях испытания трубопровода под давлением до засыпки [3]

Узел	Значение нормативного напряжения (кПа)	Процент допустимого напряжения (%)
10	331	76,1
20	123	28,3
30	331	76,1
40	108	24,8
50	124	28,5
60	113	26,1
70	103	23,7
80	104	24
90	331	76,1
100	105	24,2

Согласно результатам расчетов, в этом рабочем состоянии труба вытягивается в осевом направлении и максимальное осевое натяжение (внутреннее усилие) составляет 630 кН в узле № 10 (анкерная опора). Максимальное осевое напряжение трубопровода составляет 109 МПа, что является растягивающим напряжением и находится также в узле № 10 (анкерная опора). В случае растяжения трубопровода в осевом направлении, осевых деформаций не возникает.

В случае засыпки трубопровода напряжения находятся в пределах допустимого диапазона, а максимальное составляет всего 71% от допустимого [3]. Таким образом, из таблицы 2 видно, что трубопровод безопасен.

Таблица 2. Результаты расчета напряжений в условиях эксплуатации после засыпки трубопровода [3]

Модель	Допустимое напряжение	Максимальное проектное напряжение	Максимальное осевое напряжение	Максимальное кольцевое напряжение	Итог
Экстремум	434	308	40	264	Соответствуют спецификациям
Номер узла		53	91	11	

Расчетное напряжение на большом и крутом склоне меньше допустимого значения в условиях испытания давлением и в рабочих условиях, поэтому трубопровод является безопасным.

Таким образом, анализ напряжений сложных нефте- и газопроводных систем необходим для повышения их эффективности и уровня проектирования, что делает трубопроводные системы более разумными и безопасными.

Библиографический список:

1. Integrated Mechanical Strength Tests of the Main Pipeline for Transporting Crude Oil and Refined Products / Yu. V. Lisin, N. A. Makhutov, D. A. Neganov [и др.]. – Текст : непосредственный // Inorganic Materials. – 2019. – Т. 55. – №. 15. – С. 1465-1475.
2. Моделирование случайной последовательности экстремумов нагрузок для испытаний на усталость при нерегулярном нагружении / Н.А. Махутов, И.В. Гадолина, С.Г. Лебединский [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник машиностроения. – 2020. – №. 5. – С. 13-19.
3. Li B. Application of Stress Analysis Software in Oil and Gas Pipeline / Li B., Li X., Miao Y., Yang H. – Текст : непосредственный // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2020. – Т. 558. – №. 2. – С. 022006.

УДК 662.769.2

Методы хранения водородного топлива

Лаврова С.В.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

В настоящее время все большую актуальность приобретает поиск и изучение альтернативных источников энергии [1,2]. Привлекательным энергоносителем является водород. Он экологичен и эффективен в процессах преобразования энергии с его участием.

Водородное топливо было изобретено и применено достаточно давно. Однако, до сих пор одной из ключевых проблем является вопрос о хранении данного источника энергии.

Хранение водорода обходится гораздо дороже его производства. Себестоимость хранения связана с физическими свойствами водорода и с высокими требованиями к системам хранения. Система хранения должна выдерживать криогенные температуры, высокие давления, а также содержать активные элементы, которые бы взаимодействовали с водой или воздухом [3].

Департамент энергетики США классифицирует методы хранения водородного топлива по двум группам.

Первая группа сформирована на основе на физических процессах: ожижение и компрессирование водорода. Вторая группа отражает химические процессы сильного взаимодействия водорода с некоторыми элементами среды хранения.

Хранение газообразного водорода под давлением является одним из самых простых способов хранения. Его принцип аналогичен процессу сжатия природного газа. К примеру, 1 кг водорода при стандартных условия занимает достаточно большой объем, около 11,2 м³ [4]. Согласно уравнению состояния идеального газа, чтобы он занимал меньший объем, нам нужно увеличить его давление. Сжимая водородный газ, мы увеличиваем его плотность. То есть при хранении в обычных стальных баллонах до 200 атм, 1 кг водорода будет занимать около 56,3 литра (0,0563 м³) объема при давлении в 20 МПа. Однако, энергетическая плотность такого вида топлива, значительно уступает аналогичному показателю бензина. На 1 литр водорода приходится всего 4,4 МДж энергии, тогда как на 1 литр бензина 31,6 МДж. Это меньше более, чем в 7 раз.

Достоинства

- Простая, изученная технология

Недостатки

- Низкая энергоёмкость

Хранение водорода в жидком состоянии основано на процессе сжижения водородного газа. Его энергетическая плотность на 1 литр около 8 МДж. Однако, на сам процесс сжижения расходуется от 25% до 45% энергии. Для сжижения 1 кг водорода потребуется затратить от 10 до 14 кВт*ч электроэнергии [4]. То есть данный метод хранения требует большое количество энергии. Жидкий водород хранится исключительно в криогенных контейнерах, которые изготавливаются из высококачественных сталей, способные выдерживать требуемые температурные диапазоны. Несмотря на достаточно эффективную теплоизоляцию, наблюдаются существенные утечки водородного газа, особенно при маломасштабном хранении. Для решения этой проблемы было предложено хранить водород независимо от условий заполнения контейнера. Тогда, водород будет не полностью в жидком состоянии, но еще и частично в газообразном. Снизить утечки водородного топлива также помогают сорбенты с большой удельной плотностью поверхности [5].

Достоинства

- Энергоёмкость больше, чем у газообразного водорода

Недостатки

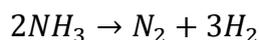
- Высокий уровень испарения

Таблица 1 – Условия и способы хранения водорода

Агрегатное состояние	Давление, атм	Температура, К	Расстояние между молекулами, нм	Концентрация атомов, ат./см ³ · 10 ²²
Газообразный водород	1	300	3,3	0,056
	350	300	0,54	1,3
	700	300	0,45	2,3
Жидкий водород	1	20	0,36	4,2

Метода второй группы основаны на физико-химических процессах и характеризуются сильным взаимодействием молекулярного или атомного водорода с материалами среды хранения.

Химически связанный водород получают из аммиака, метанола и этанола, путем их разложения. Например, для получения 1 кг водорода, требуется использовать 5,65 кг аммиака.



В результате выделяется 92 кДж энергии. Однако, теплота сгорания полученного водорода превышает теплоту сгорания аммиака примерно на 20% и КПД составляет 60-70% [4].

Методом каталитического разложения с последующей каталитической конверсией углекислого газа и каталитической паровой конверсии можно получить водород из метанола.

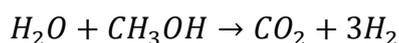
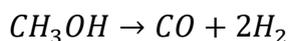




Рисунок 1 – Количество молекул водорода в зависимости от условий хранения.

В результате выделяется 90 кДж и 49 кДж энергии, соответственно. Для протекания реакций необходимо поддержание температуры на уровне 300-400 °С и применение цинк-хромового катализатора. КПД же не значительно увеличится и составит примерно 65-75% [4].

Достоинства

- Низкая себестоимость сырья

Недостатки

- Однократная среда хранения

Гибридная система хранения представляет собой химическое соединение водорода с металлом. Водород может храниться как с замещением кристаллической решетки, так и в самой кристаллической решетке металла. Энергозатраты на хранение гибрида водорода гораздо меньше. Это объясняется экзотермическим и эндотермическим процессами [5]. При образовании гибрида происходит выделение теплоты, а при освобождении водорода наблюдается поглощение теплоты. Это можно представить следующим образом:

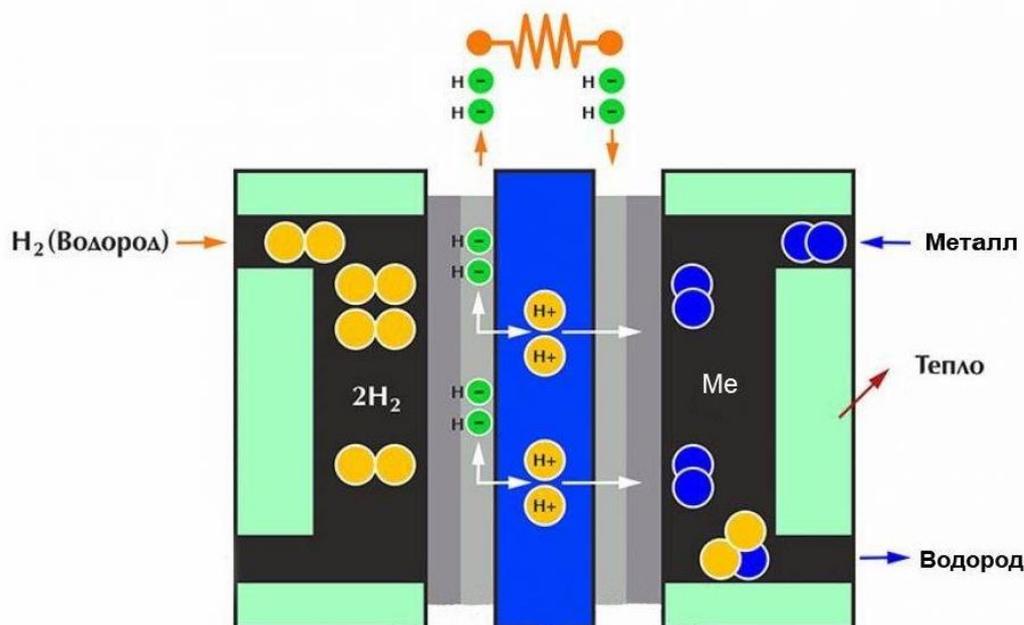
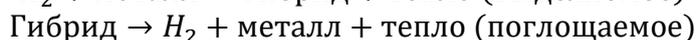
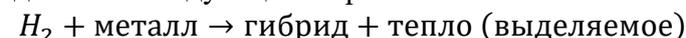


Рисунок 2 – Упрощенная схема гибрида водорода с металлом

Гибрид водорода имеет высокую плотность хранения: 0,1 – 0,15 кг/л, не требуя поддержания низкой температуры [4].

В 2017 году департамент энергетики США спрогнозировал достижения по бытовому хранению водорода. К 2020 году предполагалось достигнуть уровня хранения гибридного водорода в количестве 40 кг/м³, к 2025 – 50 кг/м³, а конечной целью являлось хранение 70 кг/м³ водородного топлива.

Таблица 2 – Прогноз департамента энергетики США по бытовому хранению водорода

	2020 г.	2025 г.	Конечная цель
Объём хранения водорода, кг/м ³	40	50	70

Однако, в 2020 году удалось научиться хранить только 30 кг/м³ гибрида водорода. В связи с этим, департамент энергетики США пересмотрел свои данные.

Таблица 3 – Пересмотренный прогноз департамента энергетики США по бытовому хранению водорода

	2020 г.	2025 г.	Конечная цель
Объём хранения водорода, кг/м ³	30	40	50

Гибрид водорода имеет высокие энергетические параметры. Гибрид магния содержит 77 граммов водорода на 1 кг массы самого гибрида. А в баллоне, под давлением 20 МПа на 1 кг ёмкости приходится всего 14 граммов водорода. Стоит отметить, что гибрид магнит является доступным, недорогим и достаточно изученным материалом. Он обладает высокой объёмной и массовой плотностью: 7,6% и 109 г/л. Но, в применении имеет термодинамические и кинематические ограничения: ниже 200 °С водород уже не поглощается, а при 400 °С наблюдается десорбция [4]. Для улучшения кинематических параметров водородного топлива разрабатывается и изучается применение наноструктурных материалов, в том числе и новые катализаторы на основе редкоземельных металлов [5].

В настоящее время, ведется активное изучение свойств и применения палладия. На его основе уже изготавливаются катализаторы и мембраны для получения чистого водорода, материалы с повышенными характеристиками, топливные элементы, электролизёры, водородные сенсоры [5]. Кроме того, палладий способен накапливать водород в форме нанопорошка. Стоит отметить, что Россия контролирует половину мирового рынка палладия. В Черноголовке институт проблем химической физике РАН занимается созданием аккумулятора водорода на основе гибридов палладия.

Достоинства

- Наиболее безопасная система хранения
- Удобная транспортировка
- Наименее энергозатратная технология

Недостатки

- Малоизученная технология
- Маленькая энергоёмкость
- Необходимость в постоянном подогреве

Криоадсорбционное хранение водорода заключается в объединенном использовании гибридной технологии хранения и хранения водорода в сжиженном виде. Водородное топливо хранится в криогенно-охлаждаемых резервуарах, содержащих адсорбирующий водород материал. При сравнении с гибридным методом хранения, криоадсорбционное хранение позволяет увеличить количество водорода на единицу массы адсорбента, что дает явное преимущество. Также, адсорбент гораздо дешевле металлических сплавов гибрида водорода. Ёмкость адсорбента в большей степени зависит от температуры, то есть чем ниже температура криоадсорбции, тем выше ёмкость. При этом рабочая температура криоадсорбции колеблется в диапазоне от -208 °С до -195 °С, тогда как жидкий водород требует поддержание температуры около -253 °С [5].

В качестве примера можно рассмотреть применение активированного угля как адсорбента. При температуре в -195 °С ёмкость хранения водорода составляет 68 г/кг адсорбента, а при дальнейшем снижении температуры до -208 °С ёмкость увеличивается до 82 г/кг. Криоадсорбционный водород подразумевает небольшие объёмы хранения, но имеет высокие массовые характеристики.

Достоинства

- Безопасная система хранения
- Широко применяемая технология

Недостатки

- Маленькая энергоёмкость

На данный момент, газообразный и жидкий водород являются наиболее изученными формами хранения. Они имеют простую технологию получения и хранения относительно других методов, основанных на физико-химических процессах. Однако, ключевая проблема внедрения водорода в масштабное использование, до сих пор, заключается в его небольшой энергоёмкости и остается нерешенной.

Библиографический список:

1. Комаров Д.Н., Шестаков Р.А. Анализ обеспечения промышленной безопасности в условиях применения альтернативных источников моторного топлива // Материалы конференций ГНИИ "Нацразвитие". 2018. С.57-62.
2. Штанько Е.О., Комаров Д.Н., Шестаков Р.А., Хасанова Л.Р. Газомоторное топливо как современная альтернатива традиционным видам топлива (сравнительный анализ) // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Научно-технический сборник №2. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2018. С.34-42.
3. Тарасов Б.П., Лотоцкий М.В., Яртысь В.А. Проблема хранения водорода и перспективы использования гидридов для аккумулялирования водорода // Рос.хим.ж. (Ж.Рос.хим. об-ва им. Д. И. Менделеева). 2006 г. С. 36-48.
4. Водород, Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение / Гамбург Д.Ю., Семенов В.П., Дубовкин Н.Ф., Смирнова Л.Н., 1989 г. 672 с.
5. Радченко Р. В. Водород в энергетике: учебное пособие / Р. В. Радченко, А. С. Мокрушин, В. В. Тюльпа ; [науч. ред. С. Е. Щеклеин]. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2014 г. 234 с.

УДК 622.692.4:536.212.3

Анализ систем зачистки теплоизоляционного покрытия магистральных трубопроводов на этапе строительно-монтажных работ

Логинов В.А.

Научный руководитель – Терентьева М.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Нефтегазовая промышленность не стоит на месте, добыча, переработка и транспортировка полезных ископаемых требует совершенства в каждом процессе. Одной из главных задач топливной и энергетической промышленности является сокращение расходов (физических, финансовых).

Основным и наиболее эффективным способом транспортировки нефти и газа является трубопроводный транспорт, который представляет из себя сложную систему. Для транспортировки полезных углеводородов изначально требуется возвести трубопровод, что также является сложным инженерным процессом. Одним из этапов строительства трубопровода является состыковка и сварка труб, но чтобы это сделать, необходимо произвести зачистку для удаления заводского внешнего покрытия из зоны сварки, а после зачистки участок должен быть вновь изолирован, поскольку нефть и газ могут содержать вещества, которые способны затвердевать при низких температурах и препятствовать потоку, тепловая изоляция является ключевым элементом большинства систем обеспечения потока, помимо этого стоит учесть, что для каждого типа покрытия требуется разная степень очистки. Поверхность трубопровода перед изоляцией должна быть высушена и очищена от грязи, ржавчины, неплотно сцепленной с металлом окалины, пыли, земли и наледи, а также обезжирена от копоти и масла. После очистки

поверхность металла должна оставаться шероховатой и обеспечивать достаточное сцепление защитного покрытия с трубой. Характеристика шероховатости металлических поверхностей под лакокрасочные покрытия выбирается в зависимости от условий эксплуатации, вида, типа и класса покрытия и должна соответствовать требованиям ГОСТ 9.032-74. В прошлом веке процесс зачистки и нанесения изоляции труб производился непосредственно в полевых условиях, для этого специальные машины устанавливались вдоль сваренных петель трубопровода и производили зачистку и одновременно нанесение изоляции. Именно по таким технологиям была построена большая часть магистральных нефтегазопроводов.

Из производственного процесса вытекают следующие требования:

1. Надежность (обеспечение бесперебойного выполнения операции 24 часа в сутки и 7 дней в неделю)
2. Безопасность (минимальный контакт с человеком, во избежание травм режущими инструментами)
3. Функциональные возможности (высокая производительность, различная геометрия труб)
4. Выбор режима (способность переходить от одной геометрии трубы к другой)
5. Экономическая эффективность (расходы на технологию должны соответствовать экономике компаний)

Популярные способы зачистки:

1. Ручная очистка
2. Дробеметная очистка
3. Очистка химическими реактивами
4. Щеточная очистка
5. Пескоструйная очистка

В результате анализа способов были выявлены следующие недостатки:

1. Длительность процесса (современные щетки и скребки не долговечны и требуют частой замены, что сказывается на длительности процесса)
2. Экономические затраты (частая замена скребков и щеток влечет за собой огромные затраты в области финансов)
3. Трудоемкость (для каждого конца трубы требуется минимум один специалист для зачистки)
4. Опасность труда (контакт человек с машиной может привести к различным травмам различной степени тяжести)
5. Не универсальность (всеми популярными методами обработка труб осуществляется лишь простых форм)

Учитывая эти недостатки технологии, для решения проблемы были выбраны роботы, способные заменить человека, расширить круг работ и модернизировать производство. Однако недавно канадской компанией Bredero Shaw был разработан и внедрен в производство роботизированная технология зачистки и изолирования труб, которая способна обеспечить безопасность и надежность процесса.

Зачистки проводятся на каждом конце изолированных труб с типичным диаметром от 20 до 60 см и с изоляцией толщиной до 120 мм. Производственный процесс требует примерно 20 минут на полный цикл зачистки (в зависимости от диаметра трубы и толщины слоя изоляции)

Как и все новые технологии, эта требовала новых кадров, способных обслуживать роботизированные установки. В результате чего западными нефтегазовыми компаниями был разработан двухнедельный курс с решением задач всей системы, после чего специалисты переходили к работе в полевых условиях.

Достоинства роботизированной зачистки:

1. Безопасность (приоритетным направлением развития в промышленности является безопасность труда, поэтому риск травмироваться при данном способе зачистки исключен)
2. Универсальность (настройка роботов позволит зачищать трубы различных форм и размеров).
3. Надежность (ошибка роботов минимальна, нежели человека)



Рисунок 1 - Роботизированная зачистка – фрезерование

4. Высокая производительность (выполнение наибольшего объема работы без действия человека)

5. Мобильность (вместимость в стандартный контейнер ISO для безопасной транспортировки к месту работы)

6. Безотходность (обрезки помещать в контейнер и утилизировать)

Недостатки роботизированной зачистки:

1. Экономический затраты (дорогое обслуживание оборудования, запчастей, расходных материалов)

2. Подготовка высококвалифицированных кадров для обслуживания

В заключении можно сказать, что после сравнения технологий, можно сделать вывод, что новая технология гораздо респектабельней традиционной. Роботизированная зачистка успешно используется на западе и уже успела зарекомендовать себя своей надежностью и безопасностью. Экономический эффект от таких инвестиций небольшой, но технологический процесс при этом значительно улучшается. Помимо этого, возможно реализовать экологически чистое производство – переработка обрезков покрытия. Для это установить пылесборник со специальным контейнером, в который будут собираться отходы, после чего утилизироваться.

Библиографический список:

Offshore [Russia] Мировые тренды и технологии морской нефтегазодобычи / под ред. Н. Петровой. – Изд. 1-е, 2013. – 92 с.

УДК 622.691.4.004.55

Анализ современных технологий очистки линейной части магистрального трубопровода при проведении работ по переизоляции

Мальцева Д.П.

Научный руководитель – Терентьева М.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация: Сегодня традиционные методы очистки магистрального трубопровода от изоляции, при ее замене, устарели. Износостойкость труб снижается и учащаются аварии, связанные с дефектами внешней поверхности трубопровода. Для этого начали появляться более современные методы очистки трубопровода. Самым передовым и качественным из всех с точки зрения износостойкости труб является метод очистки с помощью лазера. Анализ данного заявления приведем в этой статье.

Система изоляции трубопровода была создана с целью предотвращения появления конденсата на поверхности труб. А также в ее основные задачи входит снижение теплотери, скорости коррозии, повышение износостойкости трубопровода. Каждый участок нефте- или газопровода необходимо защищать. Так как любое негативное воздействие может повлиять на скорость движения нефти.

Замена изоляционного покрытия при проведении работ в трассовых условиях осуществляется механическим способом с использованием специализированного оборудования, которое образует изоляционную колонну. Качество выполнения этой операции будет определять ресурс новой изоляции и трубопровода.

На сегодняшний день применяют комплекс очистки самоходными конструкциями, в качестве рабочих органов которых используются скребки и щетки:

1) Машины предварительной очистки серии ОМ (Рис.1.) используются для предварительной очистки наружной поверхности труб от грязи, рыхлой окалины и ржавчины. Данная машина использует для очистки скребки и приводные круглые щетки, имеет два ротора очистки, а скорость передвижения от 22 до 450 м\ч.

2) Для более тщательной очистки предварительно очищенных, а также ржавых труб применяют машины финишной очистки трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм серии ОМ-Ф (Рис.2.). Данный вид машины очищает перед нанесением нового защитного изоляционного слоя уже предварительно очищенную поверхность трубопровода активноприводными круглыми щётками

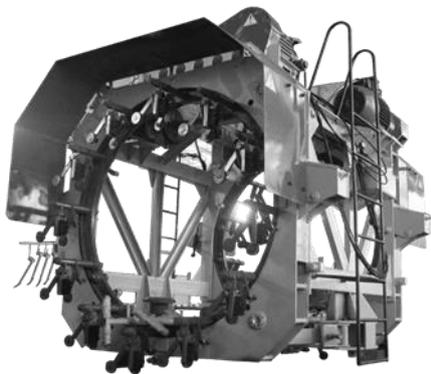


Рисунок 1 - Машина предварительной очистки серии ОМ

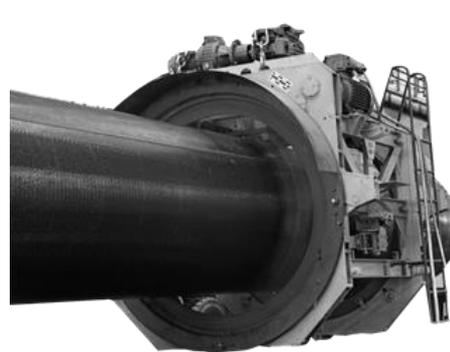


Рисунок 2 - Машина финишной очистки серии ОМ-Ф

3) Существуют также очистные машины типа МПП. Они используются также для предварительной и финишной очистки трубопровода от грязи, шлака, ржавчины, старой изоляции. В качестве элементов очистки используются резцовым инструментом ИСИ, ИСИ-УМ, щеточным инструментом ИОР (в зависимости от условий работы и поставленных задач). (Рис.3)

4) Плазменный мобильный комплекс (ПМК). Данная машина использует кратковременную низкотемпературную плазму. (Рис.4).



Рисунок 3 - Наглядное изображение очистки трубы резцовыми инструментами

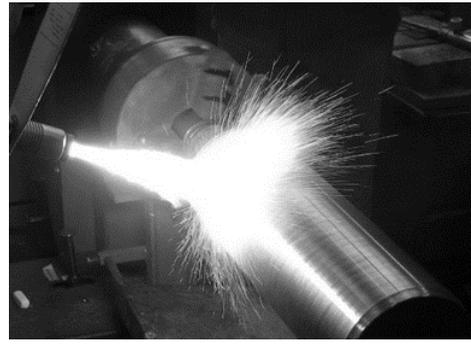


Рисунок 4 - Плазменная очистка труб

5) Устройство для очистки наружной поверхности трубопровода. Подобные устройства применяются в частности для очистки трубопровода от снега, замерзшей грязи и льда, а также очистки от загрязнений при сварке трубопровода. Машина оснащена роторами с параллельными дисками, а очистительные элементы созданы по типу плоских шайб, которые установлены с возможностью вращения по оси между дисками ротора. (Рис.5.) Данная система действует путем скалывания загрязнения с поверхности трубы

6) Машина для очистки секции трубопровода. Данная машина представлена в виде клетки (Рис.6.), которая закрепляется вокруг трубы. Устройство передвигается вдоль трубы и осуществляет ее абразивную струйную обработку.

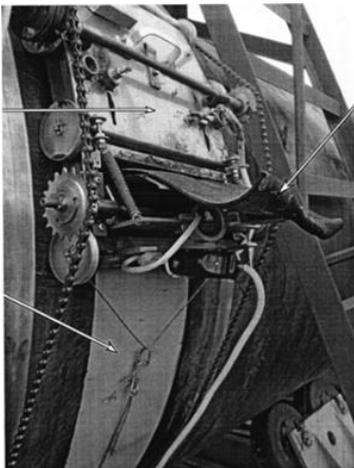


Рисунок 5 - Устройство для очистки наружной поверхности трубопровода

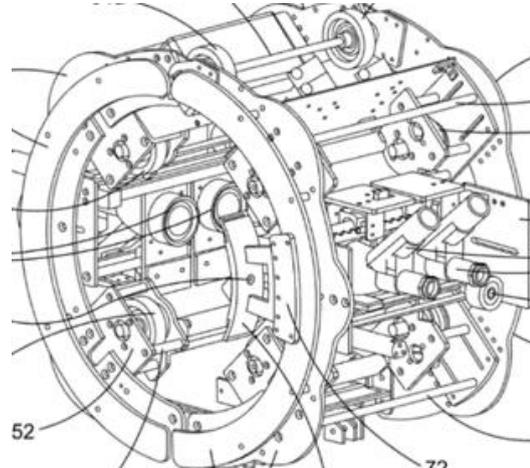


Рисунок 6 - Машина для очистки секции трубопровода

Далее используется машина для нанесения грунтовки (Рис.7), машина для подогрева труб (Рис.8.), машина для нанесения новой изоляции (Рис.9.)



Рисунок 7 - машина для нанесения грунтовки

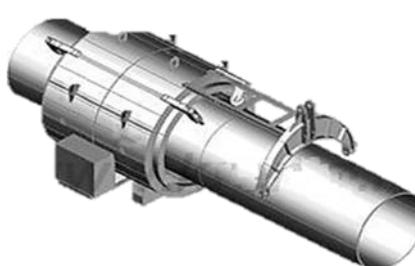


Рисунок 8 - машина для подогрева труб

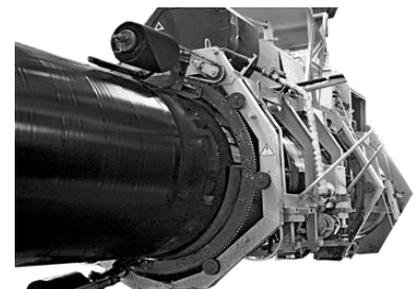


Рисунок 9 - машина для нанесения новой изоляции

Все эти машины образуют изоляционную колонну, которая служит для переизоляции трубопровода (Рис.10)

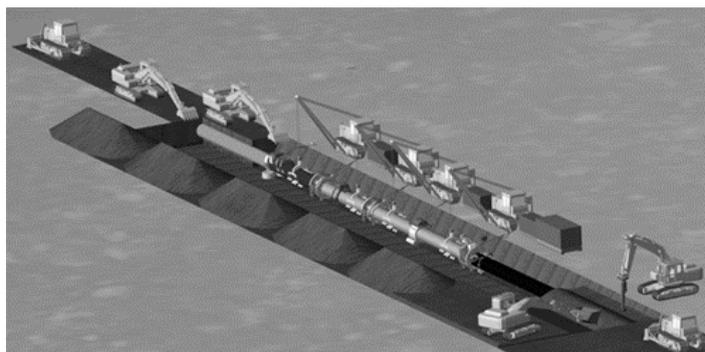


Рисунок 10- Технологическая схема состава изоляционной колонны

Анализ машинного комплекса очистки, его недостатки.

Как показывает практика проведения работ с применением данного комплекса, конструкции имеют довольно большие габариты, что затрудняет их использование на трассе, кроме того, такая очистка требует огромное количество расходных материалов, частую замену режущего инструмента. Всякая механическая очистка не гарантирует высококачественный результат, а тем более зимой, так как на поверхности труб остается много грязи и следов защитного покрытия. Также в результате повреждается поверхность трубы, частично срезается валик сварного шва, а это портит прочность трубы. Вместе со всем вышеперечисленным, очистительные механические устройства низкопроизводительны, вредны для обслуживающего персонала, к тому же, продукты очистки вредят окружающей среде.

Из-за повреждений, срок службы труб значительно уменьшается, замена трубопровода требуется все чаще, а это не является рентабельным и экономным в материальном плане. В последствии повреждений также растет процент аварий.

Существует статистика, показывающая общий процент различных аварий трубопроводов и процент аварий по причинам повреждения труб, снижении их износостойкости, а также при проведении непосредственно самих работ по очистке и переизоляции трубопровода. (Рис.7.) И процент, показывающий долю аварий по последним причинам, довольно высок. Это указывает на то, что данная система устарела и требуется ее модификация с использованием новых технологий.

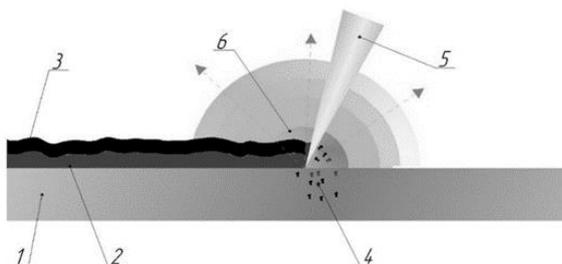


Рисунок 11 - Статистика аварий на магистральных трубопроводах 1996 – 2015гг.

Актуальным методом обработки металлов на сегодняшний день является лазерный комплекс. Во время выполнения работ, в которых применяется система лазеров, пропадает необходимость в использовании двух очистных машин и подогревающей машины в рамках одной колонны.

Принцип работы лазерного луча

Лазер для очистки металла направленно действует на обрабатываемую поверхность короткими лазерными импульсами. Сам принцип работы оборудования построен на том факте, что чистый металл отражает лазерное излучение. А если воздействию подвергается образовавшийся на поверхности налет, то в таком случае фокусированный луч поглощается им, а не отражается. Это происходит из-за сложного химического состава покрытия. В процессе воздействия луча налет нагревается, плавится и испаряется, одновременно прогревая поверхность. (Рис.12; Рис.13)



- 1 – металлическая поверхность;
 2 – внутренний слой изоляции;
 3 – внешний слой изоляции с грязью;
 4 – материальная плазма;
 5 – лазерный луч; 6 – радиус распространения теплового воздействия и испарения материала

Рисунок 12 - Модель работы лазерного луча при очистке металла



Рисунок 13 - Наглядное изображение лазерной очистки труб

При поведении анализа традиционных и модернизированных методов очистки трубопровода были выявлены следующие преимущества использования волоконного лазерного комплекса для очистки от старой изоляции при проведении ремонтных работ:

- электроэнергия является единственным потребляемым ресурсом;
- обрабатываемый материал не разрушается в процессе воздействия;
- более высокая степень отчистки по сравнению с аналогами;
- легкость применения и интеграция в технологические процессы;
- возможно локальное и ограниченное по площади воздействие;
- возможно селективное снятие слоев;
- низкий уровень шума;
- низкая эксплуатационная стоимость;
- экологичность. Отходами являются безвредные газообразные соединения, углекислый газ и водяной пар;
- использование одного лазерного комплекса вместо машины предварительной очистки, машины финишной очистки и нагревательного агрегата.

При машинном комплексе очистки трубопровода нередко случается выход машин из строя. Следовательно, появляется угроза для человека. При работе с лазерами такой угрозы нет.

С точки зрения безопасности, лазерные решения также предлагают преимущества. Единственная необходимая личная защита — это очки для защиты от лазерного излучения, которые являются обязательными для оператора и всех людей, находящихся рядом с операцией по зачистке лазером (более простой способ — ограничить область защитными панелями). Нет необходимости в специальном костюме, перчатках или другом оборудовании, которое может сдерживать оператора.

Вывод: При проведении работ с помощью лазерного комплекса отпадает необходимость в приобретении двух очистных машин и одной подогревающей машины в рамках одной колонны. Обрабатываемый материал не разрушается в процессе лазерного воздействия, обеспечивается более высокая степень очистки по сравнению с аналогами, низкая эксплуатационная стоимость и экологичность.

Библиографический список:

1. Пат. 2641821 Российская Федерация, МПК В08В 9/023 (2006.01). Устройство для очистки наружной поверхности трубопровода: № 2016150284: заявл. 20.12.2016; опубл. 22.01.2018 / Гимранов Р. К., Кан-тюков Р. А., Хузаханов Р. М., Ахметшин А. Д., Шарафисламов Ф. Ш., Галимов Р. А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань». - Текст: непосредственный.
2. Пат. 2637954 Российская Федерация, МПК 20141208. Машина для очистки секции трубопровода: № 2015152213: заявл. 12.07.2015; опубл. 12.08.2017 / Дейкин, Д., Макормак К., Холланд Н.; патентообладатель «Пайплайн Индакшн ХИТ ЛТД». - Текст: непосредственный.
3. Зыков, М. А. Разработка современных методов ремонта гидроизо-ляционного покрытия трубопроводов / М. А. Зыков, Ю. В. Макридина. – Текст: непосредственный // Евразийский союз ученых (ЕСУ). - 2015. - №5 (14). - С. 72-73.

УДК 622.692.4

Определение оптимальной температуры подогрева неньютоновской нефти при транспортировке по «горячему» нефтепроводу

Плотникова К.И., Деменин Е.С.

Научный руководитель - Николаев А.К.

Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург

Аннотация

Эксплуатация нефтепровода - это сложный процесс, который ограничивается многими факторами, такими как температура на выходе, условия окружающей среды вдоль трубопровода, соотношение между вязкостью и температурой нефти, реологические характеристики и характеристики энергоснабжения насосных станций вдоль трубопровода. В работе представлен алгоритм поиска оптимальной температуры подогрева вязкой нефти при перекачке по горячему нефтепроводу. Представленный в работе алгоритм учитывает недостатки ранее представленных методик поиска оптимальных параметров, а также позволяет находить оптимальную температуру подогрева для различных критериев оптимальности.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, горячий нефтепровод, оптимальная температура подогрева.

Annotation

Pipeline operation is a complex process that is limited by many factors such as outlet temperature, environmental conditions along the pipeline, oil viscosity-temperature relationship, rheological characteristics, and the power supply characteristics of pumping stations along the pipeline. The paper presents an algorithm for finding the optimal temperature for heating viscous oil when pumping through a hot oil pipeline. The algorithm presented in the work takes into account the shortcomings of the previously presented methods for finding the optimal parameters, and also allows you to find the optimal heating temperature for various optimality criteria.

Key words: high-viscosity oil, hot oil pipeline, optimal heating temperature.

В связи с уменьшением запасов «традиционной» нефти, увеличением затрат на добычу на фоне роста мирового спроса на энергию за последнее десятилетие промышленный интерес сместился в сторону добычи более распространенной «нетрадиционной» нефти, связанной с ее возрастающим значением, как настоящего источника энергии. Помимо того, на ее долю приходится более двух третьих мировых запасов нефти.

Для повышения эффективности трубопроводного транспорта необходимо снизить экономические затраты на перекачку неньютоновских нефтей и противотурбулентные присадки, а также затраты, связанные с проектированием и строительством трубопроводной системы. Важнейшим фактором при этом является снижение потерь напора при транспортировании вязких нефтей.

Исследованием режимов транспорта нефти, влиянием реологических свойств нефти на режим перекачки занимаются специалисты во всем мире. Основным вопросом является транспорт вязкопластичной нефти, при перекачке которой происходит резко увеличение сопротивления движению.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что снижение затрат на перекачку неньютоновской нефти можно достичь путем уменьшения сопротивления при движении вязкопластичной нефти.

В настоящее время не существует такой теории транспорта вязких нефтей, которая имела бы общепризнанное физическое и математическое обоснование. С отсутствием единой теории связаны основные проблемы транспорта вязких нефтей.

Для решения оптимизационной задачи, связанной с транспортом неньютоновской нефти, следует выбрать критерий оптимальности. Для выбора данного критерия необходимо, прежде всего, знать основные задачи, которые являются приоритетными для проектной и эксплуатирующей организации.

При решении задач оптимизации транспорта неньютоновской нефти по «горячему» нефтепроводу критерием оптимальности является минимум эксплуатационных затрат, а целевая функция звучит как «минимум затрат на перекачку и подогрев». Связано это, прежде всего, с тем, что основные затраты энергии при таком способе перекачки нефти идут на работу насосного оборудования и подогрев нефти. В данном случае, оптимальной температурой будет являться температура, при которой затраты на начальном и конечном участках нефтепровода равны. Такая модель является классической моделью для решения данной оптимизационной задачи [1].

Неправильное определение температурного режима работы "горячего" трубопровода, пренебрежение изменением температуры неньютоновской нефти по поперечному сечению приводит к увеличению затрат на тепловую изоляцию [2].

Если принять минимум эксплуатационных затрат за критерий оптимальности, то целевая функция в данном случае примет вид:

$$S = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot \frac{\sigma_m}{\eta_m} + Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_H - T_K) \cdot \frac{\sigma_m}{\eta_m} \Rightarrow \min \quad (1)$$

где S - затраты на перекачку и подогрев;
Q - секундный объемный расход;
 ρ - плотность;
g - ускорение свободного падения;
H - полные потери напора на участке;
 C_p - изобарная теплоемкость нефти.

Классическое решение данной оптимизационной задачи с данным критерием оптимальности вывел профессор В.С. Яблонский, но следует отметить основной недостаток данной теории: принятие объемного расхода за константу, что является необоснованным допущением. Критерий оптимальности в его работе сформулирован для фиксированного расхода нефти, следовательно, данный критерий не применим, когда пропускная способность и температура изменяются. [3].

Учитывая вышеизложенную информацию, можно составить обобщенный алгоритм для выбора оптимальной температуры подогрева вязкой нефти при транспортировке по «горячему» нефтепроводу:

1. Выбрать критерий оптимальности при транспортировке неньютоновской нефти по подогреваемому нефтепроводу: критерий минимальных эксплуатационных затрат или критерий максимальной выгоды:

$$B = \sigma_{ставка} \cdot L \cdot Q \cdot \rho - Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_H - T_K) \cdot \frac{\sigma_m}{\eta_m} \Rightarrow \max \quad (2)$$

2. Задать параметры исходных данных, такие как диапазоны начальной температуры подогрева и расхода. В данном случае необходимо ввести технологические ограничения:

$$[T_{min}] \leq T_{opt} \leq [T_{max}]$$

$$[Q_{min}] \leq Q_{opt} \leq [Q_{max}]$$

3. Найти значение установившегося расхода в нефтепроводе. Для этого необходимо задать расход перекачки и провести теплогидравлический расчет нефтепровода по нормативной документации.

4. Решить уравнение баланса напоров:

$$H_{\text{станции}} = H_1 + H_{\text{местн}} + (z_k - z_n) \quad (3)$$

Расход, найденный в формуле (3) является верным, если отличается от заданного расхода не более чем на 0,1.

5. Вычислить потери напора на трение по длине нефтепровода, затем определить выгоду от транспорта нефти при найденном расходе.

Затраты на работу насосного оборудования равны:

$$S_{\text{мех}} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot \frac{\sigma_{\text{м}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (4)$$

Затраты на подогрев:

$$S_{\text{мех}} = Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_n - T_k) \cdot \frac{\sigma_{\text{м}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (5)$$

Общие эксплуатационные расходы на подогрев и работу оборудования:

$$Q \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot \frac{\sigma_{\text{м}}}{\eta_{\text{м}}} + Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_n - T_k) \cdot \frac{\sigma_{\text{м}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (6)$$

Выгода от перекачки нефти при данном значении расхода:

$$B = \sigma_{\text{ставка}} \cdot L \cdot Q \cdot \rho - Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_n - T_k) \cdot \frac{\sigma_{\text{м}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (7)$$

6. После выполнения первого цикла алгоритма, необходимо задать новое значение начальной температуры и провести процесс заново, начиная с шага 2. По результатам выполнения работы формируется массив, который включает в себя значение начальных температур и всех тех данных, которые с ней связаны: расход, затраты на работу оборудования и подогрев, общие затраты и выгода.

Исходя из критериев оптимальности выбирается оптимальное значение начальной температуры подогрева нефти.

Вывод

Для решения задачи оптимизации транспорта нефти по подогреваемому нефтепроводу предложен алгоритм поиска оптимальной начальной температуры подогрева нефти. Данный алгоритм может быть реализован на базе программного продукта Maple. Данный алгоритм позволяет учитывать различные критерии оптимальности, а также изменение расхода при изменении температуры, что исключает недостаток классической теории, которая предложена профессором В.С. Яблонским.

Критерий максимальной выгоды, который представлен в данной работе, позволяет учитывать интересы компаний, которые занимаются вопросами транспортировки вязких нефтей с подогревом.

Библиографический список:

1. Климко В.И., Николаев А.К. Повышение эффективности «горячей» перекачки высоковязкой и высокозастывающей нефти// Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере: материалы международной научно-технической конференции студентов, аспирантов, ученых. – 2013. - №1.
2. Трапезников С.Ю. Обоснование температурных режимов работы надземных «горячих» нефтепроводов (на примере трубопровода ЦПС «Южно-Шапкинское» - Харьяга)// г. Санкт-Петербург., диссертация на соискание ученой степени к.т.н. – 2011.
3. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты для нефти и нефтепродуктов, М.: Недра, 1981. - 256с.
4. Марон В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе: Учебное пособие. М.: МАКС Пресс, 2009. - 344с.
5. Михеев М.А. Основы теплопередачи. М.: Энергия, 1956. - 392с.

УДК:621.643.053

Распределение потоков нефти в трубопроводе с лупингом

Резанов К.С.

Научный руководитель – Шестаков Р.А.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

Применение трубопроводного транспорта, как основного вида транспортировки жидких углеводородов, является экономически и физически обоснованным процессом. При этом трубопроводный транспорт имеет ряд существенных недостатков, например, огромные капитальные вложения, необходимость постоянного контроля эксплуатации, высокая опасность технологических катастроф [1]. Однако возможность прокладки в труднодоступных местах и высокая пропускная способность затмевают все недостатки. Необходимо отметить, что существуют ряд способов увеличения пропускной способности, одним из которых является строительство лупингов.

Лупинг – это дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основной нитке и соединенный с ней в двух сечениях с помощью перемычек.

Здесь важно отметить, что помимо потерь напора по длине в основной трубе, лупинге и перемычках, будет происходить потеря энергии жидкости в узлах соединения по причине перемешивания потока при прохождении раздаточного и собирающего тройников, а также при повороте потока из основной линии в лупинг. Также необходимо отметить, что при учете дополнительных потерь энергии меняется линия гидравлического уклона в узлах соединения основной нити с лупингом [2].

Представленные на рисунках 1 и 2 линии гидравлического уклона отличаются на участке с лупингом.

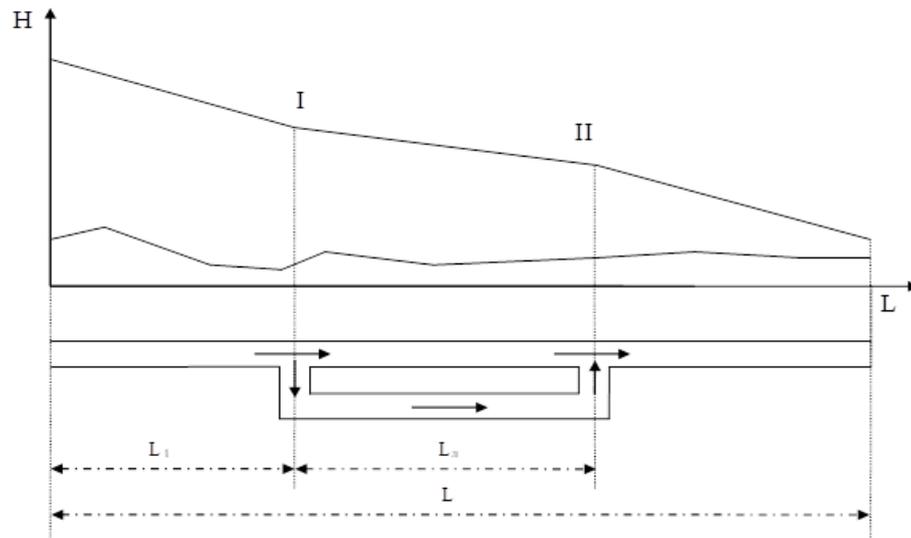


Рисунок 1 – Линия гидравлического уклона основной нитки участка трубопровода с лупингов

Все факторы, оказывающие влияние на распределение потоков, можно учесть с помощью коэффициентов местных потерь и потерь по длине. При этом важно отметить, что в случае параллельного подключения к основной нити дополнительного трубопровода потери напора на параллельных участках будут равны, тогда как объемные расходы будут делиться в соотношении:

$$Q_c = Q_b + Q_p, \quad (1)$$

где Q_p – объемный расход в основной нити, Q_b – объемный расход в лупинге, Q_c – объемный расход до разветвления.

С учетом равенства потерь напора:

$$(\zeta_{c.p.1} + \zeta_{c.p.2}) \cdot \frac{w_c^2}{2 \cdot g} + \lambda_p \cdot \frac{L_{1-2}}{d_p} \cdot \frac{w_p^2}{2 \cdot g} = (\zeta_{c.b.1} + \zeta_{c.b.2}) \cdot \frac{w_c^2}{2 \cdot g} +$$

$$+(\lambda_{b1} \cdot \frac{l_{b1}}{d_{b1}} + \zeta_{90}) \cdot \frac{w_{b1}^2}{2 \cdot g} + (\lambda_{b2} \cdot \frac{l_{b2}}{d_{b2}} + \zeta_{90}) \cdot \frac{w_{b2}^2}{2 \cdot g} + \lambda_l \cdot \frac{L_{1-2}}{d_l} \cdot \frac{w_l^2}{2 \cdot g}, \quad (2)$$

где $\zeta_{c.p.1(2)}$ – коэффициент местного сопротивления при протекании жидкости через тройник (1 – раздаточный тройник, 2 – собирающий тройник); $\zeta_{c.b.1(2)}$ – коэффициент местного сопротивления при протекании жидкости через тройник в боковую трубу; $\lambda_{b1(2,p,l)}$ – коэффициент гидравлического сопротивления в соединительных трубах, основной нити и лупинге соответственно; ζ_{90} – коэффициент местного сопротивления при повороте потока на 90° ; w – скорость течения жидкости [2].

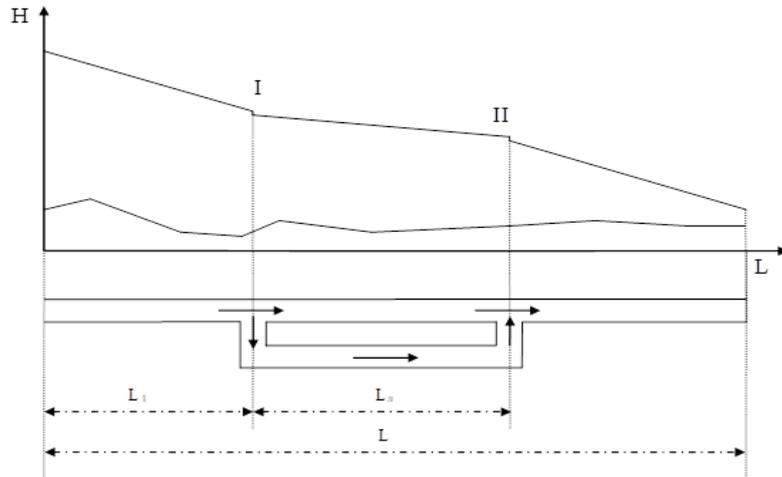


Рисунок 2 – Линия гидравлического уклона лупинга

В результате получим математическую модель, объединяя в систему уравнения (1) и (2):

$$\left\{ \begin{aligned} Q_c &= Q_6 + Q_{\text{л}} \\ (\zeta_{c.p.I} + \zeta_{c.p.II}) \cdot \frac{w_c^2}{2 \cdot g} + \lambda_{\text{л}} \cdot \frac{L_{\text{л}}}{d_{\text{л}}} \cdot \frac{w_{\text{л}}^2}{2 \cdot g} &= \\ &= (\zeta_{c.б.I} + \zeta_{c.б.II}) \cdot \frac{w_c^2}{2 \cdot g} + \left(\lambda_{б.I} \cdot \frac{l_{б.I}}{d_{б.I}} + \zeta_{90^\circ} \right) \cdot \frac{w_{б.I}^2}{2 \cdot g} + \\ &+ \left(\lambda_{б.II} \cdot \frac{l_{б.II}}{d_{б.II}} + \zeta_{90^\circ} \right) \cdot \frac{w_{б.II}^2}{2 \cdot g} + \lambda_{\text{л}} \cdot \frac{L_{\text{л}}}{d_{\text{л}}} \cdot \frac{w_{\text{л}}^2}{2 \cdot g}; \end{aligned} \right. \quad (3)$$

Таким образом, в ходе построения математической модели были рассмотрены два варианта распределения потоков при подключении лупинга: без учета местных сопротивлений, с учетом местных сопротивлений.

Для установления зависимости зададим необходимые данные: объемный расход до разветвления ($Q_c = 5700 \text{ м}^3/\text{ч}$), кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости ($\nu = 12 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$), наружный диаметр основной линии ($D = 1020 \text{ мм}$), длина соединительной трубы ($l_b = 5 \text{ м}$), абсолютная шероховатость ($\Delta = 0,04 \text{ мм}$), длина лупинга ($L_{1-2} = 10 \text{ км}$).

Рассмотрим расхождения между объемными расходами в лупинге в двух случаях. При этом будем использовать несколько значений сортамента параллельного трубопровода.

Так внешний диаметр лупинга ($D_l, \text{ м}$) будет изменяться согласно табл.1 [3].

Таблица 2 - Сортамент лупинга

Внешний Диаметр, мм	530	630	720	820	920	1020	1067	1220
Толщина стенки, мм	8	8	9	10	10	10	11	12
Внутренний Диаметр, мм	514	614	702	800	900	1000	1045	1196

В таком случае получившиеся значения объемных расходов указаны в табл. 2.

Таблица 2 – Значения объемного расхода

Внешний Диаметр, мм	530	630	720	820	920	1020	1067	1220
Расход без учета потерь, м ³ /ч	805,38	1199,78	1580,10	2006,38	2448,63	2853,88	3024,14	3533,63
Расход с учетом потерь, м ³ /ч	799,85	1191,70	1568,91	1992,65	2432,8	2842,35	3006,05	3514,20

Таким образом, в рамках составления математической модели исследования перекачки по участку трубопровода с лупингом значения отклонений составляют 0,4-0,71 %. Данное отклонение может казаться несущественным, но необходимо отметить, что расчет проведен при минимальных значениях неучтенных факторов. Также отклонения могут привести к сбою в работе систем обнаружения утечек и датчиков, нарушению насосного оборудования.

Библиографический список:

1. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Соценко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – 434 с.
2. Shestakov R.A. Research of distribution of oil flow in the pipeline with looping // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Т. 1679. – № 5. – С. 052035. DOI:10.1088/1742-6596/1679/5/052035.
3. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой, ФАУ "ФЦС", 2013. – 104 с.

УДК 622.692.4.074

Применение «Метода кривых» при строительстве и ремонте нефтегазопроводов через естественные и искусственные препятствия

Шкутов И.В., Полищук А.С.

Научный руководитель – Яворская Е.Е

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Метод прокладки трубопровода через естественные препятствия зависит от совокупности факторов:

- Технических (возможность определенного метода в данных условиях)
- Экономических (выбор самого рационального метода)
- Экологических (при прокладке и дальнейшей эксплуатации без нанесения урона экологии)

Современные методы прокладки позволяют вести работы быстро, качественно, экологично и без вмешательства в инфраструктуру.

Метод наклонно-направленного бурения (ННБ)

Методика прокладки наклонно-направленным бурением основана на пробуровании пилотной скважины, ее расширении и протаскивании трубопровода. Метод наклонно-направленного бурения состоит из трех этапов:

1. При помощи бурового инструмента производится пилотная скважина.
2. Далее расширяют скважину с помощью расширителей обратного действия (риммеров). Расширение скважины производится до тех пор, пока ее диаметр не будет больше диаметра трубы на 25%.
3. Вскоре протаскивают плетть трубопровода. На дальней стороне перехода находится готовая к протаскиванию плетть трубопровода, к началу плети устанавливается головка, которая вертлюгом подхватывает тяговое усиление и риммер.

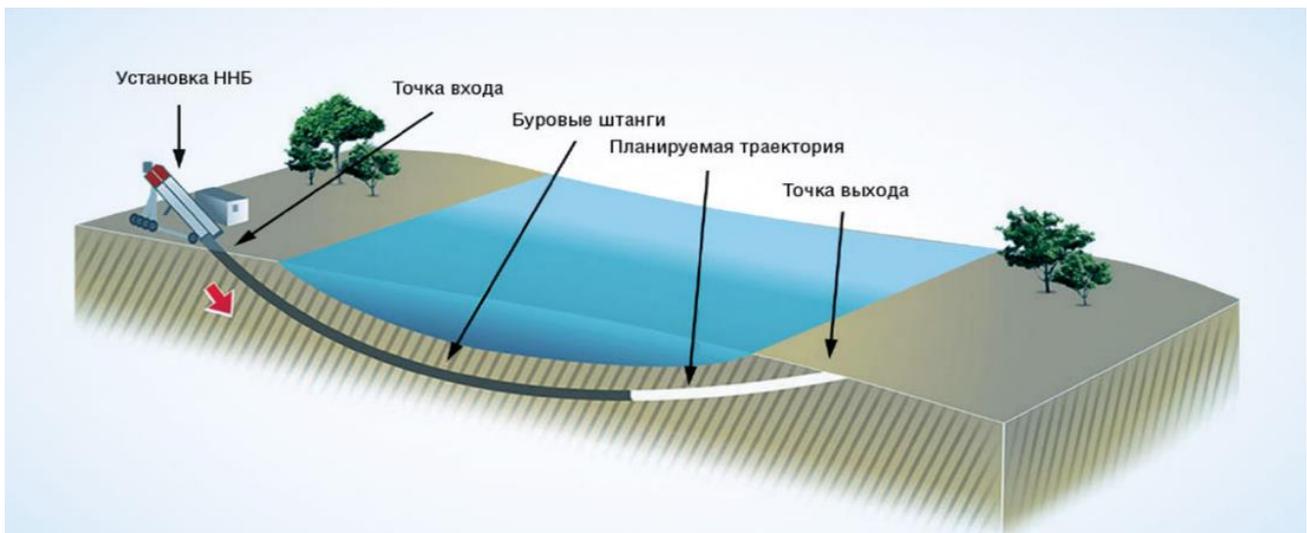


Рисунок 1 - Метод наклонно-направленного бурения (ИДБ)

Комплексы ИДБ разделяются по трём типам, по значению усиления тяги, это: до 12 тонн (mini), до 50 тонн (midi) и свыше 50 тонн (maxi). Подбор бурового агрегата рекомендуется брать с коэффициентом запаса в 1,25 – 1,5.

Метод микротоннелирования

Микротоннелирование – это метод бестраншейной прокладки разных диаметров трубопровода до 15000 мм. Глубиной до 80 м и длиной 1,5 км. Скорость проходки - 3 м/ч. Погрешность отклонения от заданной траектории - не более 10 мм на каждые 100 м. Проходка осуществляется в любых категориях грунта. Для данного метода требуется определенное оборудование, которое ведет к большим вложениям.

В метод микротоннелирования входят:

1. Разработка начальной и конечной шахты. Размер шахты определяется диаметром микрощита, а глубина зависит от глубины прокладки коммуникаций.
2. Далее осуществляется спуск домкратной установки и монтажные работы по микрощиту в начальной шахте.
3. Прокладка трубопровода осуществляется при запуске микрощита, вслед за которым постепенно наращивается став труб. В микрощит по насосной системе подается вода, вскоре она перемалывается с породой и поднимается на поверхность. Данная прокладка длится до тех пор, пока микрощит не выйдет в конечной шахте, вскоре удаляется из начальной шахты домкрат, а из конечной микрощит.



Рисунок 2 - Метод микротоннелирования

Метод «Кривых»

Метода «кривых» сочетает в себе методы ННБ и микротоннелирования. Протаскивается заранее изогнутая труба углом от 0 до 3 градусов и диаметром трубы 600 мм до 1420 мм. Данная технология позволяет уменьшить длину перехода через препятствия, из-за изогнутости трубы. Метод «кривых» представляет собой продавливание изогнутой трубы с применением специального оборудования. Устанавливается специальный микроцит фирмы MTS Perforator GmbH и продавливающей установкой, изготовленной известной компанией Prime Drilling (Германия).

Например, если нам требуется провести трубопровод через естественное препятствие, реку, диаметр трубы 1220, а её радиус в районе изгиба трубы упругой деформации будет не менее 1200. Следовательно радиус изгиба плети будет равен $1220 \cdot 1200 = 1464$ м. Если мы возьмем такой же диаметр трубы, при этом используем загнутые трубы с изгибом 3 градуса, то получим радиус изгиба плети 218 м. Данная технология сократила прокладку трубопровода через естественное препятствие в 6,7 раза.



Рисунок 3 - Микроцит MTS MTS Perforator GmbH



Рисунок 4 - Метод «Кривых»

Метода «Кривых» позволяет прокладку трубопровода в любых грунтах, так как оснащен набором различных режущих инструментов, подстраивающихся под любой грунт. Конструкция микроцита представляет собой камеру, в которой резцы измельчают твердую породу, вскоре размельченная порода транспортируется по трубопроводу на поверхность. На данный момент возможности «Метода кривых» невозможно применять полноценно, так как полимерные материалы применяемые для гидроизоляции обладают не достаточной твердостью для сохранения целостности трубы. Слабейшим местом данной технологии являются термоусадочные муфты, которые служат для изоляции кольцевых соединений, которые не гарантируют целостность трубы от задиров при прокладке. Особенно это критично там, где грунт имеет твердые включения. Особенно с данной проблемой встречаются при прокладке в твердых породах. Как правило есть вариант расширения зазора между скважиной и трубой - закачивания бетонита в затрубное пространство без применения полимерных материалов, но не всегда такой метод может помочь. Существует еще один метод защиты гидроизоляции, это защитного покрытия «ЗУБ – Композит». «ЗУБ – Композит» представляет собой композитную смесь с полимерной фиброй, заключенной в специальную оболочку из оцинкованной стали. Данное слияние технологий позволяет прокладывать трубопровод в любых грунтах, без опасения повреждения изоляционного покрытия.

Преимущества метода «Кривых»:

1. Сохранение экология (при прокладке не требуется восстановление дна или русла реки)
2. Нет необходимости в утилизации бентонита и полимеров;
3. Сооружаемый Данное сооружение в виде арки гарантирует, что оно не всплывет и не провалится, а срок эксплуатации данного перехода будет такой же как и у трубопровода линейной части;

4. Безопасная эксплуатация заключается в глубокой закладке трубопровода, что позволит избежать перепадов температур и паводков.
5. Для прокладки данного трубопровода не требуется большое количество техники.
6. Высокая точность прокладки, заключается в применении системы локации, в основу которой входят гироскопы.
7. Прокладка трубопровода в любых условиях.
8. Низкая стоимость прокладки трубопровода. Цена данного метода будет равна прокладке трубопровода траншейным методом.
9. Отсутствие нарушения дренажа почвы. При прокладке данным методом не требуется использование техники большой мощности и большого веса, следовательно не требуется площадка с твердым покрытием.
10. Малые сроки выполнения работ. Если траншейный метод и метод ННБ с естественным радиусом изгиба будут занимать примерно 2-3 месяца для такого перехода, то метод «Кривых» выполнит данную работу за 2-3 недели.



Рисунок 5 - Расширенные возможности применения «метода кривых» при использовании обетонированных труб «Зуб-Компазит»

Выше указанные преимущества доказывают актуальность данного метода для применения прокладки трубопроводов через естественные препятствия. На данный момент самое время для его рассмотрения, так как много магистральных трубопроводов требуют замены. Метод «Кривых» является самым экологичным, надежным и экономически выгодным для прокладки трубопровода через естественные препятствия.

Таким образом, метод «Кривых» был определен как наиболее эффективный, экологичный и менее затратный, что доказывает его дальнейшее применение в нефтегазовой отрасли для прокладки газонефтепроводов через естественные преграды. Данная технология уже была применена ОАО «Тюменьтрансгаз» (г. Югорск) и ООО «Газпром инвестгазификация», что лишний раз подчеркивает актуальность данного метода.

Библиографический список:

1. Селезнев Г.А. Метод «Кривых». Использование предварительно изогнутых труб при строительстве и ремонте подводных переходов бестраншейным методом // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 11. С. 90–91
2. «МЕТОД КРИВЫХ» – НОВОЕ РЕШЕНИЕ В БЕСТРАНШЕЙНОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ» УДК 622.691.4 В.В. Настека, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ) П.А. Колотовский, ПАО «Газпром», Н.Н. Заикин, ПАО «Газпром» Г.А. Селезнев, ООО «Подзембурстрой» (Челябинск, РФ)
3. <http://podzembur.ru/building/metodkrivih/>

УДК 620.179.141:622.691.4

Анализ современных методов диагностики линейной части МТ

Шкутов И.В.

Научный руководитель – Яворская Е.Е

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Магистральный трубопровод - единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки от пунктов приема до пунктов сдачи. Одной из важнейших составляющих производственного процесса является обеспечение безопасной безаварийной эксплуатации технологического оборудования и систем магистральных трубопроводов. На стенках МТ со временем образуются отложения

Неразрушающие - методы оценки целостности, свойств, состава обнаружение и локализация дефектов, при которых не ухудшаются последующие эксплуатационная пригодность или надежность материалов, узлов, деталей. ГОСТ Р56542-2019 «Контроль неразрушающих. Классификация видов и методов.».

Внутритрубная диагностика (ВТД) – выявление дефектов линейной части трубопроводов с помощью внутритрубных диагностических приборов (дефектоскопов) и оценка технического состояния дефектных участков без вывода трубопроводов из эксплуатации.

Диагностирование газопроводов

Внутритрубный инспекционный прибор ООО «НПЦ «ВТД»:



Рисунок 1 - Дефектоскоп ДМТ (MFL)



Рисунок 2 - Дефектоскоп ДМТП (TFI)

Характеристики дефектоскопа ДМТ (MFL):

Обнаружение коррозионных дефектов (общая коррозия, каверна, язва, поперечная канавка)
Обнаружение механических повреждений поперечной ориентации
Обнаружение поперечных металлургических дефектов
Обнаружение поперечных стресскоррозионных трещин
Обнаружение дефектов кольцевых (монтажных) сварных швов

Магнитные дефектоскопы высокой разрешающей способности типа ДМТ (MFL) используются для регистрации и измерения сигналов продольного магнитного потока рассеяния в местах нахождения дефектов стенок трубопровода.

Характеристики дефектоскопа ДМТП (TFI):

Обнаружение коррозионных дефектов
Обнаружение механических повреждений продольных ориентации
Обнаружение продольных металлургических дефектов
Обнаружение продольных стресскоррозионных трещин
Обнаружение дефектов заводских сварных швов

Уникальная конструкция намагничивающей системы дефектоскопа поперечного намагничивания серии ДМТП (TFI) позволяют достичь (самых) высоких показателей достоверности выявления продольно ориентированных трещин, являющихся наиболее опасным дефектом магистральных трубопроводов.

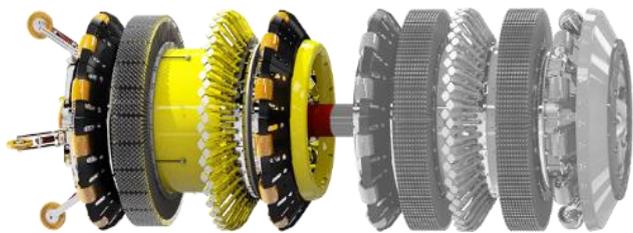


Рисунок 3 - Интроскоп (MFL+)

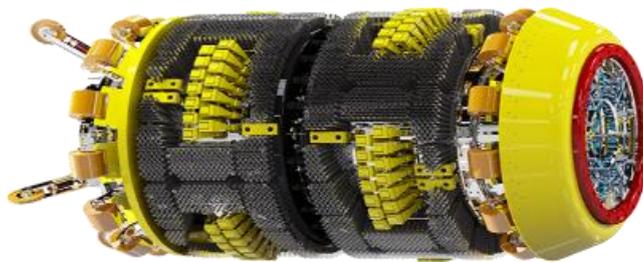


Рисунок 4 - Магнитоакустический дефектоскоп

Характеристики Интроскоп (MFL+):

Обнаружения коррозионных дефектов на внутренней поверхности трубы
Обнаружения металлургических дефектов выходящих на внутреннюю поверхность
Обнаружения дефектов кольцевых, продольных и спиральных сварных швов
Обнаружения дефектов геометрии трубопровода

Магнитные внутритрубные интроскопы типа MFL+ способны выявить с фотографической точностью все дефекты любой ориентации на внутренней поверхности стенок труб, включая дефекты геометрии трубопровода. Точность обнаружения дефектов и оценки их размеров на внутренней поверхности труб не зависит от толщины стенок труб.

Характеристики Магнитоакустических дефектоскопов:

Выявление зон различно ориентированных трещин на ранней стадии развития, как в основном металле, так и сварных швах
Регистрации дефектов потери металла и расслоений, оценке их глубины акустическим методом, мониторинг роста коррозионных дефектов
Определение типа и оценка состоянием наружного изоляционного покрытия

Комбинированные магнитоакустические дефектоскопы серии ДМТ(Б)-А и ДМТП(Б)-А совмещающие в себе магнитные датчиковые подсистемы сверхвысокого разрешения и многоракурсные ЭМА ультразвуковые датчиковые подсистемы выдают максимально полную (достоверную) информацию о состоянии трубопровода. Отсутствие необходимости в жидкостном контакте ЭМА-преобразователей, позволяет равноценно использовать комбинированные магнитоакустические дефектоскопы для контроля как нефте-, так и газопроводов:

На газопроводах используются дефектоскопы магнитного типа, так как для использования ультразвукового снаряда требуется контактная жидкость, что приводит к большим затратам на специальную технику и капиталовложениям.

Диагностирование нефтепроводов

В нефтяной отрасли очень часто происходят отказы на промысловых трубопроводах. До недавнего времени диагностика технологических трубопроводов проводилась только наружным осмотром. Использование ВТД было ограничено из-за отсутствия камер пуска-приема. Так как ВИП создавались для труб диаметром от 219 мм и более. Сеть технологических трубопроводов состояла из труб малого диаметра, и не влекло за собой установку камер пуска-приема. Экономически было бы очень дорого диагностировать данные трубопроводы. Так как ценовая политика диагностирования была бы такой же как диагностирование МН.

В 2012 году «Газпром нефти» была принята концепция перехода на сканирующую диагностику.

Современные приборы способны выявлять в трубах тысячи аномалий (предположительных дефектов), из которых критических - лишь единицы. Такая эффективность на промысловых нефтепроводах - излишество, которое только многократно удорожает процесс.

В качестве альтернативы внутритрубной диагностике в «Газпром нефти» был разработан прибор для наружного обследования трубопроводов с помощью магнитометрического метода.

При контроле измеряют и анализируют распределение собственных магнитных полей трубы, вызванных естественной намагниченностью в магнитном поле Земли. Разработанный для

дистанционной диагностики прибор КБД-2 оказался способен выявлять дефекты длиной более 100 мм, т.е. ручейковую коррозию. Его можно применять на трубопроводах, не обеспеченных камерами пуска-приема для внутритрубных снарядов.



Рисунок 5 - Дистанционной диагностики прибор КБД-2

В 2014–2015 годах прибор прошел опытно-промышленные испытания на месторождениях «Газпром нефти» в Ноябрьске и Муравленко.

Упрощая ВИП до внутритрубного индикатора дефектов (ВИД), можно сделать внутритрубную диагностику экономически доступной на объектах малой длины и малых диаметров.

Один из факторов удорожающий применение стандартных ВТП, - сложная обработка полученных данных в специализированных сервисных центрах. На предприятии нужны быстрые результаты, что стало поводом для создания прибора с быстрой обработкой данных. Для ВТП была выбрана технология, основанная на магнитном (MFL) и вихретоковом методах контроля. В основе технологии лежит явление изменения магнитного поля в зависимости от изменения металлической трубы. Образец внутритрубного индикатора дефектов для труб диаметром 219 мм (ВИД219) после испытаний на «сухом стенде» был многократно опробован на байпасном стенде действующего нефтесборного трубопровода в «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазе». Эксплуатация ВИД219 и сравнение полученных данных с результатами других исследований показали, что фактическая выявляемость дефектов у новой разработки даже выше, чем требовало техзадание. Успешные стендовые испытания прошли дефектоскопы для труб диаметром 114 мм и 159 мм. Такая диагностика дополнит традиционные методы и позволит своевременно определять и устранять дефектные участки на промысловых трубопроводах.

Ниже представлен парк внутритрубных инспекционных приборов на данный момент лидеров внутритрубной диагностики АО «Транснефть - Диаскан»:



Рисунок 7 -Ультразвуковой дефектоскоп серии УСК (WM)

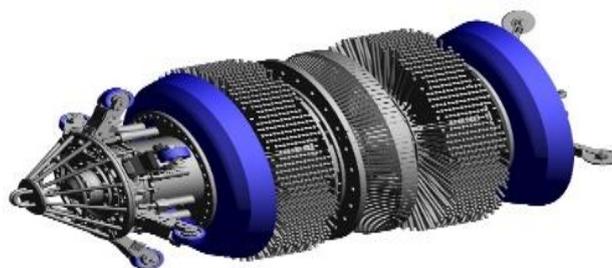


Рисунок 8 -Магнитный дефектоскоп серии МСК (MFL)

Характеристики Ультразвуковой дефектоскоп серии УСК (WM):

Обнаружение коррозии

Предназначен для неразрушающего контроля

Обнаружение расслоения
Обнаружение рисок
Обнаружение смещения кромок,
поперечных сварных швов

(толщинометрии) трубопроводов методом
ультразвукового сканирования материала трубы при
движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого
продукта

Характеристики Магнитных дефектоскопов серии МСК (MFL):

Обнаружение питтинговой коррозии
Обнаружение трещиноподобных
дефектов в поперечных сварных швах и
в теле трубы
Обнаружение рисок

Предназначены для контроля трубопроводов методом
определения утечки магнитного потока при
продольном намагничивании в материале
трубопровода и поперечных сварных швах при
движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого
продукта.



Рисунок 9 - Магнитный дефектоскоп серии МСК (TFI)



Рисунок 10 - Комбинированный магнитный дефектоскоп (MFL+TFI)

Характеристики Магнитных дефектоскопов серии МСК (TFI):

Обнаружение питтинговой
коррозии
Обнаружение трещиноподобных
дефектов в поперечных сварных
швах и в теле трубы
Обнаружение рисок

Предназначены для контроля трубопроводов методом
определения утечки магнитного потока при
поперечном намагничивании в материале
трубопровода и продольных сварных швах при
движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого
продукта

Характеристики Комбинированного магнитного дефектоскопа (MFL+TFI):

Обнаружение рисок
Обнаружение трещиноподобных
дефектов в поперечных сварных швах и в
теле трубы
Обнаружение рисок

За счет применения как продольного, так и
поперечного намагничивания позволяет более
эффективно и точно обнаруживать различные
типы дефектов, в том числе
несанкционированные врезки и дефекты сварных
швов.



Рисунок 11 - Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы (MFL+WM+CD)



Рисунок 12 - Ультразвуковые дефектоскопы для многоракурсного исследования стенки трубопровода

Характеристики Комбинированного магнитно-ультразвуковые дефектоскопа (MFL+WM+CD):

Обнаружение продольных трещин	Позволяет за один прогон проводить как магнитную (MFL), так и ультразвуковую (WM и CD) диагностику трубопровода на потери металла и наличие трещин
Обнаружение дефектов продольных и поперечных сварных швов	
Обнаружение питтинговой коррозии	
Обнаружение расслоения и потери металла	продольной и поперечной ориентации.
Обнаружение рисок	

Характеристика Ультразвукового дефектоскопа для многоракурсного исследования стенки трубопровода:

Обнаружение ориентированной трещины	Предназначен для выявления произвольно ориентированных дефектов в стенке трубы и сварных швах (продольных, поперечных и спиральных). Используются две ультразвуковые измерительные системы высокого разрешения
Обнаружение рисок	



Рисунок 13 - Дефектоскопы для выявления отслоений изоляционного покрытия трубопроводов серии ОДП

Характеристики дефектоскоп для выявления отслоений изоляционного покрытия трубопроводов серии ОДП

Обнаружения отслоения изоляционного покрытия трубопровода	Предназначен для выявления отслоений изоляционного покрытия трубопроводов электромагнитно-акустическим методом при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.
---	---

Анализируя данные парка внутритрубных инспекционных приборов компании АО «Транснефть - Диаскан» и ООО «НПЦ «ВТД» видно, что на данный момент разграничения между ультразвуковыми и магнитными дефектоскопами нет, так как большая часть дефектоскопов либо магнитного типа или же комбинированного. Для дефектоскопии нефтепроводов с целью повышения достоверности контроля применяются комбинированные снаряды, включающие магнитные и ультразвуковые приборы, а для ультразвукового контроля газопроводов применяются снаряды, работающие на принципе ЭМА-преобразования. (рис. 4,11)

Таблица 1

Наименование	Нефтепроводы	Газопроводы
Ультразвуковые дефектоскопы	WN	-
Магнитные дефектоскопы	MFL;TFI	MFL; TFI; MFL+
Комбинированные дефектоскопы	MFL+TFI; MFL+WM+CD	ЭМА-Пр.

На данной таблице показано, что развитие внутритрубной диагностики ушло больше в сторону магнитных и комбинированных дефектоскопов, нежели ультразвуковых. Скорее всего данная проблема связана с дороговизной материалов для улучшения ультразвукового диагностирования, например, на методе фазированной ультразвуковой решетки. Но это не означает ухудшение диагностирования ультразвуковыми дефектоскопами. Например, ультразвуковой дефектоскоп типа WN зарекомендовал себя как бюджетный и качественный прибор для диагностирования нефтепроводов.

Таким образом, на сегодняшний день четкого понятия в применении определенных типов дефектоскопов нет, так как в нефтяной и газовой отрасли применяются ультразвуковые и магнитные дефектоскопы или же комбинированные, что показывает улучшения методов ВТД. Применение комбинированных дефектоскопов лишней раз доказывает, что улучшает качество диагностирования и получения большей информации о наличии дефектов находящихся на МТ, тем продлевая жизненный цикл трубопроводов, снизить затраты на их эксплуатацию, минимизировать количество отказов и снизить нагрузку на экологию.

Библиографический список:

1. Учебное пособие «Внутритрубная диагностика магистральных газонефтепроводов» Р.В. Агиней, Е.В. Исупова
2. <https://diascan.transneft.ru/klientam/vnytritrybnaya-diagnostika/park-vnytritrybnih-inspektionnih-priborov/>
3. Учебное пособие «Оценка результатов внутритрубной дефектоскопии» Ю.А. Теплинский, И.Ю. Быков, И.И. Кандауров

УДК 622.692.4.053

Стратегия уменьшения эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет использования противотурбулентной присадки

Штанько Е.О.

Научный руководитель – Лурье М. В.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

Известно, что наибольшую долю в структуре эксплуатационных затрат предприятий трубопроводного транспорта нефти составляет затраты на оплату электрической энергии, потребляемой насосами нефтеперекачивающих станций (НПС) [1]. При этом плата за электрическую энергию имеет три основные составляющие:

- тарифная плата за электроэнергию, потребленную предприятием в каждом часе суток;
- тарифная плата за «покупную мощность», которая определяется как среднее за месяц значений мощности, потребленной предприятием в часы пиковой нагрузки;
- тарифная плата за «сетевую мощность», которая определяется как среднее за месяц максимальных значений мощности, потребленной предприятием в плановые часы пиковой нагрузки.

По диаграмме, представленной на рис.1, нетрудно заметить, что именно плата за сетевые мощности составляет наибольшую (до 45%) долю в структуре суммарных затрат нефтепроводного предприятия на электроэнергию. В связи с чем следует иметь в виду возможность такой организации работы нефтепровода, при которой за меньшее количество потребленной энергии можно заплатить гораздо больше, чем за большее количество, поскольку максимум мощности, отбираемой предприятием из сети, приходится как раз на период пиковой нагрузки, составляющий до 2/3 продолжительности суток и, как правило, приходящийся на световую часть дня.

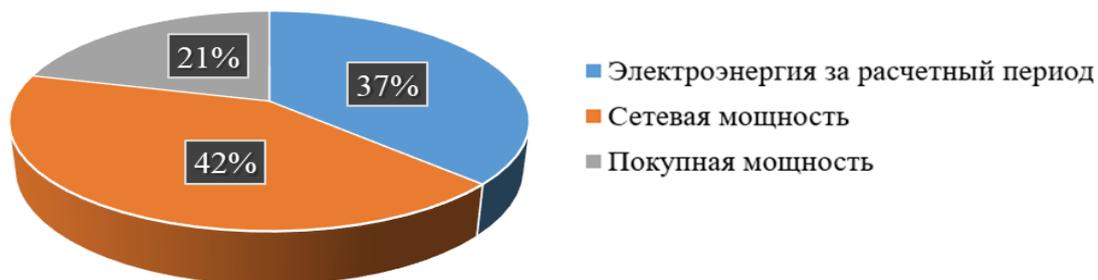


Рисунок 1 - Структура суммарных денежных затрат на оплату потребляемой электрической энергии

Таким образом, в силу своего значительного влияния данный факт обязателен для учета при формулировке задачи минимизации суммарных эксплуатационных затрат на транспортировку нефти по магистральному нефтепроводу.

Как известно, базисной единицей магистрального нефтепровода (МН), его основным модулем, является технологический участок (ТУ), представляющий собой несколько перегонов между последовательно расположенными нефтеперекачивающими станциями (НПС), ведущими перекачку в режиме «из насоса – в насос». Учитывая, что каждая НПС имеет несколько режимов работы в зависимости от сочетания работающих и неработающих насосов, технологический участок имеет множество возможных вариантов работы. Если максимальное число работающих насосов на одной НПС равно m , а число НПС в составе ТУ МН - n , то число R возможных вариантов работы ТУ МН равно m^n . Если же допустить возможность полного отключения некоторых НПС, т. е. учесть возможность существования режимов с числом работающих насосов на некоторых НПС, равным нулю, то число возможных вариантов эксплуатации увеличится и будет равно $(m + 1)^n$. А в случае, если имеется возможность изменять гидравлическое сопротивление отдельных перегонов, например, за счет введения в поток нефти противотурбулентной присадки (ПТП), то число возможных вариантов будет еще большим.

Многовариантная работа технологического участка МН отражена в так называемых *картах технологических режимов* его работы, которые используют для выбора режимов эксплуатации нефтепровода в условиях постоянно изменяющихся планов поставки нефти. Если такие карты составлены, то возникает вопрос составления оптимального графика работы технологического участка. Эта задача состоит в том, чтобы выбрать такой режим (или режимы) работы ТУ МН, в которых эксплуатационные затраты на перекачку при безусловном выполнении плана поставки нефти в данном интервале времени оказались бы минимальными. Рассмотрим подробнее структуру эксплуатационных затрат нефтепроводного предприятия, принятую в рамках данной работы.

Эксплуатационные затраты \mathcal{E} , т. е. средства, затрачиваемые на транспортировку нефти по ТУ МН с использованием ПТП, можно представить суммой трех слагаемых:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{эл}} + \mathcal{E}_{\text{моц}} + \mathcal{E}_{\text{ПТП}}, \quad (1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{эл}}$ – средства на оплату потребленной электроэнергии, руб.:

$$\mathcal{E}_{\text{эл}} = N_{\text{пот.}} \cdot (K^{(\text{н})}T^{(\text{н})} + K^{(\text{в})}T^{(\text{в})}), \quad (2)$$

$N_{\text{пот.}}$ – потребленная мощность, МВт; $T^{(\text{н})}, T^{(\text{в})}$ – продолжительности работы ТУ МН в «низкой» и «высокой» (пиковой) временных зонах, ч, характеризующихся соответственно сниженным $K^{(\text{н})}$, руб./(МВт·ч), и высоким $K^{(\text{в})}$, руб./(МВт·ч), тарифами на электроэнергию.

$\mathcal{E}_{\text{моц}}$ – затраты на оплату потребленной мощности, руб.:

$$\mathcal{E}_{\text{моц}} = \mathcal{E}_{\text{сет.}} + \mathcal{E}_{\text{покуп.}}, \quad (3)$$

где $\mathcal{E}_{\text{сет.}}$ – затраты на оплату *сетевой* мощности, руб.; $\mathcal{E}_{\text{покуп.}}$ – затраты на оплату *покупной* мощности, руб. В этой формуле

$$\mathcal{E}_{\text{сет.}} = K_{\text{сет.}} \cdot N_{\text{max}}, \quad (4)$$

где N_{max} – среднее за месяц максимальных значений мощности, потребленной ТУ МН в *плановые часы пиковой нагрузки для расчета сетевой мощности*, МВт; $K_{\text{сет.}}$ – тариф на оплату сетевой мощности, руб./МВт;

$$\mathcal{E}_{\text{покуп.}} = K_{\text{покуп.}} \cdot N_{\text{покуп.}}, \quad (5)$$

где $N_{\text{покуп.}}$ – среднее за месяц значений мощности, потребленной ТУ МН в *часы пиковой нагрузки для расчета покупной мощности*, МВт; $K_{\text{покуп.}}$ – тариф на оплату покупной мощности, руб./МВт;

$\mathcal{E}_{\text{ПТП}}$ – затраты на приобретение необходимого количества ПТП, руб., причем

$$\mathcal{E}_{\text{ПТП}} = c_{\text{ПТП}} \cdot M_{\text{ПТП}}, \quad (6)$$

где $c_{\text{ПТП}}$ – стоимость 1 т ПТП с учетом расходов на эксплуатационное обслуживание оборудования для ее ввода, руб./т; $M_{\text{ПТП}}$ – требуемое количество (масса), т, ПТП для всего ТУ МН в расчетный период эксплуатации.

Таким образом, суммарные эксплуатационные затраты на транспортировку нефти могут быть представлены следующим выражением:

$$\mathcal{E} = N_{\text{пот.}} \cdot (K^{(\text{H})}T^{(\text{H})} + K^{(\text{B})}T^{(\text{B})}) + K_{\text{сет.}} \cdot N_{\text{max}} + K_{\text{покуп.}} \cdot N_{\text{покуп.}} + c_{\text{ПТП}} \cdot M_{\text{ПТП}}. \quad (7)$$

Как было указано выше, оптимальный график перекачки нефти должен обеспечивать минимум суммарных эксплуатационных затрат нефтепроводного предприятия, связанных с оплатой потребленных насосными агрегатами электрической энергии и мощности, а также стоимостью необходимого количества присадки. Тогда сформулированный критерий оптимальности может быть формализован следующим образом:

$$\mathcal{E} = N_{\text{пот.}} \cdot (K^{(\text{H})}T^{(\text{H})} + K^{(\text{B})}T^{(\text{B})}) + K_{\text{сет.}} \cdot N_{\text{max}} + K_{\text{покуп.}} \cdot N_{\text{покуп.}} + c_{\text{ПТП}} \cdot M_{\text{ПТП}} \rightarrow \min. \quad (8)$$

Иными словами, для нахождения оптимального способа перекачки нужно ответить на вопрос: каким образом организовать работу ТУ МН, а точнее насосов НПС с совместным вводом (в случае необходимости) ПТП на всех или отдельных перегонах, чтобы обеспечить заданный план поставок при минимуме суммарных затрат (8) на перекачку нефти?

Решение данной задачи сводится к необходимости проведения ее полной математической формализации, в результате которой становится понятно, что *определение оптимального графика эксплуатации ТУ МН представляет собой классическую задачу линейного программирования* в виде системы уравнений и неравенств, сводящей к минимуму целевую функцию величины суммарных эксплуатационных затрат нефтепроводного предприятия за определенный промежуток времени. В работе *предлагается двухэтапный алгоритм решения сформулированной задачи*, позволяющий определить график работы ТУ МН с отключением некоторого числа насосов в часы работы в высокой зоне вместе с необходимой концентрацией ПТП, обеспечивающий минимум эксплуатационных затрат нефтепроводного предприятия на перекачку нефти, главным образом, за счет существенного сокращения затрат на сетевую мощность. Данный алгоритм решения иллюстрируется расчетным примером.

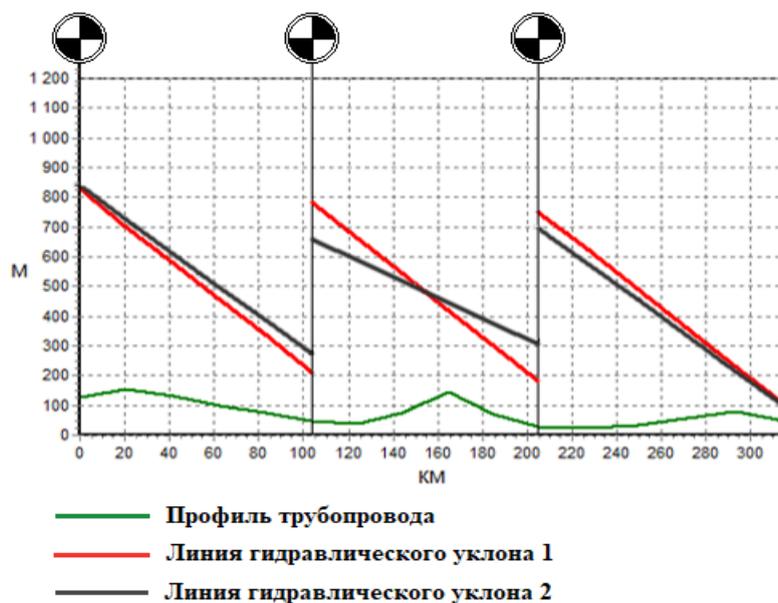
Рассматривается технологический участок магистрального нефтепровода (рис.2) протяженностью 315 км, с наружным диаметром 1067 мм и толщиной стенки 19,2 мм, состоящий из 3-х перегонов с головной и двумя промежуточными нефтеперекачивающими станциями, оснащенными тремя насосами марки НМ 10000 - 210 на подачу 7000 м³/ч каждая. По данному ТУ МН производится перекачка нефти плотностью 0,8 т/ м³.

Рассмотрим эксплуатационную ситуацию, когда для экономии суммарной потребляемой электроэнергии, а, следовательно, уменьшения затрат на нее в денежном выражении, на втором перегоне технологического участка в течение всего времени эксплуатации производится ввод противотурбулентной присадки FLO XL («Baker Petrolite») с постоянной концентрацией. Стоимость используемой присадки принимается равной 500 тыс. руб. за 1 т.

Тарифы на потребляемые электрическую энергию, покупную и сетевую мощность, используемые в расчетах, приведены в таблице 1.

Период пиковой нагрузки для расчета сетевой мощности, соответствующий «высокой» временной зоне, определяется с 8-го по 21-й часы (с 7:00 до 21:00), т. е. равен $T_{\text{в}} = 14$ часов. Следовательно, «низкой» временной зоне соответствует период с 21:00 до 7:00, т. е. $T_{\text{н}} = 10$ часов. В качестве часа пиковый нагрузки для расчета покупной мощности принимается 10-й час (с 9:00 до 10:00).

Решается задача, заключающаяся в сведении к минимуму эксплуатационных затрат нефтепроводного предприятия, имеющего возможность осуществлять перекачку нефти по рассматриваемому ТУ МН с использованием ПТП, за счет определения оптимального графика работы насосов НПС вместе с оптимальной концентрацией ПТП. При этом необходимо обеспечить поставку нефти со средним расходом, равным $q = 7200$ м³/ч.



МН линия гидравлического уклона 1 – линия режима с 9-ю работающими насосами без использования ПТП; линия гидравлического уклона 2 – линия режима с 7-ю работающими насосами (отключены по одному насосному агрегату на НПС-2 и НПС-3) и концентрацией ПТП на 2-м перегоне равной 10 ppm

Рисунок 2 - Технологический участок модельного

Таблица 1 – Тарифы на электроэнергию и мощность

№	Тариф	Величина
1	на электроэнергию в «высокой» («пиковой») временной зоне, $K^{(в)}$, руб./(МВт · ч)	1900
2	на электроэнергию в «низкой» зоне, $K^{(н)}$, руб./(МВт · ч)	1500
3	на сетевую мощность, руб./МВт в месяц	1486000
4	на покупную мощность, руб./МВт в месяц	810500

В результате проведения расчетов для пяти случаев, отличающихся концентрацией вводимой ПТП на одном перегоне от 0 до 20 ppm с шагом 5 ppm, получаем, соответственно, пять значений величин эксплуатационных затраты на перекачку нефти. Числовые результаты для лучшей визуализации и упрощения анализа представим на рис.3 в виде графической зависимости величины суммарных эксплуатационных затрат на перекачку нефти от концентрации присадки, вводимой на одном перегоне.

Согласно представленным данным, наименьшие суммарные затраты на перекачку нефти со средним расходом $q = 7200 \text{ м}^3/\text{ч}$, равные 103,121 млн. руб. в месяц, соответствуют варианту работы рассматриваемого ТУ МН с введением на 2-м его перегоне противотурбулентной присадки FLO XL с концентрацией 5 ppm. Следовательно, график эксплуатации ТУ МН, соответствующий данному варианту, и является оптимальным из рассмотренных вариантов. Применение данного графика эксплуатации ТУ МН обеспечивает снижение величины эксплуатационных затрат, по сравнению с графиком без использования ПТП, на 2,307 млн. руб. в месяц или 27,684 млн. руб. в год.

Итак, представленный в работе иллюстративный пример расчета демонстрирует эффективность реализации предлагаемого оптимизационного алгоритма с целью сведения к минимуму эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет использования ПТП.

Применение ПТП, в целом, при настоящих уровнях цен на ПТП и электроэнергию вместе с мощностью является экономически целесообразным мероприятием, направленным на экономию потребляемых энергоресурсов и обеспечивающим снижение суммарных эксплуатационных затрат нефтепроводного предприятия. Противотурбулентные присадки

позволяют снизить энергопотребление НПС за счет возможности частичного отключения работающих насосных агрегатов в периоды, характеризующиеся высокими тарифами на электроэнергию, и, следовательно, значительного снижения сетевой мощности с одновременной компенсацией выпадающего расхода. Таким образом, повышается энергетическая эффективность процесса перекачки нефти.

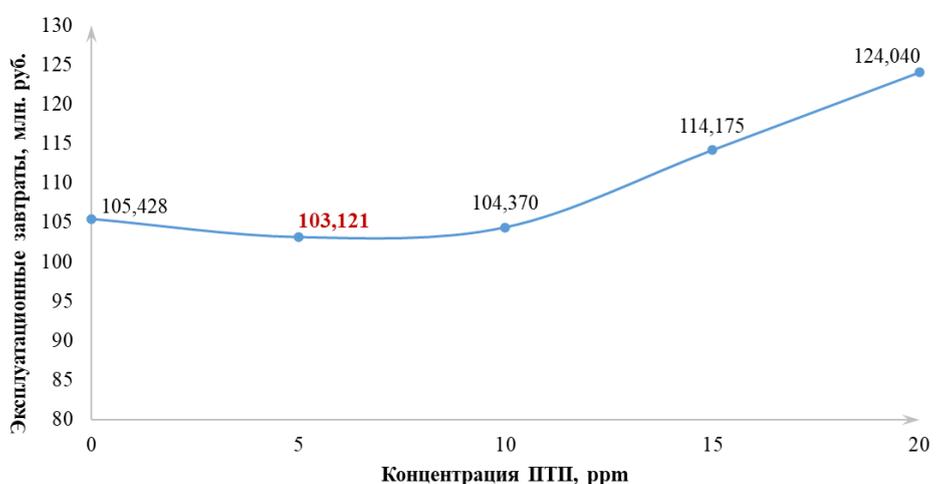


Рисунок 3 - Зависимость месячных эксплуатационных затрат на перекачку нефти от концентрации вводимой присадки на одном перегоне

Экономическая целесообразность осуществления перекачки с применением ПТП зависит от стоимости используемой присадки. Технологическая возможность компенсации выпадающей производительности, вызванной отключением части насосных агрегатов, ограничивается эффективностью применяемой ПТП.

Библиографический список:

1. Ревель-Муроз П. А. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий. Дис. кандидата техн. наук: 25.00.19. Уфимский гос. нефтяной техн. университет, 2018.
2. Голунов Н. Н., Дидковская А. С., Лурье М. В. Итерационный алгоритм гидравлического расчета взаимосвязанных участков нефтепровода при использовании противотурбулентных добавок//Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2019. – №4. – с. 74-83.
3. Голунов Н. Н., Лурье М. В. Выбор оптимального режима эксплуатации технологического участка нефтепровода с применением карт режимов работы // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2018. – №12. – с. 20-24.

СЕКЦИЯ 13. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

Анализ текущего состояния разработки самитинского нефтяного месторождения

Шиян С.И.¹, Слепцов А.А.¹, Шаблий И.И.²

1 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар, РФ

2 – ООО «РН - Морской терминал Туапсе», г. Туапсе, РФ

Анализ показателей разработки месторождения

Самитинское нефтяное месторождение находится в разработке более 30 лет. Промышленная эксплуатация связана с тремя объектами: БВ₅ – 33019 (57 % извлекаемых запасов месторождения), БВ₆ – 16035 (28 %) и АВ₂ 7831 (14 %) тыс. тонн (рис. 1).

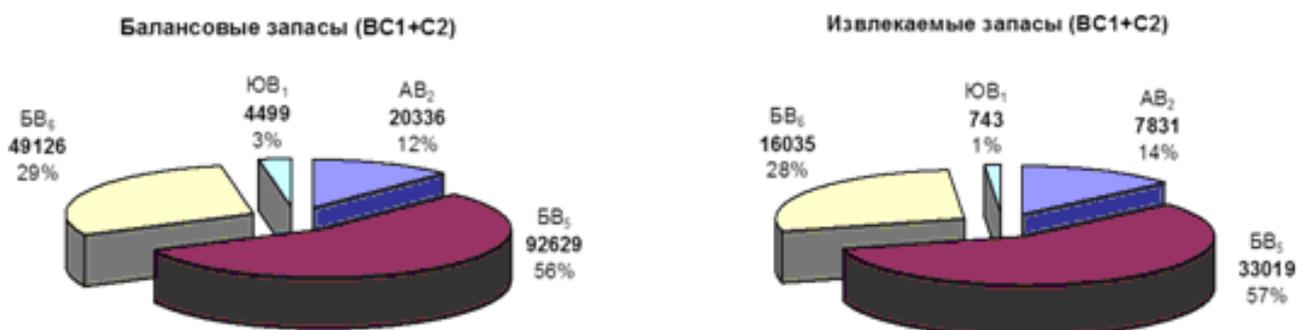


Рисунок 1 – Балансовые и извлекаемые запасы Самитинского месторождения

Текущие извлекаемые запасы составляют 12,8 млн. тонн (BC_1) при начальных 56 млн. тонн. По уровню добычи нефти 2020 года обеспеченность месторождения запасами составляет 24 года.

Всю историю разработки Самитинского месторождения условно можно разделить на четыре стадии (рис. 2).

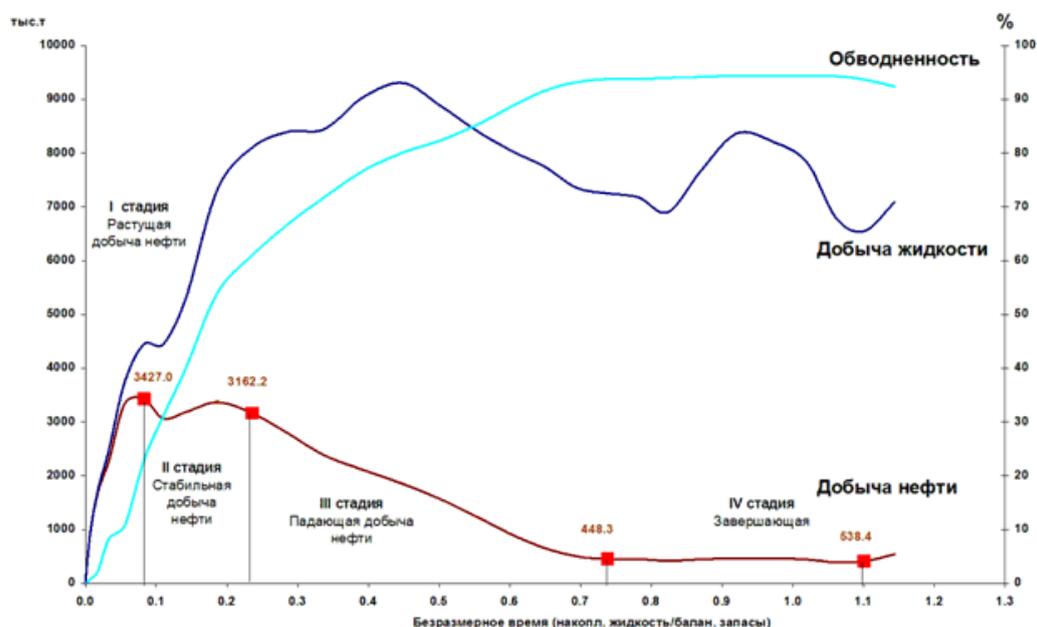


Рисунок 2 – История разработки Самитинского месторождения

С 1991 по 1997 гг. – период растущей добычи нефти. На эти 7 лет приходится максимальный объём эксплуатационного бурения – 756 тыс. м. В эксплуатацию на нефть было введено 308 скважин и 83 скважины под закачку. К концу этого периода в фонде числилось 218 добывающих (действующих – 187) и 80 нагнетательных скважин. Добывающие скважины работали со среднегодовыми дебитами нефти от 40,8 до 63,4 тонн/сут. Большинство скважин (70 %) эксплуатировались фонтанным способом.

За указанный период времени было отобрано 11993 тыс. тонн нефти (или 21,4 % от НИЗ), 13908 тыс. тонн жидкости. В конце периода был достигнут максимальный уровень добычи нефти – 3427 тыс. тонн (1997 год), при этом темп отбора от НИЗ составил 6 %, среднегодовая обводнённость – 22,9 %.

С 1998 по 2001 гг. – период стабильной добычи. За этот период было пробурено 283 тыс. м горных пород. В эксплуатацию на нефть было введено 102 скважины и 28 скважин под закачку. К концу периода в фонде числилось 306 добывающих (действующих – 292) и 87 нагнетательных скважин. Ввод новых скважин на данном этапе обеспечил стабильную добычу на уровне 3 млн. тонн, несмотря на наметившееся снижение дебитов нефти (с 44,3 до 33,7 тонн/сут.). Дебит жидкости увеличился с 64,3 до 86,4 тонн/сут., обводнённость продукции выросла более чем в 2 раза и составила 61 %. За 4 года стабильной добычи было отобрано 12780 тыс. тонн нефти (30 % от накопленной добычи месторождения) и 25177 тыс. тонн жидкости. На конец периода было отобрано 43,5 % от НИЗ.

С 2002 по 2011 гг. – период падающей добычи нефти. В течение этого периода на месторождении происходит снижение годовых объёмов добычи нефти с 2788 тыс. тонн в 2002 году до 448 тыс. тонн (13 % максимальной добычи) в 2011 году. Падение добычи нефти происходило вопреки бурению и вводу в эксплуатацию 231 новых скважин (бурение закончилось в 2011 году). В 2008 и 2009 годы падение добычи достигало 28 %. За 10 лет периода было добыто 14427 тыс. тонн нефти и 82859 тыс. тонн жидкости.

Дебит нефти к концу периода снизился до 3,9 тонн/сут., дебит жидкости снизился до 63,8 тонн/сут., обводнённость с 66,8 % в 2002 году увеличилась до 93,8 % в 2011 году. По состоянию на 01.01.2012 г. накопленная добыча нефти на месторождении составила 39199 тыс. тонн или 68,9 % НИЗ.

В 2012 году месторождение вступило в завершающую стадию разработки.

С начала разработки на 01.07.2020 г. из продуктивных пластов Самитинского месторождения добыто 43531 тыс. тонн нефти, 192339 тыс. тонн жидкости, отбор от НИЗ составил 76,5 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,268, накопленный водонефтяной фактор – 3,4 (рис. 3 и 4).

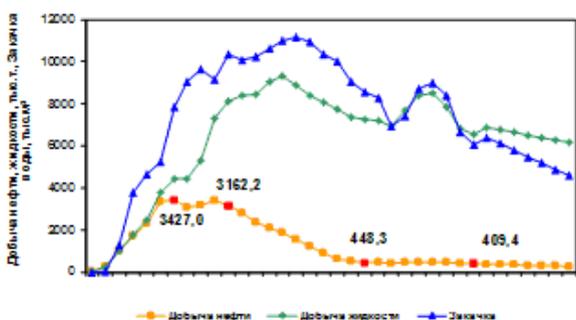


Рисунок 3 – Динамика добычи нефти, жидкости и закачки воды

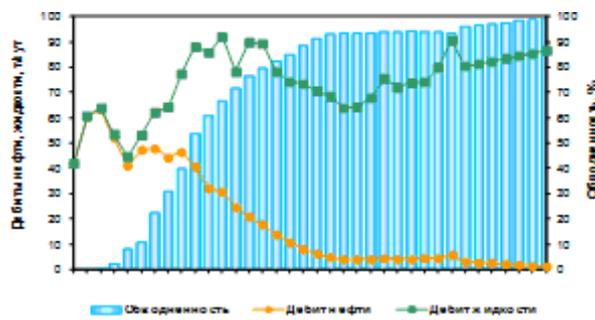


Рисунок 4 – Динамика обводнённости продукции и дебитов скважин

В 2019 году добыто 538,4 тыс. тонн нефти и 7084,6 тыс. тонн жидкости. Добывающие скважины месторождения давали продукцию, обводнённую в среднем на 92,4 %. За первое полугодие 2020 года добыча нефти составила 308 тыс. тонн или 57 % от добычи за 2019 год. Рост добычи нефти связан с вводом 17 новых скважин и с проведённым комплексом ГТМ в 2019-2020 гг.

На дату анализа добывающий фонд составил 521 скважину, в том числе – 215 действующих. Добывающие скважины работали со средними дебитами нефти – 8,1 тонн/сут. и жидкости – 98,1 тонн/сут. Дебит нефти по сравнению с 2019 годом увеличился на 12 %, а по жидкости на 4 %.

В течение 2019 года на месторождении были введены в эксплуатацию 9 новых скважин (на БВ₅ – 4, на БВ₆ – 5), добыча нефти из которых составила 264 тыс. тонн, добыча жидкости – 337 тыс. тонн. Скважины работали со средним дебитом нефти 61 тонн/сут., жидкости – 89 тонн/сут. и обводнённостью 32 %. Из числа новых – 4 скважины с горизонтальным профилем, средний дебит нефти по ним – 120 тонн/сут.

По объектам доля в накопленной добыче нефти распределяется следующим образом: АВ₂ – 6235 (14 %); БВ₅ – 25111 (58 %); БВ₆ – 12179 (28 %) тыс. тонн (рис. 5).

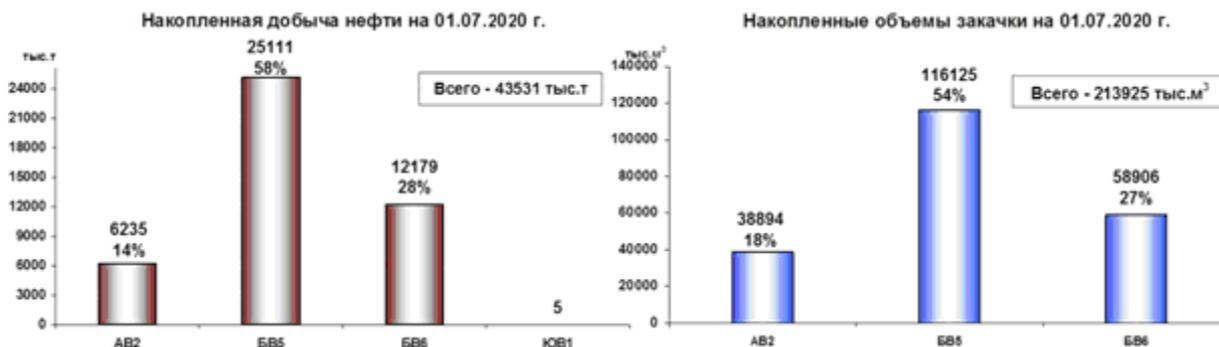


Рисунок 5 – Накопленная добыча нефти и накопленный объём закачки по состоянию на 01.07.2020 г.

Система ППД формируется с 1992 года.

На объекте АВ₂ сформировано очаговое заводнение. На объектах БВ₅ и БВ₆ реализуется блоковая пятирядная система заводнения.

На дату анализа осуществляется внутриконтурное заводнение в сочетании с приконтурным и законтурным. На внутриконтурное заводнение приходится 46 % закачиваемой воды на месторождении (из них 53 % приходится на очаговое и 47 % объёма годовой закачки приходится на площадное-линейное заводнение). На приконтурное заводнение приходится 42 % закачиваемой воды, на законтурное – 12 %.

С начала разработки в продуктивные пласты месторождения закачено 213,9 млн. м³ воды. Накопленный отбор жидкости в пластовых условиях компенсирован закачкой на 105 %.

Состояние пластового давления по состоянию на 01.07.2020 г. приведено ниже:

Объект	$P_{пл}$, МПа				Компенсация, %	
	начальное	среднее по пласту	в зоне отбора	в зоне нагнетания	текущая	накопленная
АВ ₂	17,5	16,1	16,0	17,8	33,8	88,0
БВ ₅	21,9	20,8	20,6	22,1	77,1	101,0
БВ ₆	22,0	20,9	20,6	22,4	194,0	135,0

Накопленный объём закачанной на месторождении воды по объектам распределяется следующим образом: АВ₂ – 38894 (18 %); БВ₅ – 116125 (54 %); БВ₆ – 58906 (27 %) тыс. м³ (рис. 5).

За первое полугодие 2020 года в продуктивные пласты закачено 3380,6 тыс. м³ воды, отбор жидкости компенсирован закачкой на 89,6 %. В эксплуатационном нагнетательном фонде находится 204 скважины, в том числе 64 действующих, работавших со средней приёмистостью 304 м³/сут.

Снижение текущего пластового давления, в зоне отбора относительно первоначального составляет:

- по объекту АВ₂ – 1,5 МПа (8,6 %);
- по объекту БВ₅ – 1,3 МПа (6,0 %);
- по объекту БВ₆ – 1,4 МПа (6,4 %).

Энергетическое состояние объектов разработки Самитинского нефтяного месторождения удовлетворительное.

Анализ показателей работы фонда скважин

Разбуривание месторождения началось в 1991 году.

Общий проектный фонд месторождения 726 скважин, в т.ч.: 510 добывающих, 191 нагнетательная, 16 зависимых (резервных) и 9 прочих.

На 01.07.2020 г. пробурено 723 скважины, в т.ч.: 509 добывающих, 191 нагнетательная, 14 резервных и 9 прочих скважин. Объекты АВ₂ и БВ₆ полностью разбурены. Оставшийся для бурения фонд составляет 3 скважины на объект БВ₅.

Всего в эксплуатации на нефть на месторождении перебывало 662 скважины, в том числе: 141 – на объекте АВ₂, 365 – на БВ₅, 273 – на БВ₆ (3 скважины эксплуатировали совместно объект БВ₅ - БВ₆).

По состоянию на 01.07.2020 г. в добывающем фонде числится 521 скважина, из них: 215 – действующих, 39 – бездействующих, 173 – в консервации, 57 – пьезометрических и 37 – в ожидании ликвидации и ликвидированных (рис. 6).

Нагнетательный фонд содержит 204 скважины и включает в себя: 65 – действующих, 37 – бездействующих, 88 – в консервации, 9 – пьезометрических и 5 – в ожидании ликвидации и ликвидированных (рис. 6).

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин – 2,6:1.

Добывающий фонд

Действующий фонд – 215 скважин. Все скважины действующего фонда механизированы и оборудованы: ЭЦН – 193 скважины (89,8 % действующего фонда); ШПН – 20 скважин (9,3 %), в простое – 2 скважины (0,9 %).

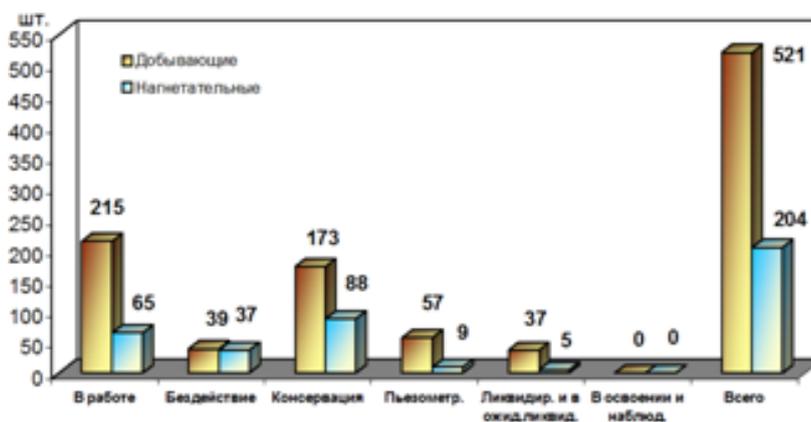


Рисунок 6 – Характеристика фонда скважин Самитинского месторождения

Средний дебит скважин по нефти и жидкости на месторождении 8,1 тонн/сут. и 98,1 тонн/сут. соответственно. Средняя обводнённость продукции действующего фонда – 91,7 %.

Дебит нефти менее 2 тонн/сут. – в 52 скважинах (24 %), из которых условно можно выделить две группы:

1) находящиеся в эксплуатации с первых лет разработки месторождения – 21 скважина, накопленный отбор нефти по ним в среднем составляет 118 тыс. тонн (от 46 тыс. тонн до 356 тыс. тонн);

2) расположенные в приконтурной зоне – 16 скважин, характеризующиеся нестабильной работой, осложнённой частыми ремонтами, что отражается на дебите нефти и обводнённости.

Дебит нефти более 20 тонн/сут. – в 7 % действующего фонда (14 скважин), из них обводнённость 8 скважин не превышает 50 %. Основная часть (12 скважин) находится в зоне прироста запасов на юге пластов БВ₅ и БВ₆, введены в разработку в 2019-2020 гг. Из них 5 скважин имеют горизонтальный профиль (БВ₅ – 4, БВ₆ – 1), средний дебит нефти по ним 103 тонн/сут.

С дебитами жидкости до 50 тонн/сут. работают 57 скважин (28 % действующего фонда), средняя обводнённость 77 %. С дебитами жидкости более 200 тонн/сут. – 25 скважин (12 %), из них с обводнёностью более 95 % – 22 скважины.

Более половины действующего фонда – 120 скважин (56 %) работают с обводнёностью более 95 %, с обводнёностью 50-95 % – 81 скважина (38 %). Обводнённость по 14 скважинам не достигла 50 %, из них в 10 скважинах обводнённость не больше 20 %.

Перебывавший фонд – 662 скважины.

Накопленная добыча нефти в среднем на одну скважину составляет 65,7 тыс. тонн (по проекту 77 тыс. тонн). Скважины, отобравшие более 77 тыс. тонн, составляют 29 % от всего перебывавшего фонда (191 скважина).

Накопленную добычу нефти менее 5 тыс. тонн имеют 19,6 % фонда или 130 скважин. Более 100 тыс. тонн отобрали 143 скважины (21,6 %).

В среднем на одну добывающую скважину приходится 291 тыс. тонн накопленной добычи жидкости.

Добычу жидкости менее 25 тыс. тонн накопили 142 скважины (21,4 %). В 141 скважине (21,3 %) – добыча жидкости составила более 500 тыс. тонн.

Неработающий фонд составляет 269 скважин (52 % от добывающего фонда), из них: 39 – в бездействии, 173 – в консервации, 57 – в пьезометре.

Основные причины выбытия скважин из действующего фонда: полёт ЭЦН и негерметичность эксплуатационной колонны – по 31 %.

Бездействующими скважинами отобрано 2952 тыс. тонн нефти (6,8 % от накопленной по месторождению), в среднем на скважину – 75,7 тыс. тонн нефти.

Скважинами консервации отобрано 9237 тыс. тонн (21 %), в среднем 53,4 тыс. тонн нефти на скважину.

Для осуществления контроля за энергетическим состоянием эксплуатационных объектов в пьезометрический фонд переведены 57 добывающих скважин (из числа низкодебитных и высокообводнённых скважин).

Скважинами пьезометрического фонда отобрано 4141 тыс. тонн (10 %), в среднем на скважину приходится 72,6 тыс. тонн нефти.

Накопленная добыча нефти, приходящаяся на 1 скважину неработающего фонда, составляет 60,7 тыс. тонн.

Нагнетательный фонд

Действующий фонд – 64 скважины. Под закачкой находятся 62 скважины, 2 – остановлены в отчётном месяце.

Средняя приёмистость нагнетательной скважины – 304 м³/сут. С приёмистостью менее 100 м³/сут. работает 5 скважин (8 % от действующего фонда), расположенные на объекте БВ₆ в центре залежи. Из них в трёх скважинах №№ 434, 519 и 130Б по данным потокометрии выявлены заколонные перетоки. Основной объём нагнетательного фонда – 51 скважина (80 %) работает с приёмистостью от 100 до 500 м³/сут.

С приёмистостью более 500 м³/сут. работает 8 скважин (12 %), из них 5 скважин качают воду на объекте БВ₅, 2 скважины на АВ₂, 1 – на БВ₆. Необходимо отметить, что 6 скважин расположены в непосредственной близости к внешнему контуру нефтеносности.

Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин – 3,4:1.

Перебывавший фонд – 217 скважин.

Закачка на месторождении начата в 1992 году. С начала разработки под закачкой перебывало: на объекте АВ₂ – 22 скважины, БВ₅ – 113 и БВ₆ – 91.

Объём закачанной воды, приходящийся на одну скважину, – 947 тыс. м³.

Из всего перебывавшего фонда – 52 скважины (24 %) имеют накопленную закачку менее 250 тыс. м³. Накопленная закачка более 1,5 млн. м³ – в 36 скважинах (17 %).

Неработающий фонд составляет 135 скважин (66 % от нагнетательного фонда), из них: 39 – в бездействии, 87 – в консервации, 9 – в пьезометре.

Основные причины выбытия скважин из действующего нагнетательного фонда: аварии с НКТ – 44 %, негерметичность эксплуатационной колонны – 31 %.

Всего по скважинам, находящимся в бездействии, накопленная закачка воды составила 47709 тыс. м³ или 20 % от накопленной закачки по месторождению. В среднем на одну бездействующую скважину приходится 1223 тыс. м³ закачанной воды.

Всего по скважинам, находящимся в консервации, накопленная закачка воды составила 71939 тыс. м³ или 34 % от накопленной закачки воды на месторождении. В среднем на скважину приходится 827 тыс. м³ закачанной воды.

Из числа нагнетательных в пьезометрический фонд переведено 9 скважин.

Анализ выполнения проектных решений

Последними проектными документами на разработку Самитинского месторождения являются «Проект разработки Самитинского месторождения», выполненный в 2016 году, и «Дополнение к проекту разработки Самитинского месторождения», выполненный в 2019 году.

Сопоставление фактических показателей проводится с проектными уровнями добычи нефти и жидкости, утверждёнными в варианте 3 проекта разработки 2016 года и на основе дополнений, отражённых в «Дополнительной записке» 2019 года.

Сравнение наиболее важных показателей разработки, для которых превышение или отставание фактических параметров над проектными дано как в абсолютных значениях, так и в процентах. По объектам разработки ситуация выглядит следующим образом:

Объект АВ₂

За анализируемый период добыча нефти по годам выше, чем было заложено в проекте, так в 2016 году превышение составляло 11,5 % и к 2019 году достигло 34,4 %. Суммарная добыча нефти за период превысила проектные уровни на 24,8 % (80,2 тыс. тонн). Это объясняется массовыми переводами скважин с нижележащих объектов. Всего за период было переведено 27 скважин, суммарная дополнительная добыча нефти составила 116,9 тыс. тонн. (29 % от суммарной добычи по объекту).

Добыча жидкости изменялась от – 7 % (2016 год) до + 7,9 % (2019 год), всего же за период отобрано на 1,1 % (86,3 тыс. тонн) больше, чем заложено в проекте. Нарращивание добычи жидкости за счёт постепенного увеличения переводов скважин с других горизонтов также способствует удержанию уровней добычи нефти.

Несмотря на увеличение отборов жидкости, уровни закачиваемой воды снижаются с 6,8 % (2016 год) до 46,3 % (2019 год) и в сумме снижение составило 25,7 % (1960 тыс. м³). Снижение объёмов закачиваемой воды объясняется меньшим числом действующего нагнетательного фонда (в 2019 году 12 скважин вместо 20). Тем не менее, приёмистость нагнетательных скважин находится на проектных уровнях (в 2019 году – 293 м³/сут., проект – 289 м³/сут.).

На дату составления анализа дебиты нефти и жидкости превышают проектные величины на 61 % и 30 % соответственно и равны 6,1 тонн/сут. вместо 3,8 тонн/сут. и 116,6 тонн/сут. вместо 90 тонн/сут.

Несмотря на опережающий перевод скважин с других объектов, действующий добывающий фонд скважин отстаёт от проектного на 10 скважин (16 %).

Энергетическое состояние залежи удовлетворительное. Снижение пластового давления составило 10,8 атм. (6 % по сравнению с первоначальным).

Превышение отборов нефти за анализируемый период происходит за счёт массовых переводов скважин с нижележащих объектов.

Объект БВ5

В период 2016-2019 гг. уровни добычи нефти отстают от проектных и изменяются в пределах от 3,7 % (2016 год) до 33,8 % (2018 год). В 2019 году отставание составило 15,5 % (26,3 тыс. тонн). Всего за период отобрали 533 тыс. тонн вместо 647 тыс. тонн (17,6 %). Отставание в добыче нефти обусловлено низкими уровнями добычи жидкости.

Наметившаяся тенденция к снижению уровней добычи жидкости начинается с 2016 года – 4,4 % и к 2019 году составила 37,1 %. Всего за период отобрали 15752 тыс. тонн, что на 22,6 % ниже проектного.

Аналогичная ситуация отмечается и с уровнями закачки воды. В 2016 году отставание составляло 6,6 %, а к 2019 году оно составило 45,5 %. Всего за период объём закачанного реагента составил 14974 м³, что на 22,3 % меньше планируемого.

Отставание в добыче жидкости и закачке воды обусловлено меньшим действующим добывающим и нагнетательным фондом. В 2019 году отставание по фонду составило 57 % и 30 % соответственно или 74 скважины вместо 173 скважин и 29 скважин вместо 41.

Более высокие дебиты нефти и жидкости (в 2019 году 5,3 тонн/сут. вместо 2,8 тонн/сут. и 116,4 тонн/сут. вместо 84,6 тонн/сут.) не смогли компенсировать дефицит годовых уровней. Приёмистость нагнетательных скважин (360 м³/сут.) находится на проектном уровне 344 м³/сут.

Ввод в эксплуатацию двух новых скважин из бурения (скважины утверждены в Дополнительной записке в 2019 году) также не смог покрыть дефицит годовых уровней. Скважины вошли со средними показателями по нефти 41,2 тонн/сут. вместо 25,8 тонн/сут. и по жидкости 201 тонн/сут. вместо 100 тонн/сут.

Энергетическое состояние залежи удовлетворительное. Пластовое давление снижено на 7,3 атм. (3,3 %) по сравнению с первоначальным.

Снижение уровней добычи нефти происходит за счёт меньшего действующего фонда и, как следствие, меньших отборов жидкости.

Объект БВ6

В 2016-2017 гг. уровни добычи нефти находятся на уровне проектных. С 2018 года отставание стало составлять 16,2 % и к 2019 году достигло отметки 18,2 %. Всего за период добыли 766 тыс. тонн, что на 65,5 тыс. тонн (7,9 %) ниже запланированного.

Добыча жидкости также отстаёт от проектных уровней, и к 2019 году отставание составило 638 тыс. тонн (33,5 %). Всего за период отобрано 5922 тыс. тонн жидкости, что на 1441 тыс. тонн (19,6 %) меньше проектного.

Суммарная закачка воды выше проектной на 8,1 %, но в 2018 году уровни закачки были ниже на 14,4 %. В 2019 году объёмы закачки превысили проектные уровни на 12,7 %.

Отставание уровней добычи нефти обусловлено низкими уровнями добычи жидкости из-за несоответствия действующего добывающего фонда. В 2019 году действующий фонд ниже на 41 скважину (34 %) и составляет 80 скважин вместо 121.

В 2019 году дебиты нефти и жидкости по скважинам переходящего фонда находятся на проектных уровнях (4,9 тонн/сут. факт – 4,4 тонн/сут. проект и 45,7 тонн/сут. факт – 46 тонн/сут. проект соответственно).

На основании данных бурения поисковой скважины № 30П в 2019 году были дополнительно пробурены 6 новых скважин, из них 3 скважины зависимого фонда («Дополнительная записка 2019 года»). Обводнённость новых скважин оказалась ниже, чем было заложено – 40,9 % вместо 66,0 %. Скважины вошли со средними дебитами нефти и жидкости 30 тонн/сут. вместо 18,2 тонн/сут. и 50,7 тонн/сут. вместо 53,6 тонн/сут. соответственно.

Энергетическое состояние залежи удовлетворительное. Пластовое давление снижено на 12 атм. (5,4 %) по сравнению с первоначальным.

Отставание в добыче нефти происходит за счёт меньшего количества скважин действующего добывающего фонда и, как следствие, меньших отборов жидкости. Бурение 6 скважин в 2019 году не смогло покрыть дефицит добычи нефти, но на 2021 год планируется пробурить ещё 3 скважины. Таким образом, за счёт добычи нефти из скважин, пробуренных в 2019 году и новых скважин 2021 года, планируется превысить уровни добычи нефти на 14,8 %.

Библиографический список:

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
4. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
5. Савенок О.В. [и др.] Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
6. Шиян С.И., Березовский Д.А., Шелест Д.А., Шутов Д.В. Анализ текущего состояния и контроль за разработкой Красновского газонефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 258-268.

УДК 622.279.51

Анализ геолого-промысловой информации Красновского газонефтяного месторождения с целью строительства боковых стволов

Шиян С.И.¹, Шутов Д.В.², Слепцов А.А.¹, Галджев Д.В.¹

1 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

2 – ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ», г. Тарко-Сале

Продуктивные пласты на Красновском месторождении выделены на основе данных кернового материала, интерпретации каротажных диаграмм и корреляции разрезов скважин.

В разрезе Красновского месторождения были выделены следующие подсчётные объекты: АС₄, АС₅₋₆, АС₇, АС₈, АС₉, ЮС₂¹ и ЮС₂².

Залежи пласта ЮС₂¹. В пределах Красновского месторождения в пласте ЮС₂¹ выявлено 4 нефтяные залежи.

Залежь 1 находится в северной части месторождения. С севера, запада и юга ограничена зоной неколлектора. ВНК проведён условно на абсолютной отметке – 2715 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,0 м в скважине № 1242 до 7,4 м в скважине № 24Р. Залежь литологически экранированная. Размеры 11×9,5 км, высота 95 м.

Залежь 2 обнаружена на юго-западном крыле Красновского месторождения, на юге, востоке и севере залежь ограничена зоной неколлектора. ВНК принят на абсолютной отметке – 2660 м. Эффективная толщина пласта колеблется от 0,6 до 5,6 м, нефтенасыщенная – достигает 5,6 м в скважине № 4Р. Залежь литологически экранированная. Размеры 8,5×8,0 км, высота 41 м.

Залежь 3-4 расположена на Мильтонской структуре, на западе и с северной стороны залежь ограничена зоной неколлектора. ВНК принят на абсолютной отметке – 2685 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 м в скважинах №№ 26Р и 1053 до 5,1 м в скважине № 2031. Залежь литологически экранированная. Размеры 7,0×12,0 км, высота 87 м.

Залежь 5 расположена к западу от залежи 1, вскрыта скважиной № 1916, с севера, востока и юга залежь контролируется зоной неколлектора, на западе ограничена контуром нефтеносности. ВНК принят условно на абсолютной отметке – 2696,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 2,2 м. Залежь литологически экранированная. Размеры 2,3×5,1 км, высота 38 м.

Пласт $ЮС_2^1$ общей толщиной 10,5 м залегает на глубине 2750 м и отделяется от вышележащего пласта $ЮС_2^2$ глинистым разделом, средняя толщина которого равна 2,7 м. Средняя эффективная толщина пласта равна 2,74 м, эффективная нефтенасыщенная – 2,68 м. Коэффициент песчаности в нефтенасыщенной части пласта 2,270, коэффициент расчленённости – 1,629. По данным ГИС средняя пористость коллекторов в нефтенасыщенной части пласта $ЮС_2^1$ равна 0,143, средняя проницаемость – 0,005 мкм², по исследованиям керна – 0,165 и 0,006 мкм² соответственно; по ГДИ проницаемость для пластов $ЮС_2^1$ и $ЮС_2^2$ равна 0,006 мкм².

Залежи пласта $ЮС_2^2$. В пласте $ЮС_2^2$ выявлено 5 нефтяных, литолого-экранированных залежей.

Залежь 1 выявлена на Карьяунской площади в районе скважины № 23Р, в приподнятой зоне залежи пробурена скважина № 1196. ВНК залежи принят на абсолютной отметке – 2698 м, нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 м до 1,8 м. Размеры 2,0×3,3 км, высота 33 м.

Залежь 3 выделена в северной части Мильтонской площади. ВНК изменяется в диапазоне абсолютных отметок – 2615,6 до – 2673,6 м, нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 1,0 до 8,2 м. Размеры залежи 2,4×3,7 км, высота 19 м.

Залежь 4 приурочена к приподнятой зоне в южной части Мильтонской площади. ВНК залежи наклонный и принят на абсолютных отметках – 2628-2635 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяются от 2,4 м в скважине № 2011 до 4,4 м в скважине № 2002. Размеры 4,3×2,2 км, высота 23 м.

Залежь 5 вскрыта на юге Мильтонской площади скважиной № 16Р. В южной части залежи проходит граница Быстринского лицензионного участка. ВНК принят на абсолютной отметке – 2680,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 8,8 м. Размеры 2,0×1,5 км, высота 40 м.

Залежь 6 выявлена в районе скважины № 120Р. Абсолютная отметка ВНК равна – 2687,4 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 до 6,2 м. Размеры залежи 0,8×1,3 км,

высота 16 м. Общая толщина пласта $ЮС_2^2$ равна 10 м. Эффективная толщина пласта достигает 12,4 м при среднем значении 3,9 м, средняя нефтенасыщенная – 3,5 м. Коэффициент песчаности в нефтенасыщенной части пласта равен 0,471, изменяясь от 0,077 до 0,932, коэффициент расчленённости – 1,737, изменяясь от 1 до 4.

Проницаемая часть пласта представлена серыми песчаниками со слабым буроватым оттенком и алевролитами с подчинёнными прослоями алевролитистых аргиллитов. При изучении коллекторских свойств пласта по керну и ГИС средние значения коэффициента пористости в нефтенасыщенной части совпадают и равны 0,157, средняя проницаемость по керну 0,005 мкм², по ГИС – 0,010 мкм². По данным гидродинамических исследований скважин, проведённых

совместно для пластов $ЮС_2^2$ и $ЮС_2^1$, проницаемость коллекторов равна 0,006 мкм². Проницаемая

часть пластов $ЮС_2^2$ и $ЮС_2^1$ представлена однотипными песчаниками и алевролитами, коллекторские свойства которых сопоставимы по значениям. Совпадение в плане залежей даёт возможность разрабатывать оба пласта как один объект.

Залежи пласта АС₉. В пласте АС₉ выделены газонефтяная, нефтяная с газовой шапкой и 3 нефтяные залежи, геологические запасы нефти которых содержат 66,8 % запасов месторождения.

Залежь 1 газонефтяная, приурочена к Карьяунскому и Таплорскому локальным поднятиям, в западном направлении залежь раскрывается в сторону Лянторского месторождения и граница

залежи проведена по лицензионной линии Красновского месторождения. Абсолютная отметка ВНК залежи колеблется от – 1968 м до – 1981 м, ГНК – от – 1951 м до – 1966 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0,6 м в скважине № 1902 до 15,2 м в скважине № 1442, газонасыщенная – от 0,4 м в скважине № 1146 до 21,2 м в скважине № 1470. Залежь пластовая, сводовая с четырьмя газовыми шапками неравнозначными по площади: размеры газовых шапок изменяются от 0,8×0,5 км до 6×6 км. Размеры залежи 14,8×10,5 км, высота 45 м.

Залежь 2 нефтяная с газовыми шапками выявлена в пределах Куншанского, Красновского, Сапоркинского и Мильтонского локальных поднятий. В пределах залежи выявлено 9 газовых шапок, приуроченных к приподнятым зонам. ВНК залежи имеет наклонный характер, его отметки колеблются – 1943 м на юге-востоке до – 1975 м на северо-западе залежи, отметки ГНК – от – 1925 м до – 1960 м соответственно. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0,5 м в скважине № 1035 до 22,1 м в скважине № 427, газонасыщенная – 0,4 м в скважине № 3078 до 12,2 м в скважине № 3162. Залежь по типу пластовая, сводовая с газовыми шапками. Размеры 20,7×(3,6-13,3) км, высота изменяется от 23 до 35 м. Размеры газовых шапок на Куншанском поднятии – 5,2-2,6 км, высота около 20 м, на Мильтонском поднятии – 6,2-3,5 км, высота около 16 м, на Сапоркинском поднятии – 1,2×1,2 км.

Залежь 3 нефтяная, водоплавающая, выделена в районе скважин №№ 30Р и 61Р, вскрывшими водонефтяную зону с отметками ВНК – 1948,1 м и – 1944,8 м соответственно. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 3 м. Залежь пластовая. Размеры 2,2×4,0 км, около 11 м.

Залежь 4 нефтяная, водоплавающая, выделена в пределах Восточно-Красновского локального поднятия. Абсолютные отметки ВНК изменяются от – 1955,7 м в северной части залежи до – 1961,4 м на юге. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 2,8 м в скважине № 121Р до 12,6 м в скважине № 1517. Залежь пластовая. Размеры 4,4×2,8 км, около 14 м.

Залежь 5 нефтяная, водоплавающая, расположена в районе скважины № 48Р. ВНК залежи принят на отметке – 1945,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 1,2 до 2,9 м. Залежь пластовая. Размеры залежи 1,8×0,8 км, высота около 10 м.

Пласт АС₉ залегает на глубине 1960 м и обособляется от вышележащего пласта АС₈ глинистым разделом средней толщиной 6,8 м, от нижележащего водоносного пласта АС₁₀ – песчано-аргиллитовыми породами толщиной 2-10 м. Пласт представлен частым переслаиванием песчано-глинистых пород, не выдержан по толщине и по площади. Общая толщина пласта в среднем равна 24,9 м. Эффективная толщина изменяется от 0,6 м в скважине № 3336 до 32,4 м в скважине № 1417 при среднем значении 14,9 м, газонасыщенная – от 0,4 до 21,2 м, нефтенасыщенная – от 0,4 до 22,1 м. Коэффициент песчаности пласта 0,597, в газонасыщенной части – 0,582, в нефтенасыщенной – 0,581. Коэффициент расчленённости пласта 4,879, в газонасыщенной части – 2,242, в нефтенасыщенной – 2,836. Проницаемая часть пласта представлена мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, коллекторские свойства которых определены по керну, геофизическими и гидродинамическими исследованиями скважин: средняя пористость в нефтенасыщенной части пласта по керновым данным равна 0,264, по данным ГИС – 0,267, средняя проницаемость по керну – 0,324 мкм², по ГИС – 0,266 мкм², по ГДИ – 0,131 мкм².

Залежи пласта АС₈. В пласте АС₈ выделены 6 залежей газонефтяных и 4 газовых.

Залежь 1 газонефтяная, приурочена к Таплорскому и Куншанскому локальным поднятиям, с северо-запада и юга ограничена зонами глинизации пласта. ВНК принят на абсолютных отметках – 1968-1981 м, ГНК – на абсолютных отметках – 1951-1966 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются на Таплорской площади от 0,4 до 12,8 м, на Куншанской – от 0,5 до 12,2 м, газонасыщенные – от 0,3-11,3 м на Таплорской и от 0,8 до 7,8 м на Куншанской площадях. Залежь литологически экранированная, размеры 14,2×(11-5,8) км, высотой около 45 м. В пределах залежи выделены две газовые шапки, размеры которых на Куншанской площади 4,3×(2,8-1,0) км и на Таплорской площади – 7,8×6,8 км.

Залежь 1^а газовая, расположена к северу от залежи 1 и отделена от неё зоной неколлектора. ГНК принят на абсолютной отметке – 1966 м, ВНК – на абсолютной отметке – 1981 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 1,1 м до 3,3 м, нефтенасыщенные – от 0,8 м до 4,2 м. Залежь литологически экранированная, размерами 2,9×2,0 км, высотой около 14 м. Размеры газовой шапки 1,0-1,8 км.

Залежь 2 газонефтяная, выявлена в северной части Красновского локального поднятия. С юга, запада, севера и северо-востока залежь ограничена зоной неколлектора. ВНК принят на абсолютной отметке – 1954,9 м. Средняя абсолютная отметка ГНК равна – 1935 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6 м до 5,7 м, газонасыщенные – от 0,6 до 5,7 м. Залежь пластовая, сводовая, частично экранированная. Размеры залежи 7,0×4,0 км, высота около 30 м. Размеры газовой шапки 5,5×2,5 км.

Залежь 3-5 газонефтяная, приурочена к Красновской, Сапоркинской и Мильтонской площадям, в приподнятых зонах которых выявлены газовые шапки. ВНК изменяется в интервале абсолютных отметок от – 1943 м до – 1975 м, эффективные нефтенасыщенные толщины – от 0,6 до 11,2 м. Абсолютные отметки ГНК колеблются от – 1925 м до 1914 м, газонасыщенные толщины Красноовско-Сапоркинской газовой шапки изменяются от 0,4 до 9,5 м, Мильтонской – от 0,4 до 10,6 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 13,1×(4,2-10,7) км. Размеры Мильтонской газовой шапки 11,5×3,5 км и Красноовско-Сапоркинской – 5,7×3,0 км.

Залежь 6 газонефтяная, выделена в пределах Восточно-Красновского локального поднятия. ГНК залежи принят на абсолютной отметке – 1942 м, средняя абсолютная отметка ВНК равна – 1945 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 3,8 м, газонасыщенные – от 1,0 до 3,6 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 5,8×2,5 км, высота залежи около 16 м. Размеры газовой шапки 4,2×1,2 км.

Залежь 7 газовая, выявлена в районе скважины № 25Р, где при испытании интервала глубин 2029-2033 м (абс. отм. – 1948,2÷1952,2 м) получен фонтанирующий приток газа дебитом 160,3 тыс. м³/сут. на 10 мм штуцере. ГВК залежи принят на абсолютной отметке – 1955 м. Эффективная газонасыщенная толщина достигает 7,8 м в скважине № 125. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 3,9×3,8 км, высота – 12 м.

Залежь 8 газонефтяная, выделена в районе разведочной скважины № 48. ВНК залежи принят на абсолютной отметке – 1946 м, ГНК – на абсолютной отметке – 1936 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,7 до 3,2 м, газонасыщенные – от 0,7 до 3,3 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи 2,4×2,1 км, высота около 15 м. Размеры газовой шапки 1,6×1,4 км. В пределах Таплорской и Карьяунской площадей выявлены 3 газовые литологически экранированные залежи 9, 10 и 11 в районе скважин №№ 1814, 1244 и 1942 размерами 1,0×0,5 км, 0,7×1,0 км и 1,5×0,8 км соответственно. Высота залежей 10-11 м. Газонасыщенная толщина в залежах изменяется от 0,5 до 1,6 м.

Пласт АС₈ средней толщиной 11 м характеризуется литологической изменчивостью и неоднороден по строению, в результате чего распределение эффективных толщин по площади неравномерно: зоны развития коллекторов, приуроченные к присводовым частям поднятий, чередуются с зонами неколлекторов. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,3 м до 13,7 м при среднем значении 2,6 м, в газонасыщенной части – 2,2 м, в нефтенасыщенной части – 2,9 м. Песчаность пласта изменяется от 0,029 до 0,826 при среднем значении 0,238, в газонасыщенной части пласта – 0,217, в нефтенасыщенной – 0,286. Расчленённость пласта достигает 7 в скважине № 44р при среднем значении по пласту 1,980, по нефтенасыщенной части – 1,715, по газонасыщенной – 1,835. Проницаемая часть пласта представлена мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками и разномзернистыми слоистыми алевролитами. Средняя пористость в нефтенасыщенной части пласта по керновым данным равна 0,261, по данным ГИС – 0,257, средняя проницаемость по керну 0,116 мкм², по ГИС – 0,173 мкм², по ГДИ – 0,043 мкм².

Объект АС₈₋₉. Для Красновского месторождения характерна большая изменчивость разреза по площади месторождения и несоответствие разрезов близлежащих скважин. В отдельных скважинах №№ 145, 345, 347, 1013, 1686, 1732 и 3102 наблюдается слияние пластов АС₈ и АС₉ – в этих скважинах граница раздела между пластами принята условно. Учитывая этот факт, а также анализируя характер насыщения, результаты испытания и разработки пластов АС₈ и АС₉, очевидно, что эти пласты представляют собой систему с единым ВНК, в плане они имеют единые газовые шапки. Объект АС₈₋₉ содержит 77,4 % начальных геологических запасов нефти Красновского месторождения и является основным объектом

разработки. Общая толщина объекта АС₈₋₉ в среднем равна 32,6 м, эффективная толщина – 16,7 м, эффективная нефтенасыщенная – 8,4 м, эффективная газонасыщенная – 4,6 м. Коэффициент песчаности по разрезу в среднем равен 0,511, в нефтенасыщенной части – 0,526, в газонасыщенной части – 3,277. Коэффициент расчленённости изменяется от 1 до 15 при среднем значении по разрезу 6,2, по нефтенасыщенной части – 3,0, по газонасыщенной части – 2,7. При изучении изменения фильтрационных свойств по разрезу по данным ГИС выяснено, что в нижней части разреза, относящейся к пласту АС₉, высокопроницаемые коллекторы ($a_{nc} > 0,8$) присутствуют в большем объёме, чем в верхней, относящейся к пласту АС₈. Коллекторы верхней части разреза относятся к среднепроницаемым ($a_{nc} = 0,6-0,8$) и низкопроницаемым ($a_{nc} < 0,6$) и только в единичных скважинах выделены высокопроницаемые коллекторы. Среднее значение проницаемости увеличивается от кровли к подошве, составляя в газонасыщенной части 0,177 мкм², в нефтенасыщенной – 0,259 мкм², в водонасыщенной – 0,333 мкм², при среднем значении 0,268 мкм². Емкостные свойства объекта изменяются от 0,199 до 0,278 при среднем значении 0,266. Среднее значение пористости увеличивается от кровли к подошве, составляя в газонасыщенной части 0,255, в нефтенасыщенной – 0,266, в водонасыщенной – 0,270. В газонасыщенной части разреза интервал изменения пористости от 0,199 до 0,278 несколько шире, чем в нефтенасыщенной и водонасыщенной, где пористость коллекторов изменяется от 0,215 до 0,278.

Залежи пласта АС₇. В пласте АС₇ выявлены 3 залежи: газовая с нефтяной оторочкой, нефтяная с газовой шапкой и нефтяная водоплавающая.

Залежь 1 газовая с нефтяной оторочкой выделена на Таплорской и Кырьяунской площадях. ВНК и ГНК залежи приняты на абсолютных отметках – 1945 м и – 1940 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 0,4 до 12,0 м, газонасыщенная – от 0,4 до 12,4 м. Залежь пластовая, сводовая, размерами 11,6×10,2 км, высотой 35 м. Размеры основной подгазовой зоны 9,7×6,7 км и двух небольших, приуроченных к приподнятым частям на северо-востоке Таплорской структуры – 0,3×0,5 км и 0,6×0,5 км.

Залежь 2 нефтяная с газовой шапкой выявлена в южной части месторождения. В районе скважины № 38Р в южной части Мильтонской площади залежь раскрывается в направлении Быстринского месторождения, поэтому южная граница залежи проведена по лицензионной линии Красновского месторождения. В северной части Мильтонской площади выделена газовая шапка. ВНК залежи принят на абсолютной отметке – 1920 м, ГНК – на абсолютной отметке – 1897 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 12,0 м, газонасыщенные – от 0,6 до 9,3 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 18,1×13,1 км, высота около 37 м. Размеры газовой шапки 5,3×2,5 км, высота 13,5 м.

Залежь 3 нефтяная, водоплавающая, выявлена скважиной № 30р, нефтенасыщенная толщина пласта в которой равна 4,2 м. ВНК проведён на абсолютной отметке – 1918 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 3,2×2,2 км, высота около 8 м.

Пласт АС₇ общей толщиной 15,8 м залегает на глубине 1930 м и отделяется от нижележащего пласта АС₈ глинистым разделом, средняя толщина которого равна 3,9 м. Покрышка пласта выдержана на всей площади залежей, представлена глинистыми породами толщиной 10 м. Строение пласта на всей площади месторождения почти однотипное: верхняя часть пласта сложена однородными песчаниками и отделяется от нижней глинистым прослоем толщиной около двух метров, нижняя часть представлена переслаиванием песчано-алевролитовых и алеврито-глинистых пород. Коллекторы пласта распределены на всей площади месторождения: эффективная толщина пласта изменяется от 1,4 до 13,2 м при среднем значении, равном 7,4 м, средняя нефтенасыщенная толщина – 5,1 м, газонасыщенная – 4,7 м. Песчаность пласта изменяется от 0,139 до 0,873 при среднем значении в нефтенасыщенной части от 0,472. Расчленённость пласта достигает 13 в скважине № 3130 при среднем значении по пласту 4,944, по нефтенасыщенной части – 3,852, по газонасыщенной – 2,926. Проницаемая часть пласта представлена мелкозернистыми песчаниками и крупно-среднезернистыми алевролитами. Средняя пористость в нефтенасыщенной части пласта по керну равна 0,240, по данным ГИС – 0,242; средняя проницаемость по керну – 0,020 мкм², по ГДИ – 0,039 мкм².

Залежь пласта 5-6 нефтяная, выявлена в процессе эксплуатационного бурения в северной части Мильтонского поднятия по данным ГИС, опробование пласта не проводилась. Залежь массивная, водоплавающая. Размеры 1,6×0,8 км, высота 8 м. ВНК принят на абсолютной отметке – 1842 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 м в скважине № 444 до 8,2 м в скважине № 3162 при среднем значении 4,6 м. Пласт АС₅₋₆ общей толщиной 37,3 м представлен частым переслаиванием песчано-глинистых пород. Эффективная толщина пласта в среднем равна 16,5 м. Средний коэффициент расчленённости разреза равен 10,3, в нефтенасыщенной части – 3,0. Средний коэффициент песчаности по разрезу – 0,442, по нефтенасыщенной части – 0,732. По данным ГИС пористость коллекторов в нефтенасыщенной части пласта равна 0,264, средняя проницаемость – 0,178 мкм².

Библиографический список:

1. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
2. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы-вы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. - С. 156-166.
3. Шиян С.И., Березовский Д.А. Анализ экономической и технологической эффективности эксплуатации боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3 (83). – С. 26-37.
4. Шиян С.И., Березовский Д.А., Шелест Д.А., Шутов Д.В. Анализ текущего состояния и контроль за разработкой Красновского газонефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 258-268.
5. Шиян С.И., Березовский Д.А., Шелест Д.А., Шутов Д.В. Техника и технология строительства боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 269-293.

УДК 622.276

Анализ показателей экономической эффективности разработки Тихомировского месторождения

Шиян С.И.¹, Медведева Е.В.¹, Кусов Г.В.²

1 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

2 – ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», г. Ставрополь

Целью экономической оценки Тихомировского месторождения является определение суммы прибыли от реализации УВ после проведения рекомендуемых мероприятий, целью которых является наиболее полное извлечение имеющихся запасов нефти и газа при высоких экономических результатах.

Показатели экономической эффективности

Выручка от реализации нефти и газа рассчитана, исходя из средних фактических цен за год до начала проектирования.

Финансирование проекта предполагается осуществить за счёт собственных средств инвестора, не привлекая заёмный капитал.

Оценка инвестиционного проекта (ИП) произведена по следующим показателям эффективности:

1. Чистый доход (ЧД) и чистый дисконтированный доход (ЧДД) – сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, накопленная за расчётный срок и уменьшенная на величину капиталовложений, направленных на освоение месторождения, приведённая к начальному году по ставке дисконта 10 % и 15 %.

2. Внутренняя норма рентабельности (ВНР) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчётный период равна нулю. ВНР не может быть вычислена в следующих случаях: все значения годового потока наличности отрицательны, или же все значения годового потока наличности положительны.

3. Срок окупаемости инвестиций (без дисконтирования денежного потока и с дисконтированием) – это количество лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности (ЧД или ЧДД) полностью компенсируются последующими её положительными значениями.

4. Индексом доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) называется отношение суммарных дисконтированных чистых поступлений (прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объёму капитальных вложений. Если $ИДД > 1$, то проект считается эффективным, при $ИДД < 1$ проект разработки нерентабелен.

5. Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ) – это отношение суммы дисконтированных денежных притоков (выручки от реализации продукции) к сумме дисконтированных денежных оттоков (эксплуатационные расходы + налог на имущество + налог на прибыль + капитальные вложения).

ИДДЗ характеризует степень доходности разработки месторождения по рассмотренным вариантам с учётом уже имеющихся на начало проектирования основных производственных фондов.

Данная работа направлена на определение коммерческой эффективности инвестиционного проекта, с позиции последующих финансовых последствий для инвестора, производящего непосредственно все требуемые затраты, а также пользующегося всеми результатами реализуемого ИП.

На основании того, что инвестором является один человек, реализующий данный ИП за счёт собственных средств, то все показатели экономической эффективности определяются только денежными потоками от инвестиционной и операционной деятельности.

Расчёт произведён в текущих (фактически действующих в момент разработки проекта – на 01.01.2019 г.) рыночных ценах на услуги, материальные и трудовые ресурсы.

Так как проект не предусматривает расходов из бюджета, то эффективность участия бюджета в реализации проекта разработки месторождения (бюджетная эффективность) определена по показателю чистого дисконтированного дохода бюджета (ДДБ).

В основе оценки бюджетной эффективности лежат налоговые поступления в консолидированный бюджет (федеральный бюджет, бюджет субъектов Федерации, регионов и местные бюджеты совместно).

К притокам средств для расчёта бюджетной эффективности отнесены поступления от налогов, пошлин, сборов и отчислений во внебюджетные фонды, установленные действующим законодательством.

Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов

Все расчёты по капитальным вложениям выполнены без учёта НДС в ценах актуальных на 2018 год.

Капитальные вложения на приобретение оборудования, предназначенного для добычи нефти и не внесённого в сметы строек, являются зависящим от числа вводимых в эксплуатацию добывающих скважин, и были приняты усреднённо по данным, предоставленным заводами-изготовителями.

По промышленному обустройству предусмотрены затраты по обустройству вводимых скважин: подключение к системе нефтесбора, прокладка автодорог, электроснабжения и связи.

На природоохранные мероприятия объём затрат рассчитан исходя из норматива 15 % от объёма капитальных вложений на промышленное обустройство, прочие расходы – 10 %.

Удельные нормативы эксплуатационных расходов рассчитаны в соответствии со статьями, предусмотренными методикой калькулирования себестоимости углеводородов, пропорционально от добычи жидкости, закачки и действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин.

Амортизационные отчисления рассчитаны в соответствии с действующими нормами.

В состав внереализационных расходов включены затраты по ликвидации выбывающих из эксплуатации скважин (1195 тыс. руб./скв.) (таблица 1).

В результате исследования ранее полученной зависимости обводнения скважин от времени эксплуатации, были построены теоретические профили добычи нефти и жидкости для различных начальных значений нефтесодержания продукции (рисунок 1, таблица 2). Во всех вариантах исследования дебит жидкости был одинаков – 100 тонн/сут. Также в затратах учитывается повторное использование пластовой воды, с целью закачки в пласт, для поддержания требуемого пластового давления.

Таблица 1 – Удельные текущие и капитальные затраты, нормы амортизации

Показатели	Единицы измерения	Значение
Капитальные вложения:		
<i>Бурение (строительство) скважин</i>		
- добывающая нефтяная наклонно-направленная скважина	тыс. руб./м	34,3
- добывающая нефтяная горизонтальная скважина	тыс. руб./м	-
- нагнетательная наклонно-направленная скважина	тыс. руб./м	-
- прочие виды скважин (многозабойная)	тыс. руб./м	-
- бурение БС	тыс. руб./скв.	53515
<i>Оборудование, не входящее в сметы строек (для нефтедобычи)</i>		
- оборудование для нефтедобывающей скважины (ЭЦН)	тыс. руб./скв.	2 500
- оборудование для БС (БГС)	тыс. руб./скв.	–
- замена оборудования	тыс. руб./ДФС	500
<i>Обустройство скважины</i>		
- обустройство приустьевой площадки и обвалование территории устьев скважин	тыс. руб./скв.	12712
<i>Промысловое обустройство</i>		
- сбор и транспорт нефти и ПНГ (внутрипромысловые трубопроводы)	тыс. руб./км	4129
- технологическая подготовка нефти	тыс. руб./скв.	87159
- комплексная автоматизация	тыс. руб./скв.	1077,9
- электроснабжение, ВЛ6кВ	тыс. руб./км	1200
- КТП 6/0,4	тыс. руб./шт.	480
- природоохранные мероприятия	%	15
- прочие объекты инфраструктуры (БПО, ВЖК, ДП, ПБО, водозабор и пр.)	%	10
<i>Текущие затраты:</i>		
- добыча углеводородов:		
газовый промысел:		
материальные затраты	руб./1000 м ³	865,3
электроэнергия	руб./1000 м ³	57,5
нефтяной промысел:		
- расходы на энергию по извлечению жидкости: переменные	руб./тонн жидк.	36,1
постоянные	тыс. руб./НФС	
- расходы по искусственному воздействию на пласт: переменные	руб./м ³	36,0
постоянные	тыс. руб./НФС	
- затраты на подготовку нефти: переменные	руб./тонн	220,2
постоянные	тыс. руб./год	
- общехозяйственные и общепроизводственные затраты:		
общепроизводственные затраты	тыс. руб./ДФС	1726,1

Показатели	Единицы измерения	Значение
затраты на АУП	тыс. руб./ДФС	405,4
прочие	тыс. руб./ДФС	60,1
- затраты на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования:		
обслуживание скважин (по типам)	руб./ДФС	3728,9
нефтепровод: переменные	тыс. руб./км год	
постоянные	тыс. руб./год за км	186,4
автодороги: переменные		
постоянные	тыс. руб./год за км	58,1
- капитальный ремонт скважин	тыс. руб./опер	1992,7
- текущий ремонт скважин	тыс. руб./опер.	374,2
- удельная численность ППП	чел./СДФ	2,26
- среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП)	тыс. руб./чел	35,25
Стоимость операций:		
- стоимость ГРП (указать тип)	тыс. руб./скв- опер.	8260,7
- стоимость РИР	тыс. руб./скв- опер.	2539,4
- затраты на вывод скважин из консервации	тыс. руб./скв.	5112,5
- перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд	тыс. руб./скв.	1271,5
- перевод скважин на другой горизонт	тыс. руб./скв.	2539,4
- ликвидация скважин (внебюджетные расходы)	тыс. руб./скв.	1195,1
Дополнительные данные:		
Норма амортизационных отчислений:		
- скважины	%	14,29
- объекты обустройства	%	6,67
- объекты внешнего транспорта	%	4
- оборудование, не входящее в смету строек	%	33,3

При расчёте экономических показателей были использованы следующие нормативы:

- добыча и перекачка жидкости, руб./тонн – 50;
- закачка воды, руб./м³ – 30;
- содержание 1 скважины, тыс. руб./год – 3582;
- подготовка нефти, руб./тонн – 94;
- добыча и подготовка ПНГ, руб./тыс. м³ – 309;
- стоимость 1 ТРС, тыс. руб. – 315;
- стоимость комплекта оборудования, тыс. руб. – 652;
- МРП, сут. – 328;
- затраты на проведение ГТМ, тыс. руб. – 4621.

Полученные результаты оценки эффективности ГТМ занесены в таблицу 3, а также отображены на рисунке 2.

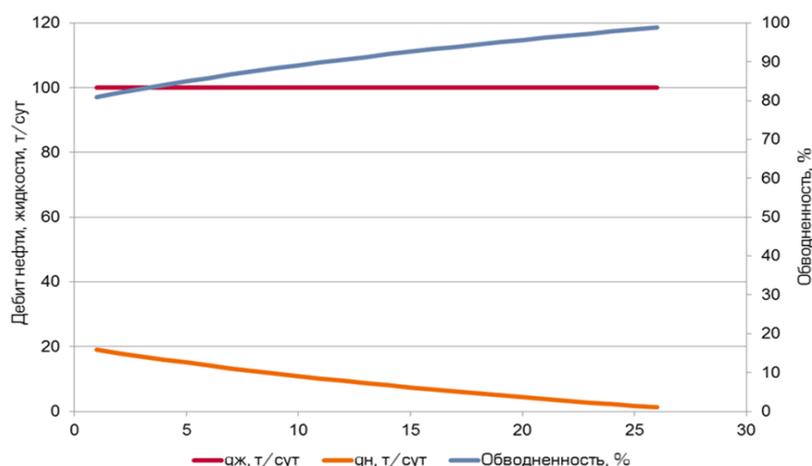


Рисунок 1 – Профиль добычи типовой скважины при начальной обводнённости 80 %

Таблица 2 – Технологические показатели типовой скважины

Годы	Добыча жидкости, тыс. тонн	Добыча нефти, тыс. тонн	T, сут.	Дебит жидкости, тонн/сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %
1	33,1	6,3	331,2	100	19,0	81,0
2	33,1	6,0	331,2	100	18,0	82,0
3	33,1	5,6	331,2	100	17,0	83,0
4	33,1	5,3	331,2	100	16,0	84,0
5	33,1	5,0	331,2	100	15,1	84,9
6	35,9	5,1	358,8	100	14,2	85,8
7	33,1	4,4	331,2	100	13,3	86,7
8	33,1	4,1	331,2	100	12,5	87,5
9	33,1	3,9	331,2	100	11,7	88,3
10	33,1	3,6	331,2	100	10,9	89,1
11	33,1	3,4	331,2	100	10,2	89,8
12	33,1	3,1	331,2	100	9,4	90,6
13	33,1	2,9	331,2	100	8,7	91,3
14	33,1	2,7	331,2	100	8,1	91,9
15	33,1	2,5	331,2	100	7,4	92,6
16	33,1	2,2	331,2	100	6,8	93,2
17	33,1	2,0	331,2	100	6,1	93,9
18	33,1	1,8	331,2	100	5,5	94,5
19	33,1	1,6	331,2	100	4,9	95,1
20	33,1	1,4	331,2	100	4,4	95,6
21	33,1	1,3	331,2	100	3,8	96,2
22	33,1	1,1	331,2	100	3,2	96,8
23	30,4	0,8	303,6	100	2,7	97,3
24	33,1	0,7	331,2	100	2,2	97,8
25	33,1	0,6	331,2	100	1,7	98,3
26	27,6	0,3	276,0	100	1,2	98,8

Таблица 3 – Расчёт показателей по вариантам

Вариант	Обводнённость, %	Добыча нефти, тыс. тонн	NPV, млн. руб.	DPI
1	80	77,7	172	36,53
2	85	49,6	117	25,13

Вариант	Обводнённость, %	Добыча нефти, тыс. тонн	NPV, млн. руб.	DPI
3	90	25,4	59	13,19
4	95	6,4	5	2,06

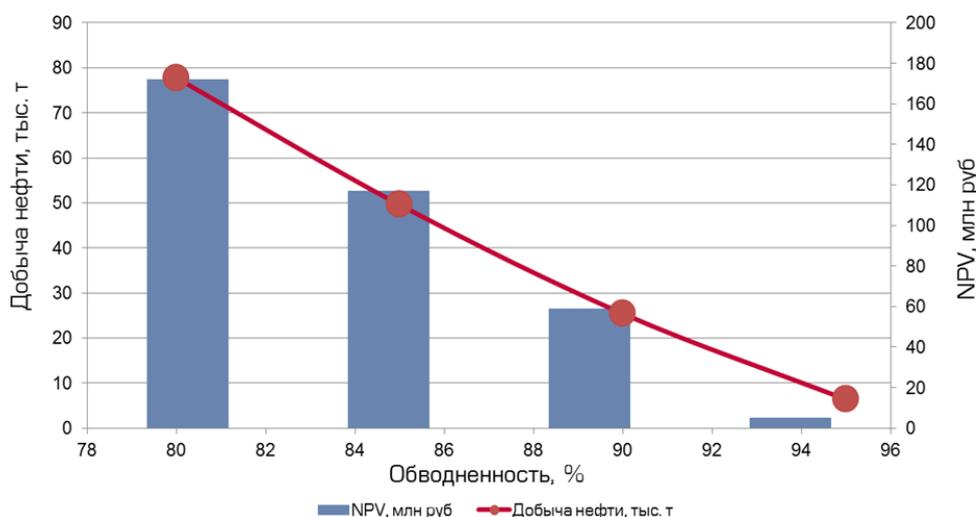


Рисунок 2 – Расчёт показателей по вариантам

Таким образом, видим, что ошибка в 5 % обводнённости (90 % вместо 85 %), является крайне нежелательной, так как не позволит получить дополнительную прибыль в размере 58 млн. руб.

Результаты оценки предлагаемых мероприятий представлены в таблице 4. На данном месторождении предлагается выполнить 21 мероприятие суммарным NPV 876 млн. руб.

Таблица 4 – Результаты экономической оценки предлагаемых мероприятий

№ скважины	Интервал перфорации, м	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, тонн/сут.	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча жидкости, тыс. тонн	NPV, млн. руб.
77	2508-2514	18	48	18	431	46
77	2537-2542	12	56	15	488	36
70*	2563-2569	14	48	16	431	41
70*	2523-2531	16	64	20	574	55
89*	2564-2568	6	32	8	242	20
106	2528-2533	14	40	15	359	45
106	2553-2559	19	48	18	431	58
107	2530-2535	13	40	15	359	45
107	2568-2573	16	40	15	359	43
100	2574-2578	12	32	12	284	31
100	2538-2542	6	32	9	253	21
66	2522-2526	18	48	18	431	55
44	2511-2514	19	48	18	431	55
44	2516-2522	10	48	13	407	36
40*	2534-2538	11	32	12	284	31
40*	2520-2525	16	40	15	359	43
105	2539-2544	11	40	14	359	38
105	2526-2529	8	24	9	193	19
35	2543-2549	17	48	18	431	55
71	2523-2529	12	48	15	431	45
71	2536-2544	13	64	17	55	56
Итого:				307	7589	876

Библиографический список:

1. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
2. Попов В.В. [и др.] Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск: Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
3. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. - С. 156-166.
4. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 279-288.
5. Шиян С.И., Березовский Д.А. Анализ экономической и технологической эффективности эксплуатации боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. - 2020. - № 3 (83). - С. 26-37.
6. Шиян С.И., Мунтян В.С. Перспективы разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения с применением энерго- и ресурсосберегающих технологий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 289-299.

УДК 622.276

Анализ текущего состояния разработки пласта К_{2m} Тихомировского месторождения

Шиян С.И.¹, Медведева Е.В.¹, Кусов Г.В.²

1 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

2 – ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», г. Ставрополь

Тихомировское месторождение нефти и газа расположено в пределах Величаевско-Максимокумской зоны нефтегазонакопления Прикумского нефтегазоносного района Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области. В структурно-тектоническом отношении расположено в пределах Величаевско-Максимокумского вала зоны Манычских прогибов. Стратиграфический диапазон осадочного чехла Прикумского нефтегазоносного района охватывает отложения от триасового до четвертичного возраста. Максимальная глубина разреза 3900 м зафиксирована в скважине № 6.

Пробная эксплуатация залежи начата в июле 1977 года разведочной скважиной № 7, вступившей в разработку с дебитами по нефти 27 тонн/сут., по жидкости 80 тонн/сут. и обводнёностью 66,2 %. В 1978-1979 гг. в эксплуатацию были введены ещё 7 скважин также из разведочного фонда.

Всего в добывающем фонде перебивали 32 скважины: из них 31 скважина пробурена на пласт, а в одной скважине (№ 44) в 2012 году проведено приобщение пласта К_{2m} к К_{1a1} пласту I. С 2012 по 2015 гг. в скважине № 44 осуществлялась совместная эксплуатация пласта К_{2m} и К_{1a1} пласта I. В конце 2015 года пласт К_{2m} был изолирован.

В нагнетательном фонде перебивало 14 скважин: из них 1 скважина пробурена на пласт, 12 скважин переведены из добывающих и 1 скважина переведена с другого объекта разработки.

По состоянию на 01.01.2019 г. на объекте числятся 32 добывающие скважины: в т.ч. 9 – действующих, 1 – бездействующая, 4 – в консервации, 4 – переведены на другие объекты разработки, 1 – переведена в пьезометрические, 1 – в ожидании ликвидации, 12 – переведены под закачку, и 14 нагнетательных скважин: в том числе 12 переведены из добывающих (из них 3 – под закачкой, 8 – в консервации, 1 – переведена на другой объект, 2 – ликвидированы).

Начальный дебит нефти в скважинах изменялся от 1,2 тонн/сут до 112 тонн/сут., составляя в среднем 23 тонн/сут.

Важно отметить, что залежи верхнего мела являются водонефтяными и характеризуются высокой начальной обводнёностью продукции скважин.

Установлены основные особенности водонефтяных залежей, которые сводятся к следующему:

- основные залежи нефти приурочены к верхней части верхнемеловых отложений, а именно к мелоподобным известнякам и реже – плотным пелитоморфным, подстилающим первые, известнякам верхнего мела;

- тип коллектора трещинно-каверновый (по отношению к характеру насыщенности), при высокой пористости 20-30 % матрицы и её низкой проницаемости $((0,1-1,2) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2)$. Насыщение связано с вторичными пустотами и трещинами (коллекторские свойства пород обусловлены тектонической трещиноватостью). Поровое пространство матрицы нефти не содержит и полностью водонасыщено;

- залежи нефти не контролируются сводами современных структур и часто располагаются на их периклиналях;

- зоны развития коллекторов приурочены к зонам повышенной трещиноватости пород;

- зоны повышенной пористости и проницаемости связаны с перерывами в осадконакоплении. Это контактные зоны палеогена и верхнего мела, верхнего и нижнего маастрихта, маастрихта и кампана и сантона, на уровне которых чётко фиксируются стратиграфические несогласия;

- общие толщины верхнемеловых отложений изменяются от 60 м до 90 м;

- наклонные ВНК с перепадом глубин от нескольких метров у залежей на платформе до нескольких сотен метров в пределах складчатой области (вполне возможно, что это явление во многих случаях может быть связано с «запечатыванием» залежей в среднесарматское время);

- все открытые залежи нефти и газа вступают в разработку с обводнённостью от 30 до 95 %.

Накопленная добыча нефти на одну эксплуатационную скважину составляет в среднем 54,1 тыс. тонн. Фактические накопленные отборы нефти на одну скважину изменяются от 1,8 тыс. тонн до 196,5 тыс. тонн.

Распределение скважин по накопленной добыче нефти, начальным дебитам нефти и начальной обводнённости приведено на рисунках 1-3.

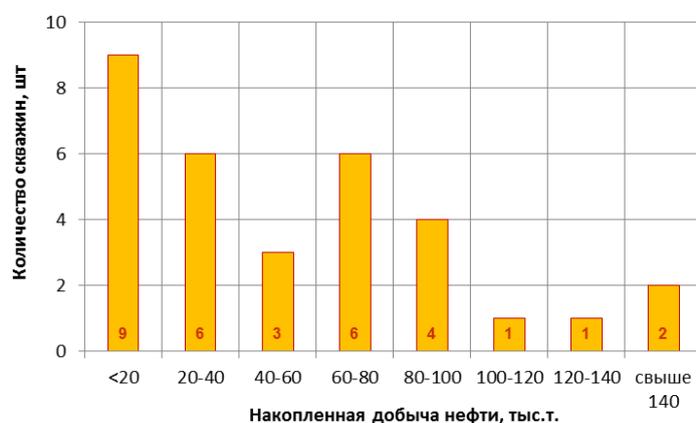


Рисунок 1 – Распределение скважин по накопленной добыче нефти пласта К_{2m}

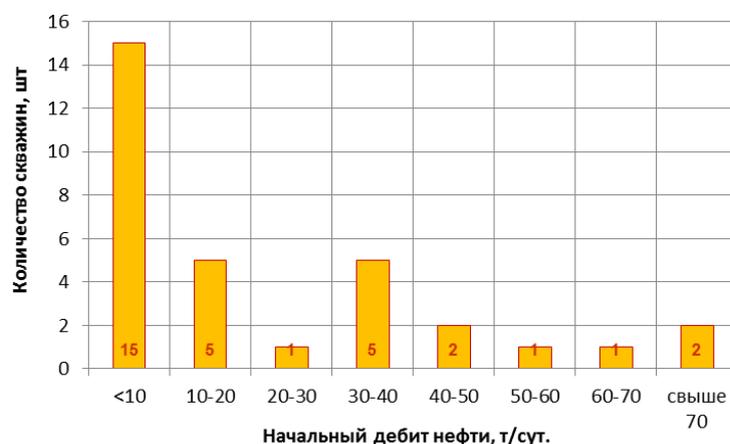
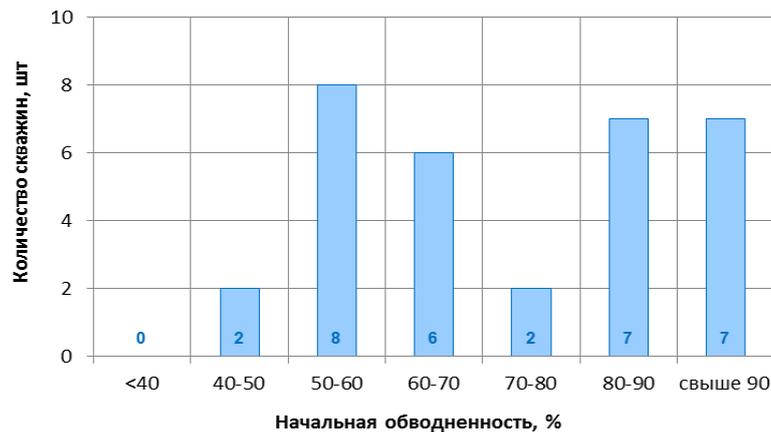


Рисунок 2 – Распределение скважин по начальным дебитам нефти пласта К_{2m}

Рисунок 3 – Распределение скважин по начальной обводнённости пласта К_{2m}

Сетка скважин, пребывавших в эксплуатации, составляет 84,6 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1982 году и составлял 182,3 тыс. тонн, или 8 % от начальных извлекаемых запасов. Действующий фонд добывающих скважин в этот год был 26, средний дебит нефти – 24,4 тонн/сут., по жидкости – 85,4 тонн/сут., обводнённость продукции – 71,4 %. В последующие годы добыча нефти снижалась и к 1993 году составила 8,8 тыс. тонн. Снижение годовой добычи нефти связано со снижением дебитов жидкости, а, следовательно, и дебитов нефти при незначительном увеличении обводнённости продукции. Скважины в этот период эксплуатировались фонтанным способом. В 1993 году средний дебит по жидкости составлял 4,9 тонн/сут., по нефти – 1 тонн/сут., обводнённость – 79,8 %. В эксплуатации находилось 26 добывающих скважин. Начиная с 1994 года, скважины стали переводить на газлифтный способ эксплуатации, а в двухтысячных годах – на ЭЦН, что привело к увеличению годовых отборов нефти за счёт увеличения среднегодового дебита по нефти. В двухтысячных годах годовая добыча нефти по месторождению находилась в диапазоне 30-40 тыс. тонн, средний дебит нефти – в диапазоне 7-8 тонн/сут. Дебит по жидкости увеличивался от года к году за счёт ИДН, и, начиная с 2009 года, находится в интервале 160-180 тонн/сут. Обводнённость продукции выросла до 97 %. Начиная с 2014 года, наметилось снижение годовой добычи нефти из-за снижения дебита по нефти.

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти составила 1744,9 тыс. тонн, жидкости – 15063,3 тыс. тонн. Текущий КИН равен 0,341. Накопленный ВНФ – 7,6. В 2017 году залежь разрабатывалась 9 добывающими скважинами. Годовая добыча нефти составила 12,8 тыс. тонн, жидкости – 547,7 тыс. тонн. Текущий средний дебит по нефти – 4,3 тонн/сут., по жидкости – 183,1 тонн/сут., обводнённость – 97,7 %. Текущий ВНФ – 41,8. Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов – 0,6 %.

Залежь разрабатывается с поддержанием пластового давления. Закачка воды в пласт с целью поддержания пластового давления была начата в 1984 году, когда пластовое давление в залежи снизилось с 29,4 МПа до 24,2 МПа. В 1985 году пластовое давление достигло минимального значения 23,6 МПа, а в 1986 возросло и стабилизировалось на уровне 24-25 МПа. В двухтысячных годах с увеличением отборов жидкости пластовое давление снизилось на 1-2 МПа до 22-23 МПа. Для нагнетания воды в пласт сначала использовались 3 скважины (№№ 14, 79 и 103). При этом весь объём закачиваемой воды приходился на северо-восточную и восточную части залежи. В 1988 году были дополнительно переведены под нагнетание из добывающего фонда ещё 2 скважины (№№ 8 и 16), расположенные в западной части залежи, а с 2002 по 2014 гг. ещё 9 скважин, расположенные в центральной, юго-восточной и восточной частях залежи. Всего в нагнетательном фонде перебивало 14 скважин. Системы заводнения – приконтурная и внутриконтурная. В 1983 году объём нагнетаемой воды в пласт составлял 245 тыс. м³, а к 1989 году постепенно снизился до 58,6 тыс. м³. В 1990 году нагнетание воды было приостановлено. В 2000 году с увеличением отборов жидкости закачка воды была возобновлена. Максимальный объём закачки воды – 741,7 тыс. м³ был достигнут в 2007 году. Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины при этом составляла 437,8 м³/сут., в нагнетании находилось 6 скважин.

По состоянию на 01.01.2019 г. в залежь закачано 8375,4 тыс. м³ воды. Накопленный коэффициент компенсации отборов жидкости закачкой составил 53,1 %. В 2017 году в пласт закачано 515,6 тыс. м³ воды. Закачка воды производилась в 3 нагнетательные скважины. Текущий коэффициент компенсации отборов жидкости закачкой составил 93,3 %. Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины – 521 м³/сут.

Динамика пластового давления и нагнетания воды и отборов жидкости по пласту представлена на рисунке 4.

Режим залежи – упруговодонапорный.

Таким образом, уникальность нефтеносности верхнемаастрихтских отложений заключается не только в том, что с ними связаны нетрадиционные водонефтяные залежи и что они почти идеально выдержаны по литологическому составу, толщине и свойствам своеобразного коллектора, но ещё в том, что они представляют собой гигантскую стратиграфически экранированную ловушку, содержащую недосформировавшуюся нефтяную залежь со сложным характером насыщения водой и нефтью, ограниченную с запада и севера зоной размыва отложений и экранирующуюся мергельно-глинистыми отложениями палеогена и гидродинамической аномалией подземных вод, осложнённую пологими структурными элементами различной формы и размера.

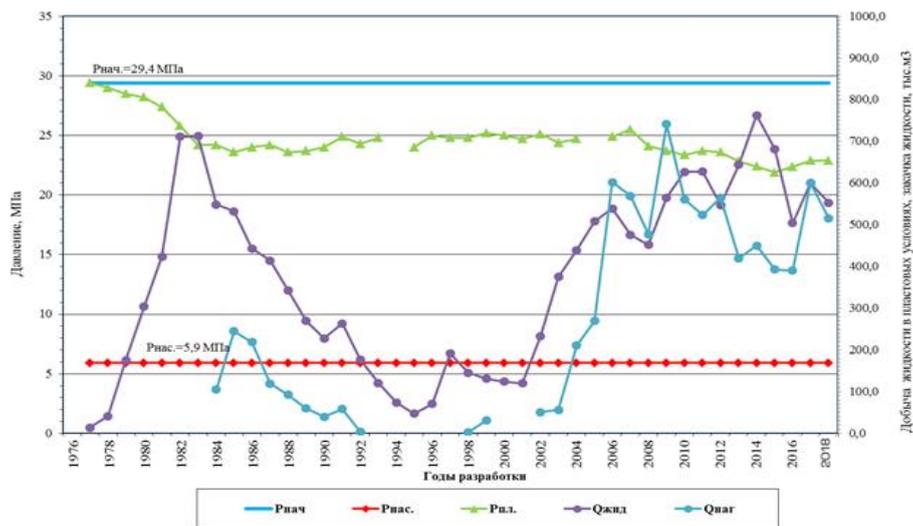


Рисунок 4 – Динамика пластового давления, нагнетания воды и отборов жидкости пласта К₂м

Графики истории разработки, карты накопленных и текущих отборов пласта К₂м Тихомировского месторождения приведены на рисунках 5-7.

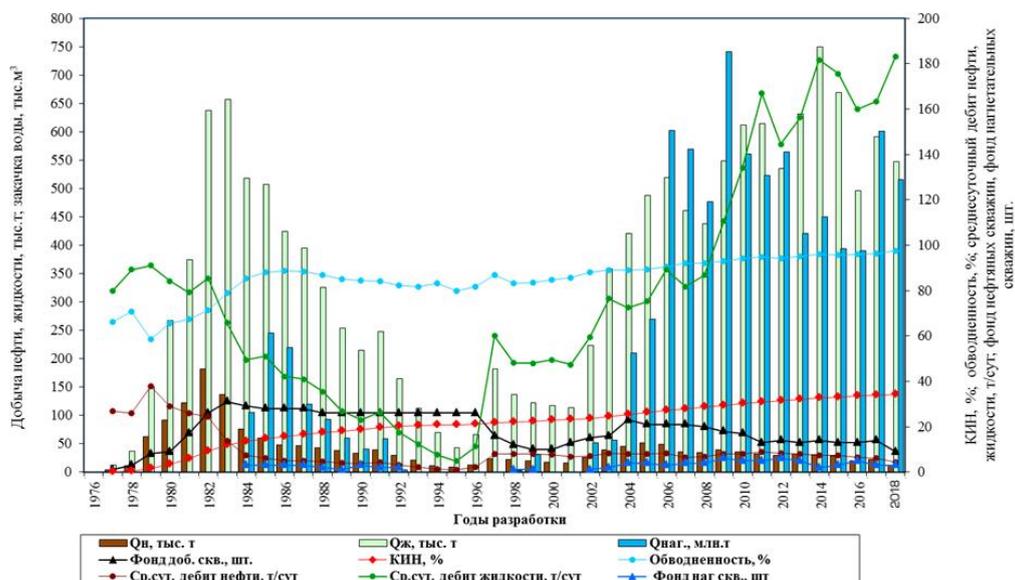


Рисунок 5 – График истории разработки верхнего мела по состоянию на 01.01.2019 г.

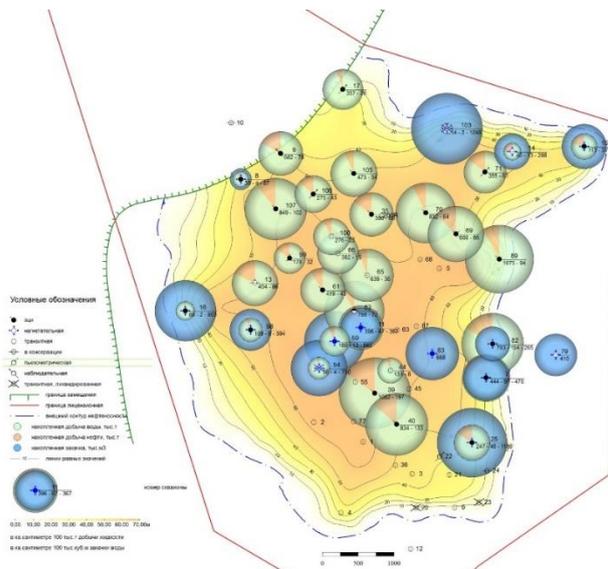


Рисунок 6 – Карта накопленных отборов по пласту K_{2m} по состоянию на 01.01.2019 г.

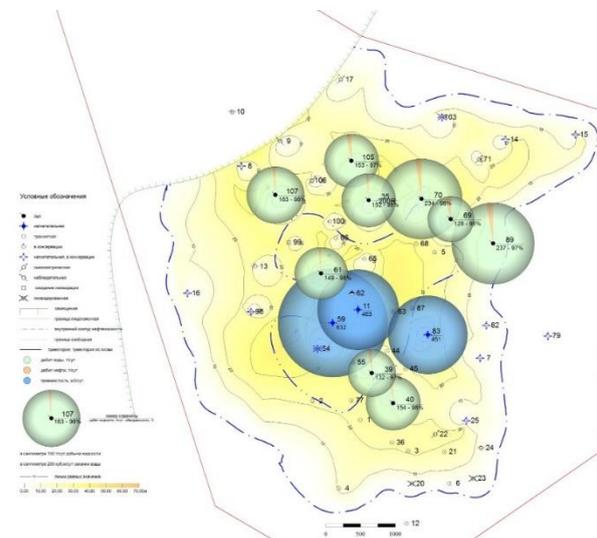


Рисунок 7 – Карта текущих отборов по пласту K_{2m} по состоянию на 01.01.2019 г.

Библиографический список:

1. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
2. Попов В.В. [и др.] Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск: Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
3. Гусейнова Н.И. Современные представления об объекте, задачах и методах диагностирования пласта при воздействии на него с целью повышения нефтеотдачи // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 151-155.
4. Шапков Е.Н., Савенок О.В. Прогнозирование показателей разработки Полевого нефтяного месторождения на основе анализа методов обобщённых характеристик вытеснения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 1.
5. Шиян С.И., Мунтян В.С. Перспективы разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения с применением энерго- и ресурсо-сберегающих технологий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 289-299.
6. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при ре-конструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34-42.
7. Шиян С.И., Березовский Д.А. Анализ экономической и технологической эффективности эксплуатации боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. - 2020. - № 3 (83). - С. 26-37.

УДК 622.276

Геолого-промысловое и технико-экономическое обоснование вариантов разработки Анисимовского месторождения

Шиян С.И., Слепцов А.А., Владимиров А.В., Нелин А.К.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар, РФ

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов

На Анисимовском месторождении, территориально принадлежащем Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, производилось определение гидродинамических параметров по разведочным скважинам в процессе их опробования. Эксплуатационные скважины исследовались методом регистрации кривых восстановления уровня.

Расчёт параметров эксплуатационных скважин произведён с использованием величины

гидропроводности $\frac{k \cdot h}{\mu}$, определённой по известной формуле:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = 0,184 \cdot \eta \cdot b \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right),$$

Где k – проницаемость; h – эффективная толщина пласта, см; μ – вязкость пластовой нефти, с · мПа; η – коэффициент продуктивности скважины, м³/(сут. · МПа); b – объёмный коэффициент; R_k – радиус контура дренирования (250 м); $r_{скв}$ – радиус скважины по долоту (0,15 м); «S» – комплекс фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне скважины – скин-эффект.

Сводные результаты гидродинамических и промысловых исследований при опробовании скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты гидродинамических исследований разведочных скважин

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Толщина пласта, м	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Обводнёность, %	Динамический уровень, м	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут. · МПа)	Гидропроводность, мкм ² · см/МПа · с	Вид исследования
155P	2670-2680	8,6	3,5	11	611	0,71	1,8	КВУ
180P	2699-2703	5,2	8,0	0	1344	0,46	1,2	КВУ
182P	2705-2735	1,8	38,8	91	998,5	3,45	8,6	КВУ
211P	2674-2681	4,2	2,4	0	1110	0,17	0,4	КВУ
5001P	2669-2677	4,8	4,0	50	861	0,58	1,4	КВУ
5007П	2964-2972	5,0	2,8	0	869,2	0,26	0,7	КВУ
5007П	2964-2972	5,0	3,1	33	1105	0,14	0,3	КВУ
	2976-2980							
5009P	2734-2736	6,4	2,8	0	704,5	0,35	0,9	КВУ
5009P	2732-2738	6,4	3,1	27	734	0,32	0,8	КВУ
5015P	2656-2676	8,2	7,8	0	579	1,10	2,7	КВУ
5018П	2688-2691	5,8	15,1	0	424,7	3,50	8,8	КВУ
5027P	2722-2730	11,0	5,1	0	626,5	0,30	0,8	КВУ
5027P	2723-2737	11,0	4,2	31	416,7	0,74	1,8	КВУ
Среднее значение:		6,4	7,7	18,7	798,8	0,9	2,3	

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по данным комплекса исследований

В результате пробной эксплуатации при изучении характеристик режимов эксплуатации и динамики продуктивности скважин проведена оценка морфологической сложности наиболее перспективного эксплуатационного объекта БС₁₀⁰. На рисунке 1 представлен геолого-статистический разрез Анисимовского месторождения.

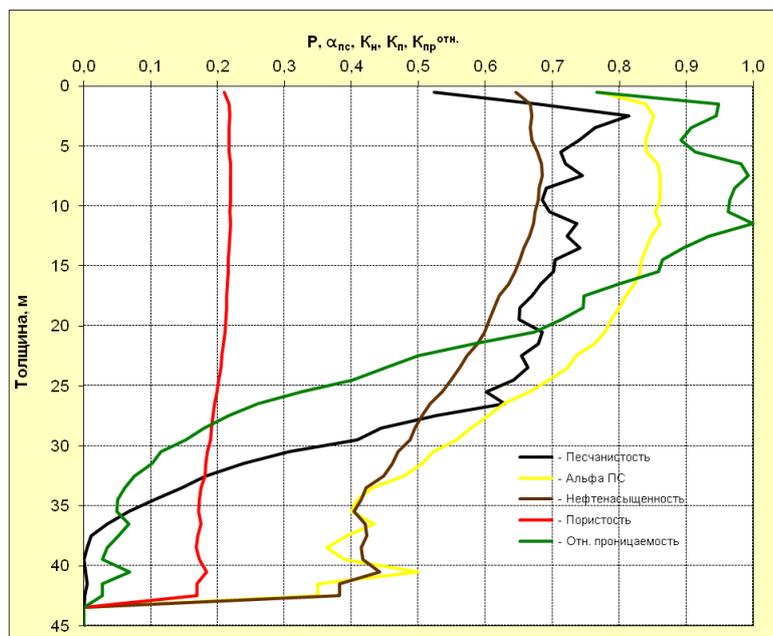


Рисунок 1 – Геолого-статистический разрез Анисимовского месторождения

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов эксплуатационных объектов определялись по материалам лабораторных исследований керна, данным геофизических исследований (ГИС), результатам гидродинамических исследований (ГИД). Сравнительная характеристика параметров приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика фильтрационных свойств эксплуатационных объектов

Метод определения	Показатели	Объект				
		БС ₁₀		Ач1-2		
		Пористость, %	Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	Пористость, %	Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	
По керну	Количество скважин	24	24	26	26	
	Количество определений	720	435	950	719	
	Среднее	19,5	33,0	18,5	16,3	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,103	1,200	0,087	1,470	
	Интервал изменения	от	14,6	0,3	14,8	0,5
	до	23,8	236,0	23,7	333,0	
По ГИС	Количество скважин	675	675	259	259	
	Среднее	20,5	39,0	18,9	18,0	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,092	1,046	0,071	0,721	
	Интервал изменения	от	14,6	0,2	15,0	0,1
	до	23,8	140,0	21,0	44,0	
По ГДИ	Количество скважин		185		101	
	Количество определений		224		141	
	Среднее		33,6		14,0	
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,798		1,200	
	Интервал изменения	от		1,4		0,7
	до		126,5		141,0	

Анализ динамики пластового давления

По результатам измерений пластового давления по эксплуатационным объектам за текущий период разработки был проведен анализ динамики пластового давления, он показал стабильное и закономерное уменьшение давления, как по блокам, так и по пластам в целом.

Процент компенсации различается, но незначительно, в среднем он выше по пласту. Анализ изменения пластового давления также показал наличие зон с большим диапазоном ФЕС. В начале эксплуатации этой скважины было зарегистрировано резкое понижение пластового давления. По основной части залежи пластовое давление имеет тенденцию устойчивого снижения и на сегодняшний день текущее пластовое давление составляет в среднем 83,3% от начального. Динамика пластового давления и компенсации отборов закачкой по участкам представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Динамика пластового давления и компенсация отборов закачкой по участкам Анисимовского месторождения

Блок	Участок	Дата						
		01.01.14	01.01.15	01.01.16	01.01.17	01.01.18	01.01.19	01.12.19
1	Зона отбора					25,0	24,4	23,7
	стягивания	–	–	–	–	–	–	–
	нагнетания					28,6	28,7	28,7
	Залежь					25,6	25,4	24,8
	Компенсация текущая, %					138,2	83,7	89,6
2	Зона отбора					24,4	24,4	23,4
	стягивания	–	–	–	–	–	–	–
	нагнетания					29,3	28,4	28,7
	Залежь					25,6	25,1	25
	Компенсация текущая, %					146,8	132,6	131,3
3	Зона отбора			23,9	24,4	24,7	24,6	23,1
	стягивания	–	–	–	–	24	23,9	22,4
	нагнетания			29,4	29,1	29,4	29,3	28,3
	Залежь			24,6	25,2	25,3	25,2	24,4
	Компенсация текущая, %			119,4	116,7	110,7	101,6	111,0
4	Зона отбора			23,3	24,0	24,5	24,7	23,9
	стягивания	–	–	–	–	–	23,7	23,3
	нагнетания			27,6	28,0	28,7	28,7	27,7
	Залежь			24,1	24,5	25,2	25,2	24,7
	Компенсация текущая, %			133,9	112,6	144,6	158,5	140,2
5	Зона отбора		23,0	22,9	23,7	24,3	23,6	23,3
	стягивания	–	–	21,8	22,7	23,3	22,9	23,1
	нагнетания		26,8	26,7	27,3	28,5	28,2	28,4
	Залежь		23,7	23,7	24,3	25,0	24,4	24,4
	Компенсация текущая, %		129,2	101,1	93,7	108,7	90,6	95,0
6	Зона отбора	22,0	22,9	24,0	24,0	24,6	24,9	24,6
	стягивания	–	–	23,5	24,1	24,3	24,6	24,7
	нагнетания	25,1	26,9	27,6	27,1	29,0	29,0	29,2
	Залежь	22,2	23,6	24,6	24,6	25,5	25,9	25,7
	Компенсация	51,9	167,3	136,0	123,5	140,6	136,2	129,4

Блок	Участок	Дата						
		01.01.14	01.01.15	01.01.16	01.01.17	01.01.18	01.01.19	01.12.19
	текущая, %							
7	Зона отбора	22,0	22,5	23,1	23,4	24,4	24,7	24,0
	стягивания	21,9	21,9	22,9	22,7	24,1	24,4	23,5
	нагнетания	25,1	26,7	27,0	27,1	28,8	29,2	29,1
	Залежь	22,1	23,3	23,9	24,2	25,4	25,5	25,2
	Компенсация текущая, %	31,5	137,7	133,9	134,7	175,0	172,9	163,1
8	Зона отбора		22,9	23,2	23,3	24,0	23,9	24,0
	стягивания	–	–	22,7	23,0	23,2	22,8	23,0
	нагнетания		26,2	26,3	27,5	28,4	28,1	28,6
	Залежь		23,5	23,7	24,2	24,8	24,5	24,9
	Компенсация текущая, %		218,9	108,2	129,9	164,3	136,1	139,9
9	Зона отбора			23,8	24,8	25,1	24,4	24,3
	стягивания	–	–	–	–	–	–	–
	нагнетания			26,6	27,6	29,1	28,5	28,7
	Залежь			24,4	25,4	25,8	25,3	25,4
	Компенсация текущая, %			106,3	124,0	134,2	105,8	108,9
10	Зона отбора			24,1	25,0	24,8	23,9	23,3
	стягивания	–	–	–	–	24,6	23,5	22,1
	нагнетания			26,2	27,6	28,9	28,3	28,1
	Залежь			24,6	25,5	25,4	24,8	24,2
	Компенсация текущая, %			82,9	118,9	122,1	110,1	117,3
11	Зона отбора			24,1	24,9	24,2	23,7	23,6
	стягивания	–	–	–	–	–	23,4	23,4
	нагнетания			26,3	27,7	28,5	27,9	27,7
	Залежь			24,8	25,5	25	24,6	24,6
	Компенсация текущая, %			58,4	81,0	102,4	82,9	105,0
12	Зона отбора					25,0	23,3	22,8
	стягивания	–	–	–	–	–	22,5	22,5
	нагнетания					28,6	27,1	27,5
	Залежь					25,7	23,9	23,8
	Компенсация текущая, %					76,2	64,9	93,3

Обоснование выделения эксплуатационных объектов

На Государственном балансе запасов по Анисимовскому месторождению в качестве подсчётных объектов выделено 9 продуктивных пластов: $BC_{10}^{0(верх)}$, $BC_{10}^{0(низ)}$, Ач₁, Ач₂, Ач₃, Ач₄, Ач₅, ЮС₁ и ЮС₂. Пласты характеризуются различными геолого-физическими параметрами, уровнем изученности, степенью совпадения в плане продуктивных площадей.

На сегодняшний день в соответствии с утверждёнными проектными решениями на месторождении выделено 4 эксплуатационных объекта:

- 1) горизонт BC_{10}^0 (пласты $BC_{10}^{0(верх)}$ + $BC_{10}^{0(низ)}$) – основной объект;
- 2) ачимовская толща (пласты Ач₁ + Ач₂);

3) пласт ЮС₁ – объект опытно-промышленной разработки;

4) пласт ЮС₂ – объект опытно-промышленной разработки.

Согласно протоколу гидродинамически связанные пласты БС₁₀^{0(верх)} и БС₁₀^{0(низ)} объединены в единый подсчётный объект, который теперь соответствует эксплуатационному объекту БС₁₀⁰.

В процессе доразведочных работ, проведённых на месторождении со времени принятия последней проектной работы, в отложениях ачимовской толщи выявлены и поставлены на Государственный баланс незначительные по размерам и запасам залежи ещё трёх пластов – Ач₃, Ач₄ и Ач₅ в районе скважины № 5001Р. Залежи всех трёх пластов совпадают в плане друг с другом и с вышележащим объектом Ач₁₋₂. Они имеют небольшую площадь, в приподнятых купольных частях представлены чисто нефтяными зонами. Пласты Ач₃, Ач₄ и Ач₅ отделены друг от друга и от объекта Ач₁₋₂ глинистыми перемычками толщиной 1,6-5,8 м. Начальные извлекаемые запасы залежей объединяемых пластов незначительны и составляют по промышленной категории 44, 513 и 157 тыс. тонн соответственно. Следовательно, разработка пластов Ач₃, Ач₄ и Ач₅ в районе скважины № 5001Р самостоятельными сетками скважин считается менее результативной, чем при использовании единой с объектом Ач₁₋₂ сетки скважин.

Залежь пласта Ач₃ в районе скважины № 5009Р имеет небольшую площадь и начальные извлекаемые запасы (105 тыс. тонн в сумме по категориям С₁ и С₂), полностью подстилается подошвенной водой. Пласт Ач₃ отделён от объекта Ач₁₋₂ глинистой перемычкой толщиной около 15 м. По этим причинам залежь пласта Ач₃ в районе скважины № 5009Р следует объединить с объектом Ач₁₋₂ в единый эксплуатационный объект.

Исходя из вышеизложенного, пласты Ач₃, Ач₄ и Ач₅ следует объединить с разрабатываемым вышележащим объектом Ач₁₋₂ в единый эксплуатационный объект Ач₁₋₅ по следующим причинам:

- схожее геологическое строение залежей;
- схожие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов;
- небольшие объёмы начальных запасов нефти;
- совпадение в плане площадей нефтеносности;
- незначительные по толщине глинистые перемычки между пластами.

Таким образом, по Анисимовскому месторождению приняты для проектирования 4 эксплуатационных объекта:

1) основной объект разработки БС₁₀⁰ – соответствует подсчётному объекту БС₁₀⁰ ;

2) объект Ач₁₋₅ – включает в себя 5 подсчётных объектов ачимовской толщи: пласты Ач₁, Ач₂, Ач₃, Ач₄ и Ач₅;

3) объект опытно-промышленной разработки ЮС₁ – соответствует подсчётному объекту ЮС₁;

4) объект опытно-промышленной разработки ЮС₂ – соответствует подсчётному объекту ЮС₂.

Библиографический список:

1. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
2. Савенок О.В., Аругюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
3. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
4. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114-119.
5. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 03 (6). – С. 97-120 URL: vs.n.esrae.ru/6-31 Режим доступа: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
6. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2. – С. 62-69.

7. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 156-166.
8. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34-42.
9. Шиян С.И., Мунтян В.С. Перспективы разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения с применением энерго- и ресурсосберегающих технологий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 289-299.

УДК 622.276.5

Совершенствование технологии освоения скважин

Ткаченко П.Е.

Научный руководитель - Дуркин В. В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Освоение скважины - комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта [1]. Как правило в комплекс таких операций, включаются мероприятия по улучшению проницаемости пласта-коллектора. Традиционным методом улучшения проницаемости призабойной зоны является кислотная обработка.

Данная технология хорошо известна, и применяется во всем мире с самыми различными геологическими условиями. В случае, когда речь идет об интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов технологии, как правило, базируются на солянокислотных составах, которые способны растворять карбонаты — известняки, доломиты, доломитизированные известняки, слагающие продуктивные горизонты нефтяных и газовых месторождений. Продуктами реакции таких обработок, являются водорастворимые соли кальция и магния, что предотвращает коагуляцию пласта, и облегчает вызов притока.

Эффективность солянокислотных обработок в первую очередь зависит от глубины проникновения кислоты в пласт, полноты растворения в кислоте зерен коллектора, охвата пласта воздействием кислотного раствора и особенно от обводненности скважин. При использовании растворов соляной кислоты, могут возникнуть проблемы, связанные с высокими значениями коррозии стали, межфазного натяжения на границе с углеводородами, вторичным осадкообразованием, повышенной скоростью реакции с водонасыщенной породой, а также с образованием осадков и эмульсий при контакте с пластовыми флюидами. Всё это приводит к снижению эффективности кислотных обработок. [2]. По этой причине, разработка оптимальных составов кислотной композиции, и подбор различных ингибирующих компонентов, является крайне важной задачей.

На сегодняшний день список применяемых реагентов широк и включает в себя различные ПАВ, кислоты и даже некоторые металлы.

Такие компоненты решают следующие задачи:

- снижение скорости реакции кислоты с породой пласта
- снижение коррозионного воздействия на скважинное оборудование
- снижение межфазового натяжения границе раздела фаз «нефть - солянокислотный состав»
- увеличение глубины проникновения раствора в пласт
- предотвращение осадкообразования и гелеобразования

Наименее изученным вопросом, в области кислотных обработок, является эффективность применения спиртов в кислотных композициях. Не смотря на достаточно малое количество промысловых испытаний, данный состав уже успел доказать свою эффективность.

Спирт, в частности изопропиловый, инертен к соляной кислоте. Для начала реакции изопропилового спирта и соляной кислоты, необходимо соблюсти ряд условий, в т.ч. наличие

катализатора, и высокой температуры (80-90°C). В то же время, спирт как естественный растворитель, способен существенно снижать вязкость пластового флюида, а так же в сочетании с кислотой, значительно снижать скорость ее реакции с породами продуктивного пласта, что в конечном итоге позволит получить больший охват обрабатываемой площади.

Спиртокислотные обработки (ССКО) пластов в основном используются для неоднородных пластов с низкой проницаемостью. Эффективность обработки пластов растворами HCL возрастает при добавлении в состав раствора спирта вследствие того, что он, так же как и поверхностно-активные агенты, снижает межфазное натяжение рабочей жидкости, создавая благоприятные предпосылки для более легкого проникновения раствора в пласт и для более полного удаления отработанного раствора из пласта. [3]. Эффект от добавления спирта еще больше повышается в пластах, с содержанием глинистых пород, которые могут мигрировать в виде тонких частиц, создавая опасность закупоривания каналов в пористой среде.

В свою очередь изопропиловый спирт технологичен и относительно безопасен в применении. Токсичность изопропанола низка, ПДК паров изопропанола в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³, при попадании в организм человека как правило, не вызывают значительных расстройств. Изопропиловый спирт значительно менее летуч, чем, например, этанол, и для достижения больших концентраций его паров необходима значительно большая площадь разлива и испарения.

Однако следует учитывать то, что изопропанол как и все спирты огнеопасен. Пары изопропанола в сочетании с воздухом дают взрывоопасную смесь, так что его применение должно быть с соблюдением необходимых мер безопасности.

Лабораторные исследования показали наибольшую эффективность следующего состава (таблица 1).

Таблица 1

компонент, название	содержание в композиции, %
ингибированная соляная кислота	8-10
уксусная кислота	8-10
муравьиная кислота	8-10
оксиэтилендифосфоновая кислота	5-7
изопропиловый спирт	4-6
неонол АФ 9-12	1-2
вода	55-64

Состав был опробован на модели карбонатного пласта с 97% содержанием известняков и 3%

Из вышеперечисленного следует, что применение спиртов, в составе кислотных композиций при обработках призабойной зоны пласта значительно повышают эффективность таких мероприятий. Целесообразно проведение дальнейших исследований, на предмет поиска оптимального по цене и эффективности состава. Возможно рассмотреть применение других видов спиртов, концентраций, или же применения различных катализаторов. Необходимо проведение исследований при различных геологических условиях, на разных типах коллекторов, а так же выявления возможных негативных последствий.

Однозначно можно сказать, что данная тема еще раскрыта не до конца, и предоставляет широкое поле для исследований и экспериментов.

Библиографический список:

1. Освоение скважин. Методы освоения нефтяных и газовых скважин // <https://mgb05.fandom.com> (дата обращения: 11.02.2021)..
2. Поверхностно-активный кислотный состав для обработки карбонатных коллекторов // 1.fips.ru (дата обращения: 11.02.2021).
3. Спиртокислотные и спирто-пенокислотные обработки // <https://studwood.ru> (дата обращения: 11.02.2021).

УДК 622.276

Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов на Юбилейном газоконденсатном месторождении

Савенок О.В.¹, Березовский Д.А.², Лебедь А.В.², Капишников А.М.³

1 – ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта

2 – Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» Каневское газопромислое управление

3 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

Анализ эффективности применяемых методов

Продуктивные пласты келловейского яруса представлены чередованием песчаников, алевролитов, глин при проницаемости коллекторов от $1,8 \cdot 10^{-15}$ до $975 \cdot 10^{-15}$ м² при глубине залегания более 4000 м и температуре забоя до 148 °С. Пластовое давление во вновь вскрытых объектах более 40 МПа, находящихся в эксплуатации – от 7,4 до 13 МПа, затрубное в действующих скважинах – от 2,0 до 7,5 МПа.

При падении пластового давления в скважинах, да ещё в сочетании с низкой проницаемостью коллектора, депрессия на пласт снижалась до величины, при которой дебит газа и, соответственно, скорость газа, становились недостаточными для выноса жидкости из НКТ. Когда давление накопившегося столба жидкости в сочетании с противодавлением в сборной сети выравнивалось с пластовым, скважина останавливалась и без продувки не запускалась.

В каких-то ограниченных пределах падения пластового давления эффективно использовали ввод ПАВ для удаления жидкости из НКТ, но при высоком конденсатно-газовом факторе и высокой забойной температуре их влияние было ограничено. Из других методов интенсификации притока газа при вскрытии пластов использовали пороховые газогенераторы ПГД-БК-100-150, производилось пробное освоение скважин с применением струйных насосов УЭГИС-3, но заметного эффекта от них не получили, возможно, из-за слабой продуктивности пласта.

Кислотные обработки призабойной зоны проводили ограниченно – в трёх скважинах. Учитывая высокую забойную температуру и отсутствие карбонатности пластов, обработки проведены, в основном, для разглинизации призабойной зоны. При этом использовали нетрадиционные экспериментальные составы, нередко непригодные для данных условий, например, сульфаминовую кислоту, применимую для пластов с температурой до 70 °С.

Часть скважин простаивала и простаивает из-за обрыва НКТ, вызываемого углекислотной коррозией, что является одной из основных причин выбытия скважин из эксплуатации. Естественно, что это последствия слабой эффективности антикоррозионных мероприятий и несвоевременности проведения ревизии НКТ.

При падении пластового давления до критического, когда эксплуатация скважин становилась нерентабельной, но пласт не обводнялся, дополнительно вскрывали один из вышележащих пластов с повышенным давлением. Работа скважины восстанавливалась, и она вновь эксплуатировалась до снижения среднего пластового давления до критического, достаточного для выноса жидкости, после чего снова требовалось подключать новый объект с повышенным давлением или переходить на него с изоляцией нижних.

Обоснование методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

Учитывая минералогический состав продуктивных пород и значение текущего пластового давления по скважинам, применимость методов интенсификации притока довольно ограничена. Из активных методов воздействия, таких как кислотные обработки, сфера применения их – преимущественно очистка призабойной зоны скважин после проведения ремонтных работ; в продуктивных пластах – резка вторых стволов в скважинах.

Учитывая отсутствие карбонатности коллекторов, для обработок рекомендуется использовать преимущественно глинокислоту с добавкой эффективных ингибиторов коррозии и комплексонов типа ОЭДФ или Трилона Б – 1 %. Из ингибиторов коррозии – Додикор 2275, ИКУ-1, ВПП-2В. Концентрация соляной кислоты – 12 %, плавиковой – 1,5-2,0 %.

В качестве буферной жидкости до и после кислоты использовать раствор ингибитора, растворимого в дизтопливе, менее эффективно – раствор ингибитора в газовом конденсате.

Время выдержки кислотного раствора на забое в режиме установки импульсной ванны не более 1 часа, и практически без выдержки, при задавке кислоты в пласт.

Для снижения углекислотной коррозии рекомендуется применять закачку в затрубное пространство растворов высокоэффективных ингибиторов «ИНКОРГАЗ-21Т» или «ИНКОРГАЗ-21ТК», технические характеристики которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики ингибиторов коррозии

Наименование показателей	Характеристика или норма	
	ИНКОРГАЗ-21Т	ИНКОРГАЗ-21Т-К
Внешний вид	однородная жидкость от светло-жёлтого до тёмно-бурого цвета	однородная жидкость от светло-жёлтого до тёмно-бурого цвета
Общее щелочное число, мг КОН/1 г ингибитора, не менее	30	150
Содержание активной части, %, не менее	30	80
Температура застывания, °С, не выше	минус 50	не нормируется
Пенообразование (повышение высоты столба пены при добавлении ингибитора коррозии в раствор абсорбента), при содержании ингибитора до 1000 мг/дм ³ в этанолаmine, мм, не более	25	не нормируется
Стабильность пены, с, не более	15	не нормируется
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с, не более	не нормируется	1200-1500
Защитный эффект от общей коррозии, %, не менее (при концентрации ингибитора 30 мг/л, в присутствии H ₂ S и/или CO ₂)	85	не нормируется
Защитный эффект от охрупчивания, %, не менее	70	не нормируется
Растворимость: в метаноле, этаноле и дизельном топливе	полная	–
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,820-0,900	не нормируется

При условии применения ингибиторов углекислотной коррозии не исключено ухудшение работы ПАВ для удаления жидкости из скважины.

Расчёты по определению дебитов и скоростей газожидкостного потока для скважин Юбилейного месторождения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчёты по определению дебитов и скоростей газожидкостного потока для скважин Юбилейного месторождения

Таблица 2

Варианты	Диаметр штуцера, мм	Диаметр колонны НКТ, мм нар./вн.	Минимальный дебит по газу, тыс. м ³ /сут.	Коэффициент сопротивления по колонне НКТ		Скорость газожидкостного потока, м/с			
						на устье		на забое	
				факт.	теор.	фактическая	минимальная	фактическая	минимальная
Скважина № 7									
1	12,5	73/62	58,063	0,215	0,371	4,475	5,033	4,501	4,035
2	12,5	60,3/50,3	34,267	0,215	1,028	6,800	5,033	6,838	4,035
Скважина № 41									
1	7,4	73/62	56,051	4,410	0,402	2,548	5,406	1,851	3,774
2	10,0	73/62	54,080	2,118	0,392	3,003	5,327	2,414	3,898
3	12,0	73/62	51,407	1,359	0,393	3,165	5,394	2,725	4,082

Варианты	Диаметр штуцера, мм	Диаметр колонны НКТ, мм нар./вн.	Минимальный дебит по газу, тыс. м ³ /сут.	Коэффициент сопротивления по колонне НКТ		Скорость газожидкостного потока, м/с			
				факт.	теор.	на устье		на забое	
						фактическая	минимальная	фактическая	минимальная
4	12,0	60,3/50,3	38,835	1,359	1,087	4,809	5,394	4,141	4,082
Скважина № 42									
1	10,0	73/62	38,899	3,902	0,481	4,031	8,440	2,315	5,292
2	10,0	60,3/50,3	25,603	3,902	1,332	6,124	8,440	3,518	5,292

При рассмотрении результатов расчётов определяется, что при использовании НКТ диаметром 73 мм минимально необходимые для выноса капельной жидкости дебиты по газу составляют среднюю величину 48,2 тыс. м³/сут. (от 38,9 до 58,0 тыс. м³/сут. для скважин №№ 42 и 7 соответственно). Для НКТ диаметром 60,3 мм минимально необходимые для выноса капельной жидкости дебиты по газу составляют среднюю величину 31,5 тыс. м³/сут. (от 25,6 до 38,8 тыс. м³/сут. для скважин №№ 42 и 41 соответственно).

Результаты расчётов по определению минимально необходимой скорости потока газа для выноса капельной жидкости с забоев скважин Юбилейного месторождения показывают, что практически для всех скважин является необходимым принудительное удаление жидкости с помощью ПАВ или механическим способом.

Проводимые ранее расчёты дебитов и скоростей газожидкостного технологического потока по лифтовым колоннам составляли величины ниже минимально необходимых для полного выноса жидкости с забоев скважин; в связи с тем обстоятельством, что месторождение работает в режиме падающей добычи газа проведение повторных расчётов нецелесообразно.

Программа применения методов на проектный период

Глинокислотные обработки призабойной зоны рекомендуются в скважинах, в которых призабойная зона будет заблокирована наполнителями промывочной жидкости в процессе проведения ремонтных работ и в скважинах с забуриванием боковых стволов.

Установка плунжерного лифта в скважине № 41 (пробная) и в дальнейшем – выбор скважин в рабочем порядке.

При низкой минерализации воды в качестве пенообразователя для улучшения выноса жидкости с забоя рекомендуется опробовать сульфонол. Опыт использования его на Мирненском газоконденсатном месторождении при сходных условиях дал положительный результат.

Опытно-промышленные работы по месторождению

Проведенное исследование работы плунжерного лифта в скважине № 41.

Для определения способности плунжерного лифта работать в условиях конкретной скважины можно применить эмпирическое правило, констатирующее, что газожидкостный фактор в скважине в стандартных условиях должен составлять приблизительно 233 м³/м³ на каждые 1000 м глубины.

В условиях эксплуатации скважины № 41 требуемое значение газожидкостного фактора составит:

$$233 \text{ м}^3/\text{м}^3/1000 \text{ м} \cdot 4500 \text{ м} = 1048,5 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Текущее газосодержание в продукции скважины составляет более 3000 м³ на 1 м³ жидких углеводородов. Следовательно, использовать плунжерный лифт в скважине возможно.

Добычу углеводородов из скважин, оснащённых плунжерным лифтом, можно заметно увеличить с помощью компримирования. Свою пригодность для применения с плунжерными лифтами доказали компрессоры, работающие как с газовым двигателем, так и с электроприводом.

Библиографический список:

1. Технологический проект разработки Юбилейного газоконденсатного месторождения: отчёт о НИР; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИГаз», 2013. – 346 с.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-инженерия, 2020. – 244 с.

3. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
4. Березовский Д.А., Савенок О.В. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на Медвежьем месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 53-62.
5. Гасумов Р.А., Сафошкин К.Н. Изучение процесса выпадения конденсата при эксплуатации скважин в условиях аномально высоких пластовых температур (на примере Юбилейного газоконденсатного месторождения) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 47-51.
6. Холопов Е.А., Шиян С.И., Мусийченко С.В., Назаренко К.А. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 248-266.
7. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 279-288.

УДК 622.279.23

Техника и технология добычи углеводородов на Юбилейном газоконденсатном месторождении

Савенок О.В.¹, Березовский Д.А.², Лебедь А.В.², Суховерова П.А.³

1 – ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта

2 – Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» Каневское газопромислое управление

3 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования

По состоянию на 01.01.2019 г. в эксплуатационном фонде находится 6 скважин (№№ 7, 30, 31, 40, 41 и 42).

Эксплуатация скважин Юбилейного месторождения ведётся в соответствии с утверждённым технологическим регламентом, который является основополагающим документом для ведения технологических процессов при добыче газа. Технологические режимы работы скважин ежеквартально рассматриваются и утверждаются руководством ООО «Газпром добыча Краснодар» в соответствии с технологическим регламентом и проектным документом.

Все скважины оборудованы однорядными лифтами НКТ. Колонны НКТ, спущенные в скважины, имеют диаметры 73 мм, кроме скважины № 31, где установлена комбинированная лифтовая колонна диаметром 60,3×73 мм.

На всех скважинах низ НКТ установлен выше интервалов перфорации. При расположении низа колонны НКТ выше интервала перфорации в зоне интервала перфорации постоянно находится жидкость, в том числе конденсационная вода, которая является особо опасной в случае проникновения в продуктивный пласт.

В работающей скважине внедрение конденсационной воды в призабойную зону пласта происходит в результате капиллярных и гравитационных процессов. Для предотвращения вышеупомянутых процессов рекомендуется, при наличии технической возможности (зумпфа), устанавливать низ НКТ на уровне нижних границ интервалов перфорации.

При проведении капитальных ремонтов скважин предпочтительно устанавливать моноразмерную лифтовую колонну диаметром 60,3 мм, обеспечивающую более высокие скорости технологических потоков по сравнению с колонной диаметром 73 мм.

Устьева обвязка скважин выполнена согласно типовой схеме, показанной на рисунке 1.

Устьевое оборудование скважин, подключённых на УКПГ Юбилейного месторождения, состоит из:

- колонной головки ГКК-500-146×219×325;
- фонтанной арматуры 2АФК-50×700.

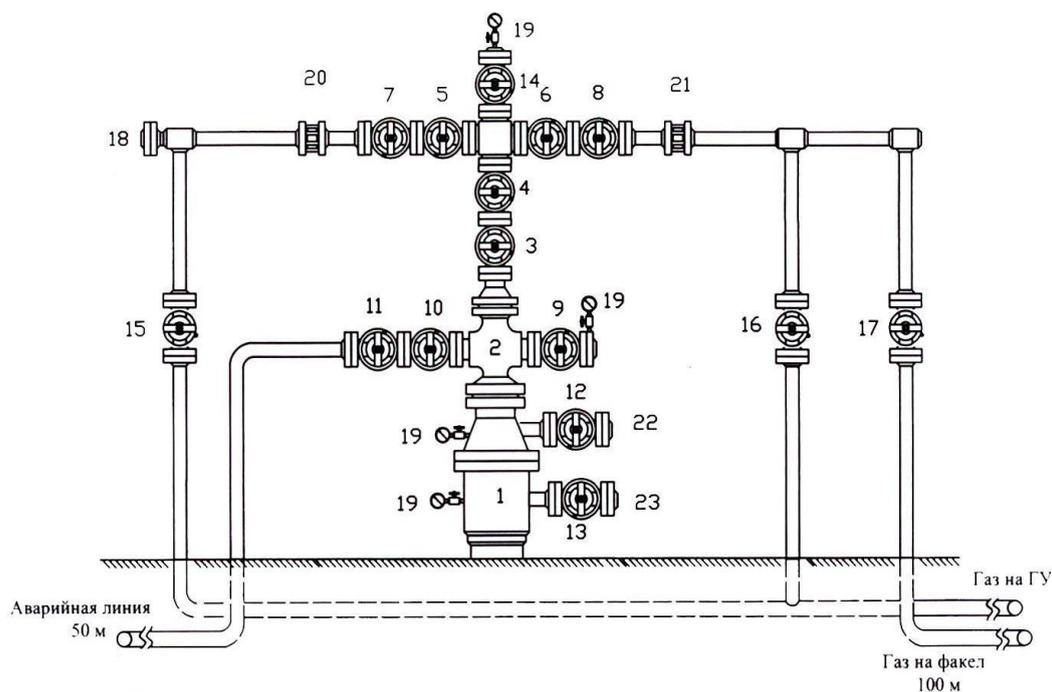
Отсутствие утечек газа в виде грифонов, свищей через сальниковые уплотнения запорной арматуры позволяет оценить техническое состояние газопромыслового оборудования как удовлетворительное.

Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьба с ними

Расчёты, проведённые в соответствии с Методическими указаниями по защите от коррозии оборудования газовых и газоконденсатных месторождений с углекислотной средой, показали, что скорость коррозии в среднем по месторождению составляет 0,2 мм/г. Данная скорость коррозии соответствует шести баллам по шкале оценки коррозионной стойкости металлов и коррозионной активности системы, характеризующиеся пониженной коррозионной стойкостью металлов и повышенной коррозионной активностью системы.

Результаты проведённых расчётов парциального давления диоксида углерода на забоях скважин составили величины, превышающие 0,4 МПа. Данные величины парциального давления диоксида углерода соответствуют «высокой» степени агрессивности газовых сред, предусматривающей ведение коррозионного мониторинга с применением ингибитора коррозии.

На основании вышеизложенного рекомендуется установить коррозионный мониторинг совместно с применением ингибитора коррозии.



Номер	Наименование	Номер	Наименование
1	Колонная головка ОКК - 2	13	Задвижка межколонная
2	Грубная головка	14	Задвижка буферная
3	Задвижка коренная	15	Задвижка шлейфовая
4	Задвижка стволовая	16	Задвижка шлейфовая
5	Задвижка струнная контрольная	17	Задвижка факельная
6	Задвижка струнная контрольная	18	Фланцевая заглушка
7	Задвижка струнная рабочая	19	Манометр с трехходовым краном
8	Задвижка струнная рабочая	20	Штуцерная камера
9	Задвижка затрубная	21	Штуцерная камера
10	Задвижка затрубная контрольная	22	Ответный фланец под резьбу НКТ
11	Задвижка затрубная рабочая	23	Ответный фланец под резьбу НКТ
12	Задвижка межколонная		

Рисунок 1 – Типовая схема обвязки устьев скважин Юбилейного месторождения

Для борьбы с осложнениями, связанными с накоплением жидкости на забоях скважин, рекомендуется использование технологии удаления жидкости посредством применения плунжерного лифта. Плунжерный лифт в качестве эксперимента рекомендуется установить на скважине № 41, далее в случае получения положительного результата рекомендуется распространить технологию на весь действующий фонд скважин.

Перед вводом скважины в эксплуатацию следует рассмотреть основные параметры, влияющие на работу плунжерного лифта:

- затрубное давление (роль накопителя энергии, определяет частоту циклов и успешную работу системы плунжерного лифта);
- скопление жидкости (объём и скорость накопления);
- противодействие, которое существует в скважине при открытых задвижках (чем выше, тем больше вероятность не поднятия плунжера к устью).

Для восстановления работоспособности скважин рекомендуется:

- выполнить ревизию НКТ в скважинах №№ 7 и 30 с извлечением аварийных труб;
- провести промывку песчаной пробки в скважине № 41.

Результаты расчётов по определению термобарических условий образования гидратов представлены на рисунке 2 в виде диаграммы, при рассмотрении которой определяется возможность гидратообразования при переохлаждении технологического потока в фонтанной арматуре в осенне-зимний период, что свидетельствует о необходимости применения ингибитора гидратообразования. В качестве ингибитора рекомендуется использовать метанол.

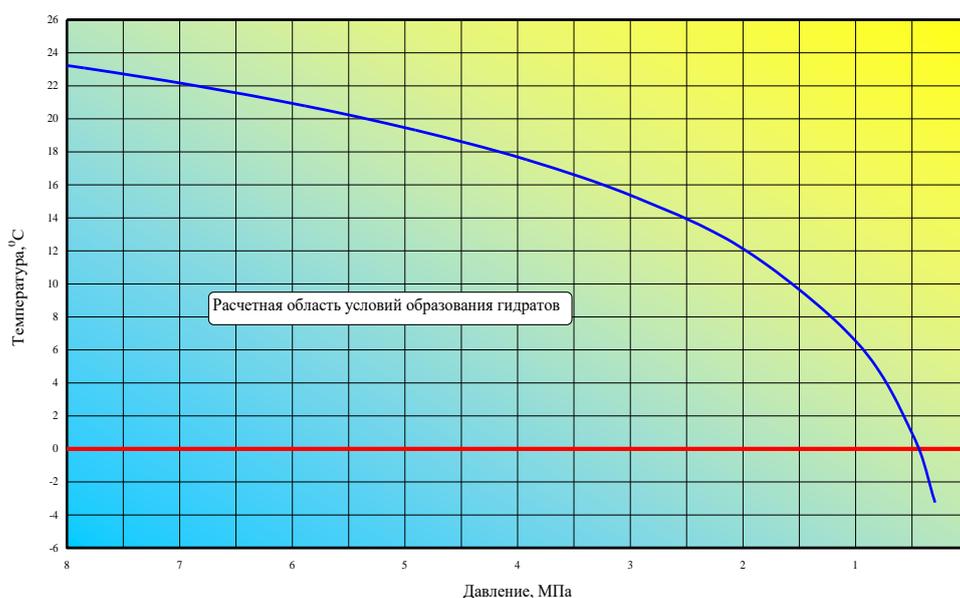


Рисунок 2 – Расчёт условий гидратообразования для газа Юбилейного месторождения

В общем случае начало применения метанола можно считать обоснованным при приближении температуры технологического потока до 2 °С к равновесной температуре гидратообразования, указанной на диаграмме. Количество применяемого метанола рекомендуется определять согласно Инструкции по нормированию расхода и расчёту выбросов метанола для объектов ОАО «Газпром» (ВРД 39-1.13-051-2001: введ. в действие с 29.11.2001 г.).

Сведения о выполненных в рассматриваемый период капитальных ремонтах скважин Юбилейного месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сведения о выполненных капитальных ремонтах скважин Юбилейного месторождения

Номер скважины	Дата проведения ремонта	Наименование ремонтов		Результат
		текстом	по СТО ГАЗПРОМ 2-3.3-566-2011	
7	19.02.2008 – 20.06.2008	ревизия НКТ	ТР 6.01	Извлечены НКТ, проведена очистка призабойной зоны. Проведена перфорация интервалов 4371,2-4366; 4347-4339; 4325-4319; 4312-4309; 4296-4292 м. Получен промышленный приток газа
		очистка призабойной зоны	КР 2.02	
		дополнительная перфорация	КР 4.02	

30	10.05.2011 – 23.06.2011	извлечение аварийных НКТ	КР 6.01	Извлечены 433 НКТ (4238,18 м), в скважине остались 4 НКТ – голова-муфта на глубине 4286 м. Приток газа не получен
31	02.02.2010 – 15.04.2010	переход на вышележащий горизонт	КР 5.02	Проведены работы по переходу на вышележащий горизонт

Анализ и обоснование технологии и технических решений организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки газа и конденсата к внешнему транспорту

Принципиальные схемы газосборных сетей, подготовки газа и конденсата к внешнему транспорту представлены на рисунке 3.

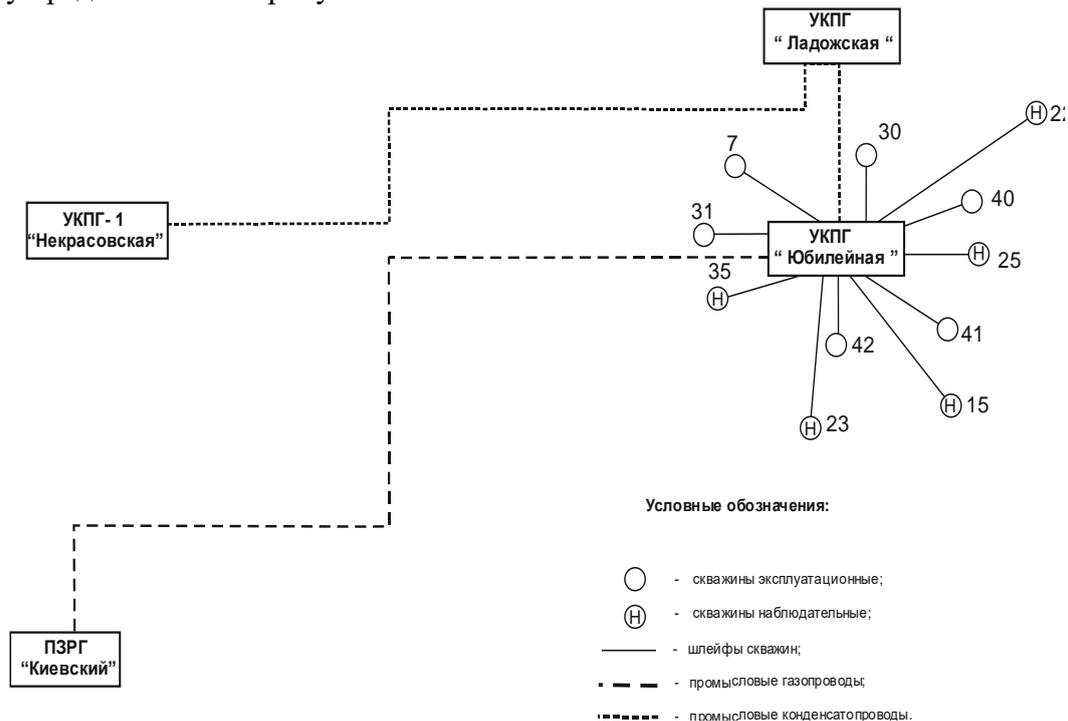


Рисунок 3 – Принципиальная схема газосборных сетей Юбилейного месторождения

Углеводородное сырьё из скважин Юбилейного месторождения по индивидуальным шлейфам, технические характеристики которых приведены в таблице 2, поступает на входную «гребёнку», оборудованную технологическими трубопроводами и запорной арматурой. Далее пластовый флюид от площадки входной «гребёнки» по технологическим трубопроводам поступает в вертикальные сепараторы С-1.1 - С-1.5, где происходит частичное разделение фаз пластового флюида. Далее газ через штуцерные камеры дросселирует в горизонтальные сепараторы С-2.1 - С-2.5, где полностью освобождается от пластовой воды, углеводородного конденсата и механических примесей. После сепараторов очищенный газ поступает в общий коллектор и далее на замерный узел. Газ после замерного узла подаётся в выходной коллектор магистрального газопровод Юбилейная – Киевский ПЗРГ и в газопровод-отвод на ГРС х. Александровский.

Жидкость из сепараторов С-1.1 - С-1.5 через штуцерные камеры дросселируется в сепараторы С-4.1, С-4.2, затем поступает в конденсатосборники С-5.1, С-5.2. Путём продувки жидкости в конденсатопровод на УКПГ-Ладожская из С-5.1, С-5.2 в них поддерживается постоянный уровень жидкости. Газ дегазации из сепараторов С-4.1, С-4.2 сбрасывается в общий коллектор на замерный узел УКПГ.

При необходимости индивидуального замера дебита скважины продувка жидкости сепараторов С-1.1 - С-1.5, С-2.1 - С-2.5 производится вручную на продувочный сепаратор С-1, а затем продувается в замерную ёмкость Е-1. Далее из ёмкости жидкость поршневым насосом Н-1 откачивается в конденсатопровод.

Таблица 2 – Технические характеристики шлейфов скважин

Номер скважины	Длина, м	Диаметр × толщина, мм	Изоляция	Год ввода
7	2959	89 × 8	битум	1975
15	250	114 × 12	битум	1978
22	860	102 × 9	битум	1978
23	1634	114 × 12	битум	1974
25	750	114 × 12	битум	1974
30	2520	114 × 12	битум	1970
31	1700	114 × 12	битум	1983
35	950	114 × 12	битум	1978
40	750	114 × 12	битум	1972
41	640	114 × 12	битум	1986
	330	168 × 12	битум	1994
42	1220	114 × 12	битум	1978

Для подсчёта газа на каждом из технологических блоков (С-2.1 - С-2.5) установлены индивидуальные замерные диафрагмы.

В целях предупреждения гидратообразования в газопроводе Юбилейная – Киевский ПЗРГ в осенне-зимний период вводится метанол. Подача ингибитора гидратообразования осуществляется через ингибиторную установку, установленную на УКПГ.

Для эффективной работы сепараторов на групповой установке производится их периодическая продувка. Периодичность продувок определяется мастером по добыче газа опытным путём в зависимости от накопления жидкости в аппаратах и производится вахтовым оператором. Периодичность продувок сепараторов и сборника жидкости может изменяться при увеличении поступления воды.

В связи с тем, что давление на устьях скважин является недостаточным для подачи газа в магистральный газопровод в осенне-зимний период, для увеличения коэффициента эксплуатации с 2022 года предполагается ввод в эксплуатацию мобильной компрессорной установки, что позволит осуществлять круглогодичную эксплуатацию месторождения.

Библиографический список:

1. Технологический проект разработки Юбилейного газоконденсатного месторождения: отчёт о НИР; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИГаз», 2013. – 346 с.
2. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое // наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 82-108.
3. Березовский Д.А., Савенок О.В. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на Медвеьем месторождении // нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 53-62.
4. Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Пеливанов Л.В. Техника и технология добычи углеводородного сырья на Роговском газовом месторождении // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции (4-5 февраля 2021 года). – Ухта: УГТУ, 2021.
5. Шапков Е.Н., Савенок О.В. Техника и технология добычи нефти и газа на Полевом месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2020. URL: vsn.esrae.ru
6. Березовский Д.А., Савенок О.В. Гидратообразование и борьба с ним. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620968. Заявка № 2014620644. Дата поступления 14 мая 2014 г. Дата государственной регистрации в реестре баз данных 07 июля 2014 г.
7. Холопов Е.А., Шиян С.И., Мусийченко С.В., Назаренко К.А. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 248-266.
8. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 279-288.

УДК 622.276

Построение цифровых моделей Юбилейного газоконденсатного месторождения

Савенок О.В.¹, Березовский Д.А.², Лебедь А.В.², Пеливанов Л.В.³

1 – ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта

2 – Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» Каневское газопромысловое управление

3 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

Комплекс работ, охватывающий весь методико-технологический цикл построения моделей Юбилейного месторождения, реализован в соответствии с действующим РД 153-39.0-047-00 [Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений] и дополняющими его Методическими указаниями по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели).

Контроль качества моделей осуществлялся на основе требований Временного регламента оценки качества и приёмки трёхмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС, а также требований «Временного регламента оценки качества и приёмки трёхмерных геолого-гидродинамических моделей, представляемых дочерними обществами ПАО «Газпром» и организациями в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр ПАО «Газпром».

Цифровая геологическая модель месторождения

Основные этапы создания трёхмерной геологической модели включают:

- подготовку, контроль качества и загрузку исходных данных;
- структурное моделирование (построение каркаса 3D сеточной модели);
- трёхмерное моделирование:
 - 1) осреднение скважинных данных;
 - 2) построение литологической модели;
 - 3) построение петрофизической модели;
 - 4) подсчёт запасов газа.

Используемое для геологического моделирования программное обеспечение – RMS 2012.0.2, компания-производитель «Rohar Software Solutions».

Исходной информацией для построения геологических моделей залежей явились:

- пластопересечения скважин;
- результаты количественной интерпретации ГИС (границы проницаемых прослоев, характер насыщения прослоев, значения пористости и газонасыщенности);
- графические данные (изогипсы кровли коллекторов продуктивных пластов, границы зон литологического замещения коллекторов);
- статистические данные петрофизических параметров (пористости, проницаемости, газонасыщенности) по результатам исследования керна и ГИС, дополнительно для проницаемости – по результатам ГГДИ;
- результаты лабораторного определения физико-химических свойств газа.

Все вышеперечисленные материалы взяты из отчётов по подсчёту запасов согласно п. 3.5 Регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.

Структурное моделирование. Верхними и нижними границами 3D геологической сетки каждой продуктивной пачки являются границы её проницаемой части. В связи с этим первым шагом было построение структурной поверхности (грида) кровли коллекторов моделируемых продуктивных пластов. Основой для этого послужили аналогичные карты из отчётов по подсчёту запасов газа и конденсата Юбилейного месторождения.

Затем методом схождения с использованием данных о толщинах пластов были получены подошвы проницаемой части каждого пласта. На этапе структурного моделирования достигалась согласованность и взаимоувязанность всех структурных поверхностей.

Методом картопостроения поверхностей и изохор был выбран Global B-spline. Впоследствии проводилось сглаживание и обязательная коррекция по скважинным точкам. На этапе построения структурной основы поверхности газоводяных контактов принимались горизонтальными. На основе структурной модели объём пластов покрывался дискретной трёхмерной сеткой. В качестве сеточной структуры выбран метод угловых точек (Corner Point).

Вертикальная размерность определяется общей толщиной пласта, степенью его неоднородности, минимальными значениями толщин проницаемых и непроницаемых прослоев с учётом особенностей формирования пласта.

Осреднение скважинных данных включает:

- определение ячеек сетки, через которые проходит скважина;
- определение для каждого параметра каждой такой ячейки значения путем взвешивания по длине участка скважины и осреднения попавших в ячейку значений.

На этапе *литологического моделирования* каждая ячейка была отнесена к коллектору либо неколлектору.

При выбранной методике пропласток коллектора, существующий в одной скважине и замещённый неколлектором в соседней, обрывается на середине расстояния между скважинами. Зона распространения коллекторов проводилась по изолинии, соответствующей установленному граничному значению, принятому при подсчёте запасов.

Распределение петрофизических параметров проводилось только в объёме пород, определённых на этапе литологического моделирования как коллектор. В ячейках с кодом «неколлектор» пористость и газонасыщенность приравнивались к нулю. В ячейках с кодом «коллектор», находящихся ниже ГВК, газонасыщенность также приравнивалась к нулю. Исходными данными для построения литолого-петрофизической модели явились результаты комплексной интерпретации комплекса ГИС, выполненной в рамках подсчётов запасов.

Пористость. Для залежей линзовидного строения подготавливались карты-тренды с выходом на граничное значение на линии выклинивания коллекторов.

После анализа гистограмм распределений, определения минимальных, максимальных и средних значений $K_{пор}$ и подготовки трендов выполнялся расчёт куба пористости с учётом куба литофаций. Данные с непрерывными свойствами преобразовывались к нормальному распределению с последующим заданием вариограмм. Построение куба пористости выполнялось стохастическим (Sequential Gaussian Simulation) методом.

Насыщенность. Для залежей линзовидного строения расчёт куба насыщенности проводился с использованием процесса заполнения многозональной сетки 3D путём интерполяции свойств по скважинным данным методом послойной интерполяции значений K_z . Для ячеек-коллекторов выше поверхности ГВК расчёт куба насыщенности K_v проводился с использованием зависимости величины K_v от удалённости ячейки (ΔH) от поверхности ГВК.

При проведении моделирования соблюдались следующие требования:

- выше поверхности ГВК не должно быть ячеек со значением ниже граничного значения газонасыщенности;
- в межскважинном пространстве не должно быть необоснованных резких изменений газонасыщенности;
- минимальное значение водонасыщенности не должно быть ниже значения остаточной воды $K_{во}$.

Результаты моделирования петрофизических свойств приведены в таблице 1.

Трёхмерный *подсчёт запасов* осуществлялся по интегральной формуле объёмного метода, т.е. вычислялся объём газа в каждой ячейке, приводился к нормальным условиям и суммировался для получения окончательного значения.

Оценка запасов пластового газа проводилась объёмным методом по формуле

$$Q_{газа} = \sum V_{эл.бл} \cdot NTG \cdot K_{пор} \cdot K_z \cdot \frac{P_{нач} \cdot \alpha_{нач} - P_{ост} \cdot \alpha_{ост}}{P_{ст} \cdot \alpha_{ст}} \cdot \frac{T_0 + t_{ст}}{T_0 + t_{пл}},$$

где $V_{эл.бл}$ – объём элементарного блока, м³; NTG – песчанистость, доли ед.; $K_{пор}$ – пористость, доли ед.; K_z – газонасыщенность, доли ед.; $P_{нач}$ – начальное пластовое давление,

МПа; $\alpha_{нач}$ – поправка на свойства газа (при начальном давлении); $P_{ост}$ – конечное пластовое давление (при $P_{уст} = 0,103$ МПа), МПа; $\alpha_{ост}$ – поправка на свойства газа (при конечном давлении); $P_{см}$ – стандартное давление (0,103 МПа); $\alpha_{см}$ – поправка на свойства газа (при стандартном давлении); T_0 – поправка на перевод в °K (293 °C); $t_{см}$ – стандартная температура, °C; $t_{пл}$ – пластовая температура, °C.

Таблица 1 – Результаты моделирования петрофизических свойств

<i>Куб пористости</i>								
Граничное значение K_z , %	$K_{пор}$ по ГИС, %			Утверждённое значение	$K_{пор}$ по 3D, %			Расхождение, %
	min	max	среднее		min	max	среднее (в объёме залежи)	
пласт IIIб								
5,6	6,4	19,5	12,6	12,6	0	19,5	12,3	- 2,54
пласт IVа								
5,6	5,4	18,4	10,8	10,8	0	18,4	11,1	2,78
пласт IVб								
5,6	5,4	18,2	13,8	13,8	0	18,2	13,9	0,55
пласт IVв+г								
5,6	6,1	22,2	13,6	11,6	0	22,2	11,5	- 0,68
<i>Куб насыщенности</i>								
Граничное значение $K_{пор}$, %	$K_{пор}$ по ГИС, %			Утверждённое значение	$K_{пор}$ по 3D, %			Расхождение, %
	min	max	среднее		min	max	среднее (в объёме залежи)	
пласт IIIб								
37	5,2	77,6	47,1	47,1	0	77,6	47,1	0
пласт IVа								
37	8,6	82,7	57,2	57,2	0	82,7	87,2	0
пласт IVб								
37	8,6	82,7	70,7	70,7	0	82,1	70,7	0
пласт IVв+г								
37	8,6	85,5	67,1	66,3	0	85,5	66,3	0

Расчёт петрофизических объёмов проводился программно с использованием процедуры «Calculate petrophysical volumes».

Сопоставление результатов подсчёта запасов на геологических моделях и величин геологических запасов, полученных ранее при подсчёте запасов, приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Сопоставление подсчётных параметров и запасов газа, полученных при моделировании, с утверждёнными ГКЗ

Подсчётные параметры и запасы газа	Площадь газоносности, км ²	Толщина, м	Пористость, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.	Начальные запасы газа, млн. м ³	Расхождение, %
<i>IVв+г</i>						
утверждённые ГКЗ	11,23	12,7	0,116	0,663	2903	3,93
полученные при моделировании	11,54	12,93	0,115	0,663	3017,000	
<i>IVб, зона I</i>						
утверждённые ГКЗ						2,47

Подсчётные параметры и запасы газа	Площадь газоносности, км ²	Толщина, м	Пористость, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.	Начальные запасы газа, млн. м ³	Расхождение, %
полученные при моделировании	0,524	3,45	0,139	0,707	46,963	
<i>IVб, зона 2</i>						
утверждённые ГКЗ	1,524	5,60	0,138	0,707	220,400	0,25
полученные при моделировании	1,522	5,62	0,138	0,707	220,930	
<i>IVб, зона 3</i>						
утверждённые ГКЗ	0,330	1,20	0,138	0,707	10,200	- 0,09
полученные при моделировании	0,327	1,20	0,138	0,707	10,216	
<i>IVа, зона 1</i>						
утверждённые ГКЗ	5,558	5,20	0,108	0,572	472,500	3,131
полученные при моделировании	5,128	5,73	0,110	0,572	487,329	
<i>IVа, зона 2</i>						
утверждённые ГКЗ	0,65	2,10	0,108	0,572	22,300	- 1,14
полученные при моделировании	0,60	2,14	0,113	0,572	22,063	
<i>IIIб</i>						
утверждённые ГКЗ	2,454	5,20	0,126	0,471	200,000	- 0,57
полученные при моделировании	2,594	5,00	0,123	0,471	198,538	

Разница в запасах между утверждёнными и подсчитанными в данной работе не противоречит требованиям Временного регламента оценки качества и приёмки трёхмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС (принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012).

Цифровая фильтрационная модель месторождения

Фильтрационное моделирование процессов, происходящих в пласте Юбилейного газоконденсатного месторождения, выполнено в программном комплексе Roxar по программе фильтрационного моделирования Tempest. Для расчётов использована версия модели MORE Black Oil. Математическая модель расчёта фильтрационных процессов представлена в техническом справочнике MORE 6.

PVT свойства флюидов определены для сухого газа.

Для создания цифровой фильтрационной модели использована следующая исходная информация:

- геолого-физические параметры;
- промысловые сведения;
- аналитические определения.

Из геологических моделей в гидродинамические после ремасштабирования были переданы:

- структурно-геометрические параметры моделируемых объектов, включающие данные о газоводяных контактах;
- сведения о фильтрационно-емкостных параметрах;
- данные об инклинометрии и интервалах перфорации скважин.

Моделирование выполнялось по пластам ШБ, IVa (зоны 1 и 2), IVб (зоны 1, 2 и 3), IVв+г келловейских отложений. Промысловая информация содержит единую базу фактических данных по отбору и дебитам УВ из залежей и скважин, о сеточных координатах скважин, фактическом и приведённом радиусе, скин-факторе, технологических режимах работы скважин. Сведений о замерах пластовых давлений недостаточно для того, чтобы использовать их при адаптации модели. База данных создана по проектной и отчётной документации на разработку месторождения с 1969 года, результатам проведённых газогидродинамических исследований, сведений о техническом состоянии скважин и режимах их работы. Эти данные объединены в файлы «History.txt», «Event.txt», «Traec.txt», «Perf.txt».

При создании фильтрационных моделей пластов ШБ, IVa (зоны 1 и 2), IVб (зоны 1, 2 и 3), IVв+г келловейских отложений была использована следующая схема моделирования:

- сетка модели и схема выделения слоёв импортированы из трёхмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пласта импортированы из трёхмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пластовых флюидов определены по результатам исследования скважин и заданы в секциях INIT и INPUT;
- начальные условия определены при построении трёхмерной математической геологической модели и заданы в секции INIT.

Сравнение геологических запасов газа – поставленных на Государственный баланс, полученных при построении геологической модели и полученных после импортирования геологической модели в фильтрационную, – приведено в таблице 3;

- расположение скважин, их траектории и интервалы перфорации заданы в секции RECU;
- по истории разработки использованы накопленные отборы углеводородов по годам. Эти данные подключены в секцию RECU с помощью специально сформированных файлов;
- после запуска модели на расчёт проведён анализ полученных результатов.

Таблица 3 – Сравнение геологических запасов газа полученных при построении геологической модели и полученных после импортирования геологической модели в фильтрационную

Лабораторные данные о капиллярных давлениях и относительных фазовых проницаемостях отсутствуют, поэтому графические зависимости относительных фазовых проницаемостей получены аналитическим путём.

Капиллярное давление на границе «свободной воды» в начальном статическом состоянии принято равным нулю.

Таблица 3

Пласт	Запасы пластового газа, полученные при геологическом моделировании, млн. м ³	Запасы пластового газа, полученные после импортирования геологической модели в фильтрационную, млн. м ³	Расхождение между геологической и фильтрационной моделями, %
ШБ пласт	198,5	201,8	1,6
IVa (зона 1) пласт	487,3	485,4	0,4
IVa (зона 2) пласт	22,1	21,4	3,3
IVб (зона 1) пласт	46,9	46,3	1,3
IVб (зона 2) пласт	220,9	216,7	1,9
IVб (зона 3) пласт	10,2	10,1	1,0
IVв+г пласт	3017,0	3018,0	0,03

Объёмный коэффициент пластового газа и его вязкость при снижении давления в процессе разработки определены по результатам промыслово-геофизических и газодинамических исследований скважин.

Основным результатом воспроизведения истории разработки явилась адаптация фильтрационной модели каждой залежи к условиям разработки и настройка модели для прогнозных расчётов.

Библиографический список:

1. Технологический проект разработки Юбилейного газоконденсатного месторождения: отчёт о НИР; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИГаз», 2013. – 346 с.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
4. Березовский Д.А., Савенок О.В. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на Медвеьем месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 53-62.
5. Гасумов Р.А., Сафошкин К.Н. Изучение процесса выпадения конденсата при эксплуатации скважин в условиях аномально высоких пластовых температур (на примере Юбилейного газоконденсатного месторождения) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 47-51.
6. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. - С. 156-166.
7. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34-42.
8. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 279-288.

УДК 622.276

Методы интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения пластов на Роговском газовом месторождении

Савенок О.В.¹, Березовский Д.А.², Лебедь А.В.², Галджев Д.В.³

1 – ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта

2 – филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» Каневское газопромысловое управление

3 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

Анализ эффективности применяемых методов

За период с 2011 по 2019 гг. на Роговском месторождении выполнено три капитальных ремонта скважин.

Капитальные ремонты проводились в скважинах №№ 1 и 3. Вид выполненных ремонтов – изоляция притока воды, промывка песчаных пробок. Дополнительная добыча газа с начала разработки по месторождению составила 49,0 млн. м³.

В целом, практика разработки залежей ООО «Газпром добыча Краснодар», приуроченных к мезотическим отложениям, показывает, что обводнение скважин происходит в течение двух-трех недель ввиду высокой активности пластовых вод, «чистоты» пород-коллекторов мезотических отложений, приводящие к разрушению призабойной зоны и образованию песчаных пробок в НКТ скважин. При этом проведение капитальных ремонтов скважин по удалению песчаных пробок и изоляции пластовых вод приводит к увеличению капитальных вложений, но не даёт длительного положительного результата.

Обзор капитальных ремонтов скважин на месторождениях ООО «Газпром добыча Краснодар», приуроченных к мезотическим отложениям, проведённых за последние годы, представлен ниже.

В скважине № 3 Днепровского месторождения в феврале 2011 года был осуществлён КРС по изоляции пластовых вод. До обводнения скважина работала с дебитом 6,0 тыс. м³/сут. КРС был осуществлён в обводнённой скважине. При освоении скважины получен приток пластовой воды с песком. Дебит газа не превысил 1,0 тыс. м³/сут. В эксплуатацию после КРС скважина № 3 Днепровского месторождения не вводилась.

В скважине № 6 Западно-Красноармейского месторождения в марте 2017 года был осуществлён КРС по изоляции пластовых вод. До обводнения скважина работала с дебитом 5,0 тыс. м³/сут. КРС был осуществлён в обводнённой скважине. По результатам КРС дебит газа составил 7,2 тыс. м³/сут при дебите пластовой воды 11,6 м³/сут. В эксплуатации скважина после КРС находилась 9 месяцев с постепенным снижением дебита газа с 7,2 тыс. м³/сут до полной остановки при дебите воды 17,0 м³/сут.

В скважине № 8 Западно-Красноармейского месторождения в июле 2017 года был осуществлён КРС по изоляции пластовых вод. До обводнения скважина работала с дебитом 10,0 тыс. м³/сут. КРС был осуществлён в обводнённой скважине. По результатам КРС дебит газа составил 8,0 тыс. м³/сут при дебите пластовой воды 5,0 м³/сут. После КРС скважина находилась в эксплуатации 10 месяцев с постепенным снижением дебита газа с 8,0 тыс. м³/сут. до полной остановки при дебите воды 8,5 м³/сут.

Таким образом, капитальные ремонты скважин с целью изоляции пластовых вод оказались неэффективными.

Возможность проведения успешных водоизоляционных работ существует только в том случае, когда в разрезе мезотических отложений имеются выдержанные по площади и разрезу глинистые пропластки-флюидоупоры.

Так, в скважине № 14 Элитного месторождения в 2008 году был осуществлён успешный КРС по изоляции пластовых вод. До обводнения скважина работала с дебитом 8,7 тыс. м³/сут газа из интервала перфорации 1316,5-1319,0 м (интервал залегания пласта-коллектора 1316,4-1320,4 м). В процессе КРС указанный обводнившийся интервал был изолирован, опробован вышележащий коллектор (интервал залегания 1313,2-1315,6 м), отделённый от нижележащего глинистым пропластком толщиной 0,8 м (интервал перфорации 1313,2-1315,0 м). По результатам КРС получен безводный приток газа дебитом 14,0 тыс. м³/сут. После КРС скважина находилась в эксплуатации три года с постепенным снижением дебита газа.

В разрезах скважин №№ 1 и 3 Роговского месторождения в толще мезотических отложений имеются глинистые пропластки толщиной 0,6 м и 0,4 м соответственно. Наличие глинистых пропластков-флюидоупоров обеспечит проведение успешных водоизоляционных работ, целевую перфорацию газонасыщенных пропластков, что позволит продлить разработку залежей Роговского месторождения. Капитальные ремонты скважин №№ 1 и 3 предусматриваются в 2021 и 2025 годах соответственно рекомендуемым вариантом разработки.

Сведения о капитальных ремонтах скважин, проведённых за весь период разработки Роговского месторождения, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сведения о проведённых капитальных ремонтах скважин эксплуатационного фонда Роговского газового месторождения

Номер скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Дата проведения капитального ремонта, год	Виды проведённых работ
1	1998	2010	Промывка песчаной пробки $Q = 11,0$ тыс. м ³ /сут.
		2013	Промывка песчаной пробки $Q = 10,0$ тыс. м ³ /сут.
		2016	Изоляция пластовых вод, геофизические исследования, дополнительная перфорация $Q = 19,5$ тыс. м ³ /сут.

2	1998	2000	Промывка песчаной пробки $Q = 25,0$ тыс. м ³ /сут.
3	1998	2002	Изоляция пластовых вод, геофизические исследования, дополнительная перфорация $Q = 10,5$ тыс. м ³ /сут.
		2011	Промывка песчаной пробки, изоляция пластовых вод, геофизические исследования, переход на вышележащий пласт $Q = 17,0$ тыс. м ³ /сут.
4	2000	2010	Промывка песчаной пробки $Q = 9,0$ тыс. м ³ /сут.
5	1999	2000	Изоляция пластовых вод, геофизические исследования, дополнительная перфорация $Q = 15,0$ тыс. м ³ /сут.
6	1998	2010	Промывка песчаной пробки $Q = 7,0$ тыс. м ³ /сут.

При эксплуатации скважин Роговского газового месторождения происходит накопление пластовой жидкости на забое и в НКТ скважин из-за недостаточной скорости движения газа у башмака НКТ (0,7-0,8 м/с). Минимально необходимая скорость для удаления жидкости из скважин должна быть не менее 4 м/с. Для удаления жидкости на скважинах Роговского ГМ применяются твёрдые поверхностно-активные вещества (ТПАВ) разработки филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» – ИТЦ. Количество и периодичность ввода ТПАВ регламентировано графиком ввода ПАВ, утверждённым филиалом ООО «Газпром добыча Краснодар» – Каневское ГПУ.

В 2018 году за счёт технологии использования ТПАВ дополнительная добыча газа по месторождению составила 5700 тыс. м³, количество проведённых скважино-операций – 92.

Обоснование применения методов повышения коэффициента извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период

Применение твёрдых поверхностно-активных веществ для удаления жидкости с забоя и НКТ скважин является наиболее эффективным и экономически выгодным методом интенсификации добычи углеводородов. При применении ТПАВ в количестве одного стержня с интервалом один раз в семь дней скважины работают стабильно без продувок.

Результаты применения твёрдых поверхностно-активных веществ по годам и на прогнозный период приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Эффективность применения ГТМ новых методов повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК) и интенсификации добычи газа, газового конденсата, прогноз их применения

Применяемые методы увеличения углеводородоотдачи		Суммарная с начала разработки факт	Итого за прогнозный период	Всего
1	<i>Гидроразрыв пласта</i>			
а	количество проведенных операций			
б	дополнительная добыча газа, млн. м ³			
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн			
2	<i>Бурение горизонтальных скважин</i>			
а	количество пробуренных скважин			
б	дополнительная добыча газа, млн. м ³			
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн			
3	<i>Бурение боковых стволов</i>			

Применяемые методы увеличения		Суммарная	Итого за	Всего
а	количество пробуренных скважин			
б	дополнительная добыча газа, млн. м ³			
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн			
4	<i>Физико-химические методы</i>			
а	количество проведенных операций	733	644	1377
б	дополнительная добыча газа, млн. м ³	27,20	50,8	78,0
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн			
г	дополнительная добыча газа на 1 тонну реагента, млн. м ³	74,2	157,9	130,3
д	дополнительная добыча конденсата на одну тонну реагента			
5	<i>Потокоотклоняющие технологии</i>			
а	количество проведенных операций			
б	дополнительная добыча газа, млн. м ³			
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн			
Итого дополнительная добыча газа, млн. м ³ (по пунктам 1-5)		27,2	50,8	78,0
Итого дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн (по пунктам 1-5)				
6	<i>Прочие методы, том числе:</i>			
6.1	<i>Водоизоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы</i>			
а	количество проведенных операций	3		3
б	дополнительная добыча газа, млн. м ³	12,8		12,8
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн			
6.2	<i>Перфорационные методы</i>			
а	количество проведенных операций	1	1	2
б	дополнительная добыча газа, млн. м ³	36	7,6	43,6
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн			
Итого дополнительная добыча газа (млн. м ³) и конденсата (тыс. тонн) и по пункту 6				
а	количество проведенных операций	4	1	5
б	дополнительная добыча газа, млн. м ³	48,8	7,6	56,4
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн			
Итого дополнительная добыча газа, млн. м ³ (по пунктам 1-6)		76,0	58,4	134,4
Итого дополнительная добыча конденсата, тыс. тонн (по пунктам 1-6)				

Рекомендуемым вариантом разработки в 2021 году планируется проведение капитального ремонта КР4 – перевод скважины № 1 на вышележащий пропласток. Дополнительная добыча газа составит 7,6 млн. м³. Техничко-экономические показатели эффективности капитального ремонта представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Техничко-экономические показатели эффективности по КРС

Показатель	Единицы измерения	Итого	Горизонт расчёта				
			2021	2022	2023	2024	2025
Объём товарной добычи продукции	млн. м ³	7,60	7,60				
газ	млн. м ³	7,60	7,60				

Показатель	Единицы измерения	Итого	Горизонт расчёта				
			2021	2022	2023	2024	2025
газовый конденсат	тыс. тонн						
нефть	тыс. тонн						
Выручка от реализации добытой продукции	млн. руб.	29,359	29,359				
газ	млн. руб.	29,359	29,359				
газовый конденсат	млн. руб.						
нефть	млн. руб.						
Эксплуатационные расходы на производство продукции	млн. руб.	7,503	7,503				
газ	млн. руб.	7,503	7,503				
газовый конденсат	млн. руб.						
нефть	млн. руб.						
НДПИ на объём добычи продукции	млн. руб.	7,997	7,997				
газ	млн. руб.	7,997	7,997				
газовый конденсат	млн. руб.						
нефть	млн. руб.						
Капитальные вложения	млн. руб.						
Расходы на производство и реализацию	млн. руб.	9,450	9,450				
КРС	млн. руб.	9,450	9,450				
диагностика	млн. руб.						
амортизация	млн. руб.						
налог на имущество	млн. руб.						
Налогооблагаемая прибыль	млн. руб.	4,409	4,409				
Налог на прибыль	млн. руб.	0,88	0,88				
Чистая прибыль	млн. руб.	3,527	3,527				
Чистый денежный поток по варианту «с КРС»	млн. руб.	3,527	3,527				

Расчёт выполнен в соответствии с СТО Газпром 2-3.3-1084-2016 «Капитальный ремонт скважин. Техничко-экономическое обоснование и оценка эффективности работ».

Библиографический список:

1. Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Слепцов А.А. Построение геологической модели Роговского газового месторождения // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции (4-5 февраля 2021 года). – Ухта: УГТУ, 2021.
2. Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Суховерова П.А. Построение гидродинамической модели Роговского газового месторождения // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции (4-5 февраля 2021 года). – Ухта: УГТУ, 2021.
3. Савенок О.В., Березовский Д.А., Лебедь А.В., Пеливанов Л.В. Техника и технология добычи углеводородного сырья на Роговском газовом месторождении // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции (4-5 февраля 2021 года). – Ухта: УГТУ, 2021.
4. Холопов Е.А., Шиян С.И., Мусийченко С.В., Назаренко К.А. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 248-266.
5. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 279-288.

УДК 622.276

Проектирование разработки Мектебского нефтяного месторождения

Савенок О.В.¹, Курбанов З.С.², Аламлех Мохаммед²

1 – ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, РФ

2 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар, РФ

Общие сведения о месторождении

- Мектебское нефтяное месторождение расположено в Нефтекумском районе Ставропольского края [1].

- В результате сейсмических исследований МОВ, проведённых в 1960-1961 годах, трестом «Грознефтегеофизика» выявлен ряд локальных поднятий, расположенных в пределах единого замкнутого поднятия с юго-востока на северо-запад. Поднятие, расположенное на юго-восточном крыле складки, названо Мектебским. В результате глубокого разведочного бурения, начатого в 1966 году, в пределах поднятия выявлена промышленная нефтеносность I пласта нижнего мела. Скважина № 6, расположенная в своде сейсмического поднятия, стала первооткрывательницей нефти на площади, где 23.03.1967 г. при испытании I пласта нижнего мела в эксплуатационной колонне в интервале 2925-2936 м получен промышленный приток нефти.

- В 1969 году по результатам бурения 13 разведочных скважин подсчитаны и утверждены в ГКЗ СССР запасы нефти и растворённого газа по K_1-Ia и $K_1-I_{б1+2}$ пластам I-ой пачки нижнего мела. В процессе доразведки месторождения запасы по K_1-Ia пласту не подтвердились и в 1973 году списаны в оперативном порядке.

- В 1972 году месторождение введено в промышленную разработку.

- В 1975-1978 гг. возвратным фондом эксплуатационных скважин открыта залежь нефти в маастрихтском ярусе верхнего мела (пласт K_2-I_1). Пересчёт запасов нефти и растворённого газа по $K_1-I_{б1+2}$ пласту и оценка запасов залежи пласта K_2-I_1 месторождения с утверждением в ГКЗ выполнен в 1983 году.

- На основании утверждённых запасов в 1984 году составлен проект разработки $K_1-I_{б1+2}$ пласта нижнего мела. Проект опытно-промышленной эксплуатации K_2-I_1 пласта верхнего мела составлен в 1989 году.

- Сейсмическими работами, проведёнными в 1988 году, севернее Мектебского месторождения выявлено и подготовлено к поисковому бурению Северо-Мектебское поднятие, в пределах которого в 1991 году пробурена скважина № 2 Филипповская и установлена промышленная нефтеносность $K_1-I_{б1}$ пласта нижнего мела.

- Мектебское месторождение характеризуется довольно узким стратиграфическим диапазоном продуктивности, но отличается сложностью строения залежей. Проведёнными в дальнейшем геологоразведочными работами изучена нефтеносность мезо-кайнозойских отложений, выявлены особенности тектонического строения месторождения, уточнено геологическое строение и нефтегазоносность продуктивных пластов, изучены зоны распространения коллекторов продуктивных пластов и физические свойства углеводородов.

После подсчёта запасов нефти 1983 года на месторождении пробурено 4 эксплуатационные, 2 разведочные и 1 оценочная скважина. На поле Северо-Мектебском пробурено 2 разведочные скважины.

- Нефтяное месторождение Мектебское расположено в пределах Прасковейско-Ачикулакской зоны нефтегазонакопления Прикумского нефтегазоносного района Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области.

- В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

- Промышленно нефтеносными во вскрытом разрезе Мектебского месторождения являются нижнемеловые ($I_{б1+2}$ пласт) и верхнемеловые (маастрихтский ярус) отложения.

- *Поле Мектебское.* Залежь нефти в **$I_{б1+2}$ пласта нижнего мела** залегает на глубине 2925 м, ориентирована с северо-запада на юго-восток, размеры 4×2 км. Залежь нефти пластовая, сводовая, повсеместно подстилается подошвенной водой с максимальной высотой

нефтенасыщения 9,5 м в своде складки (скважина № 87), уменьшающейся до нуля на её крыльях и периклиналях. К настоящему времени $I_{б_{1+2}}$ пласт нижнего мела опробован в 73 интервалах 27 скважин. По результатам опробования скважин положение ВНК колеблется от – 2854 до – 2860 м.

- Площадь нефтеносности залежи категории В составляет 6546 тыс. м². Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 10,0 м, средневзвешенная величина составляет 4,4 м.

- Коллектор $I_{б_{1+2}}$ пласта нижнего мела терригенный, поровый, представлен в основном песчаниками, имеет повсеместное распространение по площади. Расчленён от одного до шести непроницаемыми алевролитовыми и уплотнёнными песчаными прослоями толщиной от 0,4 до 1,1 м. В средней части пласта, примерно в 10 м от его кровли, залегает наиболее устойчивый по площади непроницаемый прослой. В 14 из 25 скважин, вскрывших пласт, он разделяет $I_{б_{1+2}}$ - K_1 пласт на изолированные друг от друга пласты $I_{б_1}$ - K_1 и $I_{б_2}$ - K_1 . Толщина его изменяется от 1,0 до 4,8 м и составляет в среднем 2,1 м. На значительной части площади, включающей всю восточную периклиналию структуры (скважины №№ 17 и 11), узкую полосу в восточной части свода (скважины №№ 8, 6, 78 и 65) и локальный участок в западной части присводовой зоны (скважины №№ 9, 77 и 87), этот прослой замещается коллекторами, и пласты $I_{б_1}$ - K_1 и $I_{б_2}$ - K_1 сливаются в единый резервуар.

- Общая толщина $I_{б_{1+2}}$ пласта нижнего мела составляет в среднем 13,0 м, эффективная толщина – 9,37 м. Коэффициент песчаности пласта составляет 0,721, коэффициент расчленённости – 4,64. Продуктивный $I_{б_{1+2}}$ пласт нижнего мела перекрывается крышкой, представленной аргиллитами, известняками, мергелями. Породы монолитные, крепкие, нетрещиноватые. Толщина крышки изменяется от 20 до 50 м, составляя в среднем 40 м.

- Залежь нефти **маастрихтских отложений верхнего мела** находится на глубине 2640 м. В плане она ориентирована в северо-западном направлении и имеет размеры 5×2 км. Высота залежи достигает 30 м. Залежь нефти массивная, по всей поверхности подстилаемая водой.

- I пласт верхнего мела опробован в 12 интервалах 10 скважин. Поверхность ВНК залежи построена по нижним интервалам перфорации пяти скважин с промышленными притоками нефти и по верхним отверстиям перфорации трёх скважин, в которых получена пластовая вода. Положение ВНК колеблется от – 2625 до – 2667 м.

- Площадь нефтеносности залежи категории C_1 составляет 4769 тыс. м². Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 42,8 м, средневзвешенная величина составляет 19,4 м.

- Коллектор маастрихтского яруса трещинный, сложен крепкими, массивными, мелоподобными, участками сильно трещиноватыми известняками, распространён без заметных изменений литологического состава. Непроницаемым прослоем толщиной около 3 м расчленяется на пласты I_1 - K_2 и I_2 - K_2 со средней толщиной 23 и 28 м. Общая толщина пласта составляет в среднем 59,6 м, эффективная толщина – 52,5 м. Коэффициент песчаности пласта составляет 0,881, коэффициент расчленённости – 2,0.

- Продуктивный I пласт верхнего мела перекрывается крышкой, представленной известняками, аргиллитами, известковистыми мергелями. Породы плотные, непроницаемые. Толщина крышки изменяется от 70 до 100 м, составляя в среднем 80 м.

- *Поле Северо-Мектебское.* Залежь нефти **$I_{б_{1+2}}$ пласта нижнего мела** пластовая, сводовая, литологически экранированная, залегает на глубине 2900 м. Размеры залежи 1,2×0,8 км, высота 2 м. ВНК принят горизонтальным на отметке – 2844 м по результатам испытания пласта в скважине № 2 Филипповская.

- С северо-запада залежь ограничена зоной замещения коллектора. Площадь нефтеносности залежи категории C_1 составляет 1170 тыс. м². Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 2,0 м, средневзвешенная величина составляет 1,2 м [2].

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Коллекторские свойства и нефтенасыщенность продуктивного пласта определялись по данным анализов керн, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в скважинах.

Поле Мектебское. Коллектором продуктивного **$I_{б_{1+2}}$ пласта нижнемеловых отложений** являются проницаемые песчаники и алевролиты порового типа. Фильтрационно-емкостные параметры коллекторов изменяются в широких пределах и зависят от глинистости и карбонатности.

Проницаемость коллекторов $I_{б_{1+2}}$ пласта нижнемеловых отложений определена по 58 образцам керна, отобранного в 10 скважинах. Среднее значение составляет $113,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². Значения проницаемости определялись методами гидродинамических исследований: индикаторных кривых и кривых восстановления давления. Проведено 38 гидродинамических исследований в 11 скважинах. По результатам гидродинамических исследований в скважинах средняя величина проницаемости составляет $140 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Открытая пористость охарактеризована 80 образцами керна, отобранного в 11 скважинах, девять из которых вскрыли пласт в пределах контура нефтеносности. Значения изменяются от 20 до 31 %, составляя в среднем 25 %.

По данным ГИС для $I_{б_{1+2}}$ пласта нижнего мела сделано 123 определения открытой пористости из 26 скважин. Среднее значение открытой пористости составляет 26 %.

Нефтенасыщенность охарактеризована 57 образцами керна, отобранного в 10 скважинах. Среднее значение составляет 0,60 доли ед.

По данным ГИС сделано 46 определений нефтенасыщенности в 24 скважинах. Средневзвешенное значение нефтенасыщенности составляет 0,62 доли ед.

При проектировании приняты значения открытой пористости и нефтенасыщенности по данным ГИС.

Коллектором **маастрихтских отложений верхнего мела** являются крепкие массивные известняки.

Проницаемость коллекторов маастрихтского яруса верхнемеловых отложений определялась только методами гидродинамических исследований: индикаторных кривых и кривых восстановления давления. Проведено 31 гидродинамическое исследование в двух скважинах и среднее значение составляет $9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Открытая пористость и нефтенасыщенность коллекторов I пласта верхнемеловых отложений по керну не определялась в связи с его отсутствием. По данным ГИС сделано 74 определения открытой пористости и нефтенасыщенности из 15 скважин. Среднее значение открытой пористости составляет 3,2 %. Среднее значение нефтенасыщенности составляет 0,19 доли ед.

При проектировании приняты значения открытой пористости и нефтенасыщенности по данным ГИС.

Поле Северо-Мектебское. Проницаемость коллектора продуктивного **$I_{б_{1+2}}$ пласта нижнемеловых отложений** не определялась. При подсчёте запасов и при проектировании принято значение проницаемости, равное $140 \cdot 10^{-3}$ мкм², по аналогии с $I_{б_{1+2}}$ пластом нижнемеловых отложений поля Мектебское.

Открытая пористость и нефтенасыщенность терригенных коллекторов продуктивного $I_{б_{1+2}}$ пласта охарактеризована 12 представительными определениями по керну. Средние значения пористости и нефтенасыщенности, рассчитанные по результатам анализов керна, составляют 0,19 и 0,62 соответственно. По данным ГИС открытая пористость и нефтенасыщенность не определялись.

При проектировании приняты значения пористости и нефтенасыщенности, определённые по результатам лабораторных исследований керна [5].

- **Запасы нефти и растворённого газа**

Запасы нефти и растворённого газа продуктивных $I_{б_{1+2}}$ пласта нижнего мела, маастрихтского пласта верхнего мела (поле Мектебское) и $I_{б_{1+2}}$ пласта нижнего мела (поле Северо-Мектебское) утверждены в следующих количествах:

- по пласту $I_{б_{1+2}}$ нижнего мела (поле Мектебское) запасы нефти категории В в количестве: геологические 3238 тыс. тонн, извлекаемые 1651 тыс. тонн;

- по пласту маастрихтского яруса верхнего мела (поле Мектебское) запасы нефти категории C_1 в количестве: геологические 415 тыс. тонн, извлекаемые 125 тыс. тонн;

- по пласту $I_{б_{1+2}}$ нижнего мела (поле Северо-Мектебское) запасы нефти категории C_1 в количестве: геологические 113 тыс. тонн, извлекаемые 28 тыс. тонн.

Пересчёт запасов нефти и газа обусловлен следующими причинами:

- получением новых данных, уточняющих строение и характер распространения залежей;
- • необходимостью учёта новых данных о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения, полученных после предыдущего подсчёта запасов нефти и газа;
- • необходимостью уточнения коэффициентов нефтеизвлечения всех залежей на основе результатов длительной разработки месторождения, объективной оценки остаточных извлекаемых запасов нефти и газа с целью совершенствования систем разработки.

На 01.01.2020 года на Государственном балансе по $I_{б_{1+2}}$ пласту нижнего мела (поле Мектебское) числятся запасы нефти категории В в количестве: геологические 3238 тыс. тонн, извлекаемые 1651 тыс. тонн; по пласту маастрихтского яруса верхнего мела числятся запасы нефти категории C_1 в количестве: геологические 415 тыс. тонн, извлекаемые 125 тыс. тонн; по $I_{б_{1+2}}$ пласту нижнего мела (поле Северо-Мектебское) числятся запасы нефти категории C_1 в количестве: геологические 113 тыс. тонн, извлекаемые 28 тыс. тонн.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Всего на Мектебском месторождении выделены три эксплуатационных объекта с запасами категорий В и C_1 .

Нижнемеловые отложения пласта $I_{б_{1-2}}$ Северо-Мектебского поля представлены пластовой, сводовой залежью, залегающей на глубине 2900 м, имеющей размеры 1,2×0,8 км и высоту 2 м. Площадь нефтеносности залежи категории C_1 составляет 1170 тыс. м². Коллектор пласта терригенный, поровый, представлен песчаниками и алевролитами. Остаточная нефтенасыщенная толщина достигает 0,5 м. Остаточные извлекаемые запасы нефти категории C_1 на залежи – 7 тыс. тонн. Пласт $I_{б_{1+2}}-K_1$ разрабатывался при упруговодонапорном режиме одной скважиной. Данный пласт проектировался как самостоятельный объект разработки.

Нижнемеловые отложения пласта $I_{б_{1+2}}$ Мектебского поля представлены пластовой, сводовой залежью, залегающей на глубине 2913 м, имеющей размеры 4,0×2,0 км и высоту 9,5 м. Площадь нефтеносности залежи категории В составляет 6546 тыс. м². Коллектор пласта терригенный, поровый, представлен песчаниками и алевролитами. Остаточная нефтенасыщенная толщина достигает в среднем 0,4 м. Остаточные извлекаемые запасы нефти категории В на залежи – 18 тыс. тонн. Пласт $I_{б_{1+2}}-K_1$ разрабатывался в условиях ППД. Добывающий фонд составлял 19 скважин, нагнетательный – 6 скважин (все после отработки на нефть). Данный пласт проектировался как самостоятельный объект разработки.

Верхнемеловые отложения пласта I-K₂ представлены пластовой сводовой залежью, залегающей на глубине 2682 м, имеющей размеры 5,9×2,0 км и высоту 30 м. Площадь нефтеносности залежи категории C_1 составляет 4769 тыс. м². Коллектор пласта карбонатно-трещинный, представлен известняками. Остаточная нефтенасыщенная толщина достигает 13 м. Остаточные извлекаемые запасы нефти категории C_1 на залежи – 72,9 тыс. тонн. На объекте осуществлялся процесс ППД. Добывающий фонд составлял 8 скважин, нагнетательный – 3 скважины. Данный пласт проектировался как самостоятельный объект разработки [4].

Обоснование расчётных вариантов разработки и их исходных характеристик

Залежи нефти Мектебского месторождения гидродинамически не связаны между собой и могут рассматриваться как самостоятельные объекты разработки.

В целом по месторождению рассмотрено два варианта разработки. *Первый вариант* рассмотрен как доразработка месторождения с сохранением существующей системы разработки. *Второй вариант*, наряду с мероприятиями, предусмотренными по Варианту 1, предполагает доуплотнение сетки скважин всех эксплуатационных объектов в соответствии с утверждённой программой ввода в эксплуатацию неработающих скважин. Доуплотнение достигается выводом скважин из консервации и переводом их на другие продуктивные горизонты. Переводы осуществляются снизу вверх.

К реализации рекомендуется **Вариант 2**.

Основные характеристики рекомендуемого варианта разработки по каждому объекту приведены в таблице 1.

По Варианту 2 предлагаются следующие ГТМ:

- на пласт $I_{б_{1+2}}-K_1$ Северо-Мектебского поля планируется одна расконсервация (скважина № 2 Филипповская);

- на пласт **I_{б1+2}-K₁** Мектебского поля планируется перевести с другого эксплуатационного горизонта одну скважину № 65;

- доразработку пласта **I-K₂** планируется осуществлять выводом из консервации (2 скважины №№ 87 и 87зм), посредством ПВЛГ (2 скважины №№ 64 и 84) и дострелом (2 скважины №№ 62 и 86):

Все скважины работают ЭЦН.

Вышеуказанные мероприятия по Варианту 2 представлены на рисунках 1 и 2.

Таблица 1 – Основные характеристики рекомендуемого варианта разработки эксплуатационных объектов категории запасов В + С₁ Мектебского месторождения

Показатели	Пласт		
	I _{б1+2} -K ₁ Северо- Мектебское	I _{б1+2} -K ₁	I-K ₂
Режим разработки	упруговодонапорный	ППД	ППД
Количество эксплуатационных скважин, шт.	1	2	5
Ввод скважин из консервации	1	1	
Ввод скважин возвратом и переводом			2
ГРП			
ЗБС			
Бурение			
Система размещения скважин	площадная		
Плотность сетки скважин, га/скв.	117	34	48
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,645	0,645	0,4
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.	0,38	0,79	0,75
КИН, доли ед.	0,248	0,515	0,301
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0,9	0,9	0,9
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	28,1	1651	125

Технологические показатели вариантов разработки

Расчёт технологических показателей разработки проводился по двум вариантам, отличающимся доуплотнением сетки добывающих скважин. Технологические показатели всех расчётных вариантов учитывают выбытие добывающих и нагнетательных скважин из разработки.

Зоны залежей, содержащие остаточные извлекаемые запасы нефти, определены по картам текущих удельных активных запасов, построенным на основе адаптированных гидродинамических моделей.

Прогноз технологических показателей разработки сделан до 2044 года включительно. Обводнённость продукции на последнем году прогноза составила 99,2 %. Среднесуточный дебит добывающей скважины в 2044 году по нефти в среднем равен 0,2 тонн/сут.

Анализ сравнения основных утверждённых и расчётных характеристик вариантов доразработки месторождения по каждому объекту показывает, что оптимальные показатели разработки могут быть получены при реализации второго варианта доразработки месторождения.

Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Целью экономической оценки месторождения является выбор экономически эффективного варианта разработки, позволяющего осуществить наиболее полное извлечение имеющихся запасов нефти при высоких экономических результатах.

Сопоставление основных экономических показателей по вариантам разработки месторождения приведено на рисунке 3.

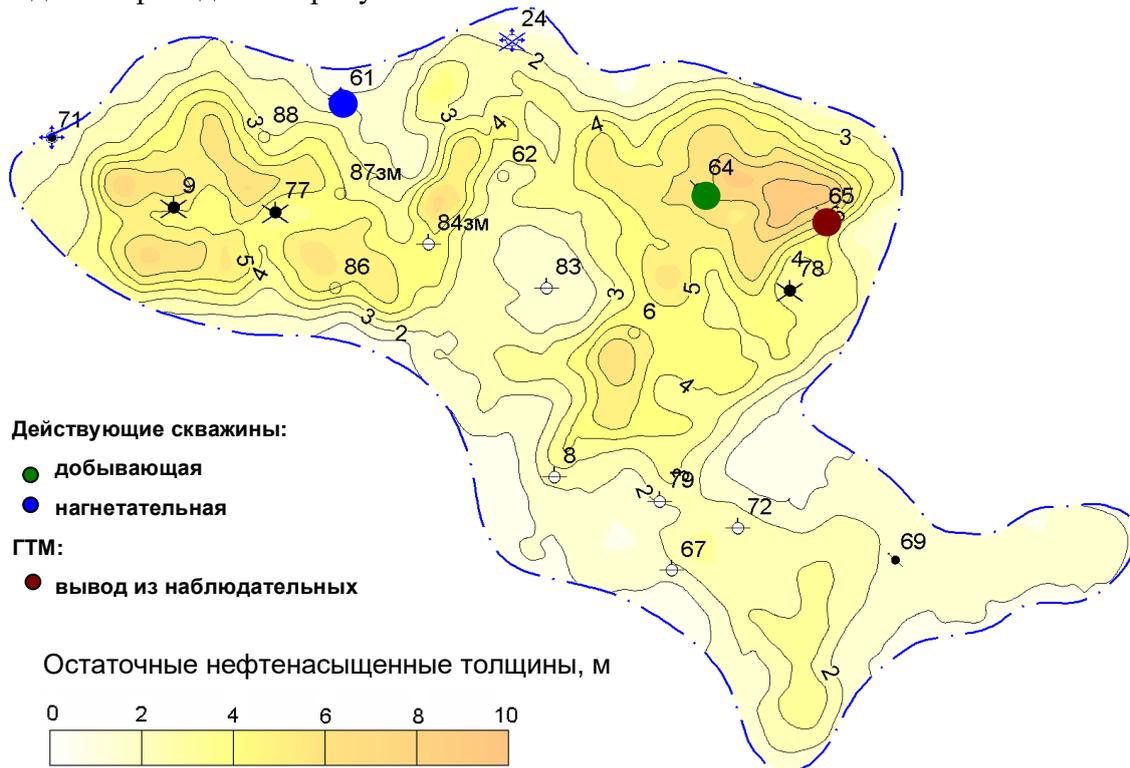


Рисунок 1 – Карта остаточных нефтенасыщенных толщин пласта $I_{б1+2-K_1}$ Мектебского

и Северо-Мектебского полей с планируемыми по рекомендуемому варианту ГТМ

Как видно из представленных данных, разработка Мектебского месторождения по второму варианту характеризуется положительной экономической эффективностью.

Отбор нефти за проектный срок по **варианту 1** составит 10,2 тыс. тонн, дисконтированный доход нефтедобывающего предприятия отрицательный и составляет – 30 млн. руб., доходы бюджета с учётом дисконта 55 млн. руб., индекс доходности затрат 0,79.

Реализация мероприятий **варианта 2** позволит увеличить эффективность. Так, добыча нефти за проектный срок увеличится до 98,5 тыс. тонн, дисконтированный доход становится положительным и возрастает до 31 млн. руб., доходы бюджета увеличатся до 194 млн. руб., индекс доходности затрат 1,07.

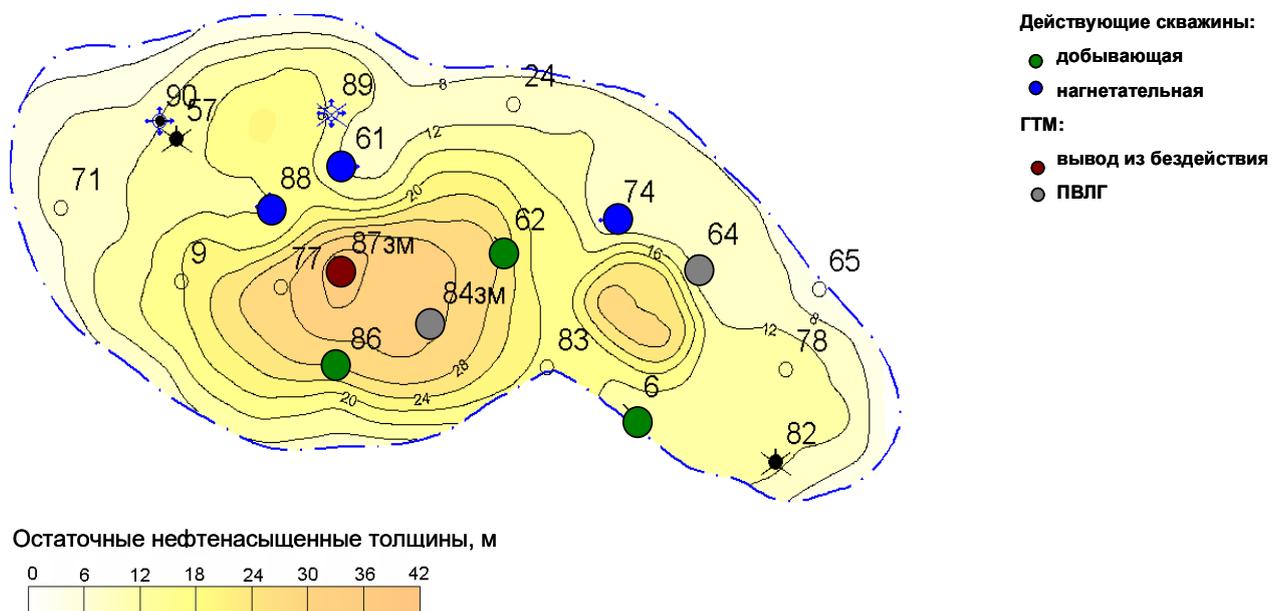


Рисунок 2 – Карта остаточных нефтенасыщенных толщин

В виду того, что реализация варианта 2 обеспечивает максимальный отбор нефти, а также максимальные доходы государства при высоких значениях дохода недропользователя, то к реализации рекомендуется вариант 2 разработки Мектебского месторождения.

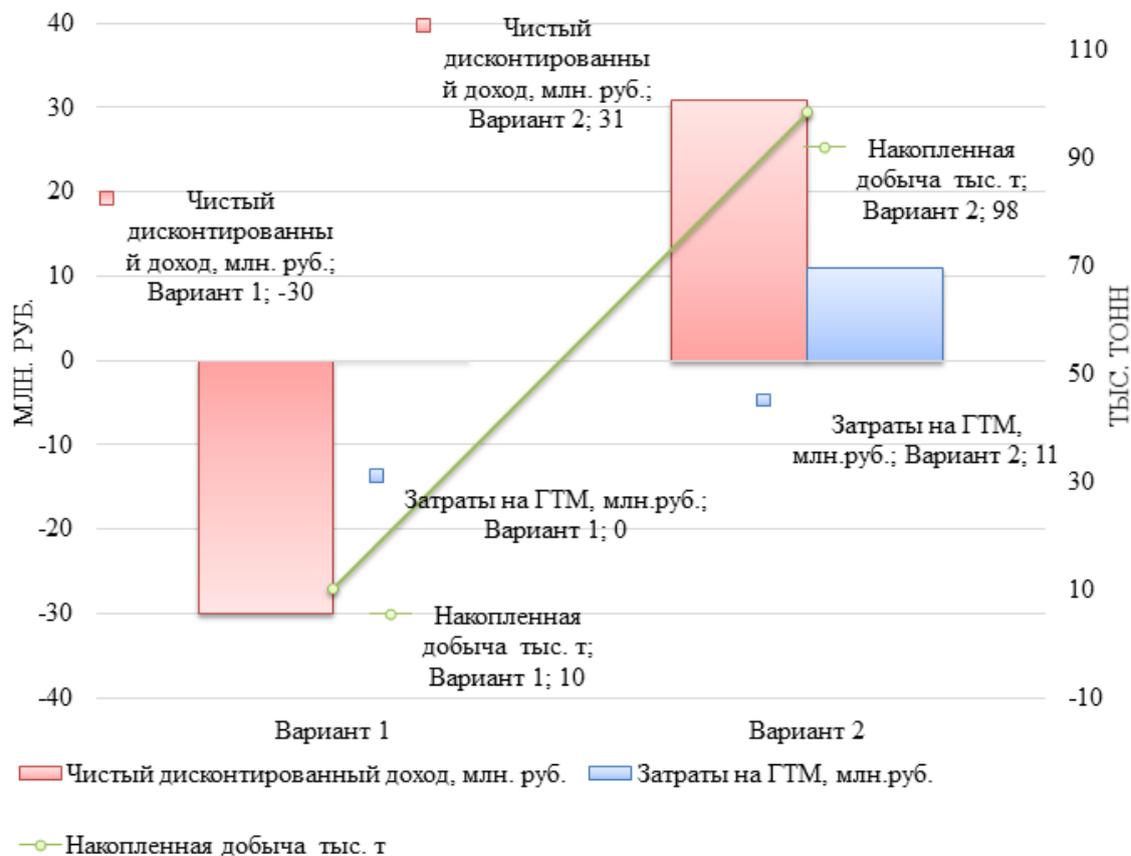


Рисунок 3 – Экономическая эффективность вариантов разработки Мектебского месторождения

Технико-экономические показатели рекомендуемого варианта

За расчётный срок по варианту 2 разработки Мектебского месторождения будет добыто 98,5 тыс. тонн нефти. За рентабельный период (14 лет) добыча составит 73 тыс. тонн.

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупнённой оценке, составят 1026 млн. руб., в т.ч.:

- 683 млн. руб. – текущие производственные затраты;
- 11 млн. руб. – затраты на проведение ГТМ;
- 148 млн. руб. – налоги и отчисления в себестоимости;
- 157 млн. руб. – амортизационные отчисления.

Чистый доход от реализации нефти составит 2,6 млн. руб., чистый дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход 34 млн. руб. Индекс доходности затрат 1,05. В бюджет поступит с учётом дисконта 235 млн. руб. (ЧДДБ).

При норме дисконта 15 % показатели эффективности составят: ЧДД 31 млн. руб., ИДДз 1,07 доли ед., дисконтированный доход государства 194 млн. руб.

Регулирование процесса разработки месторождения

Под регулированием процесса разработки нефтяных месторождений понимается целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений [3]. К основным методам и мероприятиям по регулированию доразработки Мектебского нефтяного месторождения предусмотрены:

- • изменение режимов работы добывающих скважин (увеличение или ограничение отборов жидкости, отключение высокообводнённых скважин, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов);
- изоляция или ограничение притока попутной воды в скважинах (различные способы цементных заливок);

- изменение режимов работы нагнетательных скважин (увеличение или ограничение закачки рабочего агента, перераспределение закачки по скважинам);
- увеличение гидродинамического совершенства скважин (воздействие на призабойную зону скважин: СКО, ГКО);
- переносы интервалов перфорации при переводах скважин с нижележащих эксплуатационных объектов в целях уплотнения сетки скважин и охвата дренированием разрабатываемых залежей месторождения.

Библиографический список:

1. Кондратьев Н.А. Дополнение к проекту разработки Мектебского месторождения. – Краснодар: ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», 2009.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
3. Попов В.В. [и др.] Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск: Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
4. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
5. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114-119.

УДК 550.832

Анализ современных подходов к интерпретации результатов геофизических и гидродинамических исследований горизонтальных скважин

Савельев Д.Ю.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний день технология разработки залежей горизонтальными скважинами (далее – ГС) смогла доказать свою эффективность, особенно при разработке залежей с различными особенностями строения продуктивных пластов и вмещающих пород, включая такие параметры, как трещиноватость, наличие ловушек, объём порового пространства. В то же время вне зависимости от траектории эксплуатационных скважин важнейшими задачами при разработке месторождений являются определение параметров пласта и скважин, а также прогнозирование характера добычи. Но внедрение инновационных технологий горизонтального бурения и современных технических решений, включая такие, как целевой фильтр-хвостовик, приводят к возможным нарушениям в процесс добычи, а также плохую прогнозируемость ситуации во внутрискважинном пространстве и околоскважинной области.

Проведение исследований вне зависимости от конфигурации ствола направлены на нахождение конкретных параметров пласта и скважины. Так, интерпретация результатов ГДИС направлена на определение таких свойств, как пластовое давление, продуктивность или фильтрационные коэффициенты, обводнённость, газовый фактор, пьезопроводность, гидропроводность, проницаемость, скин-фактор, вязкость, плотность, давление насыщения, объёмный коэффициент, коэффициент сжимаемости. Совокупность гидродинамических параметров позволяет найти обширный список признаков и свойств как для всей залежи, так и для каждой отдельно взятой скважины.

В свою очередь под термином геофизических исследований понимают довольно широкий спектр различных испытаний скважин, направленных на определение свойств флюида и пласта. В частности, термический метод исследований – термометрия – дает возможность получить сведения о естественных тепловых полях земных недр, исходя из которых можно решить такие задачи как построение литологического разреза, прогнозирование тектонического строения территории, выделение пород коллекторов, получение информации о гидрогеологической и мерзлотной характеристиках исследуемых районов, определение естественной температуры пород на заданной глубине. Исследование искусственных тепловых полей позволяет решить

такие задачи как выделение работающих интервалов, определение местоположения затрубной циркуляции и притоков вод в скважину, выявление мест негерметичности обсадной колонны и НКТ, оценка расхода жидкости в скважине, осуществление контроля над перфорацией колонны и гидроразрывом пласта.

При анализе замера давления по всей длине эксплуатационной скважины решаются следующие задачи: определение глубины пароводяного контакта (ПВК), получение гидростатических градиентов давления и расчет состава и плотности смеси флюидов в скважине.

Интерпретация результатов расходомерии в скважине помогает решить такие задачи, как выделение работающих интервалов, оценка распределения закачиваемого в скважину теплоносителя по принимающим интервалам, выявление мест деформации обсадной колонны и НКТ.

На данный момент существует целый ряд проблем и осложнений, связанных с прогнозированием параметров пласта по результатам исследований горизонтальных скважин. В целом, проблемы можно поделить на две группы:

- проблемы и осложнения, возникающие непосредственно на этапе проведения исследований;

- проблемы и осложнения, возникающие во время интерпретации результатов ГИС и ГДИС;

Обе группы проблем и осложнений тесно связаны, и возникновение трудностей на этапе интерпретации зачастую объясняется нерешенными проблемами на этапе проведения испытаний. Кроме того, некоторые из возникающих проблем являются уникальными и проявляются только на малом количестве объектов разработки, что объясняется большим количеством возможных комбинаций строения продуктивных пластов и вмещающих пород. Рассмотрим каждую группу осложнений подробнее и приведем возможные варианты решения возникающих перед инженерами задач.

Для месторождений, эксплуатируемых вертикальными скважинами, технология проведения исследований уже имеет существенный опыт реализации в различных условиях с внедрением на любой стадии разработки. В то же время исследования в горизонтальных и наклонных скважинах еще не получили столь широкого технического и методического обеспечения. Трудности, возникающие в процессе проведения исследований горизонтальных скважин обусловлены: новизной самого способа вскрытия продуктивного пласта, геологическими особенностями залежей, различными способами заканчивания скважин, гравитационным расслоением многофазных потоков в скважине при различных траекториях ствола, необходимостью использования в таких условиях специальной скважинной оборудования с распределенными датчиками и выбора средств доставки оборудования в горизонтальный ствол. Все это требует особого подхода к методике исследований горизонтальных скважин, а такой подход, в первую очередь, требует от инженера глубоких знаний физических процессов, происходящих в стволе, в особенности, при многофазных потоках.

Для лучшего понимания внутрискважинных процессов ряд отечественных и зарубежных исследователей проводили как математическое, так и физическое моделирование потока в горизонтальной скважине. В частности, Р. А. Валиуллин и Р. К. Яруллин изучали поведение многофазного потока с использованием уникального гидродинамического стенда. В результате исследований ими было установлено, что в горизонтальной части ствола происходит гравитационное расслоение многофазного потока, а ключевым фактором в формировании сегрегированного потока является траектория ствола скважины. Даже небольшое изменение угла наклона относительно горизонтали ($\pm 0,5^\circ$) приводит к значительному изменению фазосодержания и локальных скоростей по сечению ствола при постоянных значениях расхода [1].

К аналогичным выводам пришли зарубежные исследователи T Ben Naoua и S. Abubakr, проводившие испытания горизонтальных скважин на месторождении в Алжире. Для решения проблемы проведения расходомерии расслоенного потока в стволе скважины, авторами был предложен новый тип расходомера, оснащенного не одной центрированной вертушкой, которой оснащаются стандартные расходомеры (рисунок 1а), а пятью мини-вертушками, расположенными вдоль вертикального диаметра ствола (рисунок 1б) [3].

Но кроме проблемы сегрегации потока в стволе, T Ben Naoua и S. Abubakr рассмотрели влияние способа заканчивания скважины на характер потока и показания геофизических приборов (рисунок 2). Исследователи установили, что, когда щелевой хвостовик не снабжен

трубной подвеской, становятся возможными два пути потока: один внутри щелевого хвостовика, а другой снаружи, с возможностью перетока флюида между этими двумя зонами. При этом обычные расходомеры могут измерять только поток внутри ствола. Отсутствие информации о внешнем потоке повышает неопределенность относительно реальной продуктивной зоны(зон) и может повлиять на успех будущих операций в скважине. Кроме того, если два потока независимы (рисунок 2а), то измерение потока в одной области не даст никакой информации о потоке в другой области. В связи с крайней степенью сложности оценивания независимых потоков, авторами было решено рассматривать вариант заканчивания с щелевым фильтром-хвостовиком, когда потоки являются относительно независимыми (рисунок 2б).

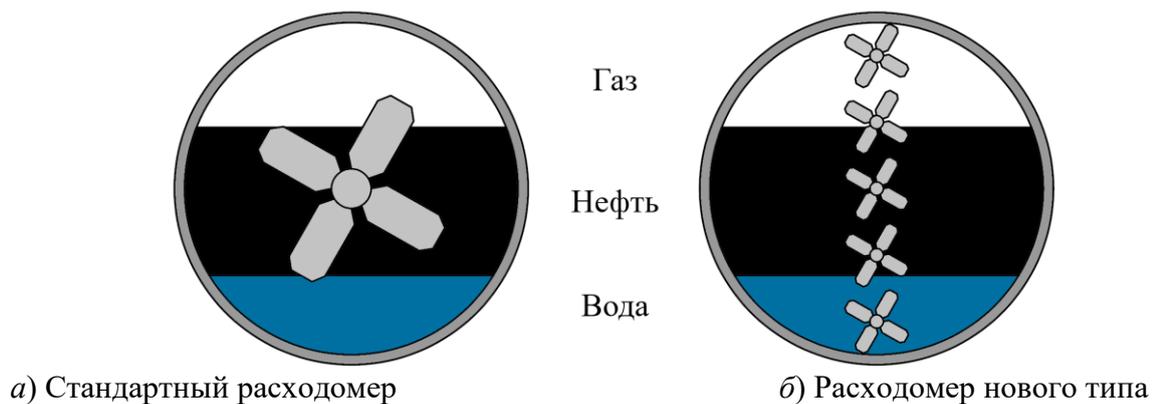


Рисунок 1 – Особенности проведения расходомерии разными типами расходомеров

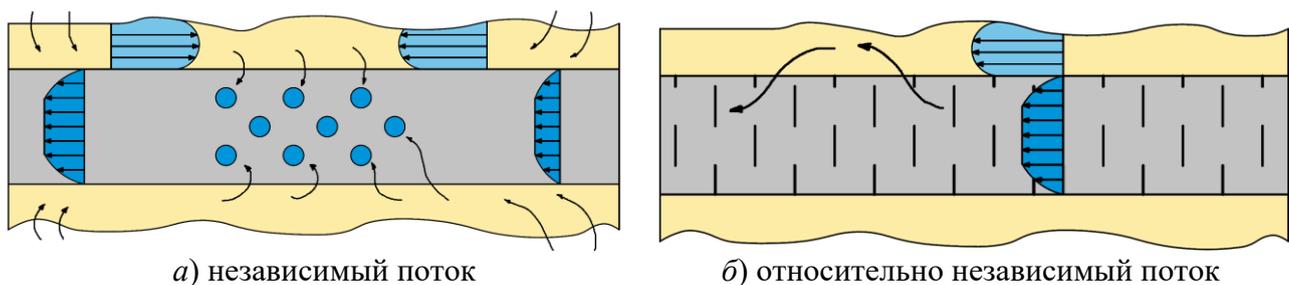


Рисунок 2 – Возможные варианты потока в фильтре-хвостовике

С целью получения общего профиля притока из пласта в ствол скважины исследователи провели комбинированные испытания с применением расходомерии, импульсного нейтронного каротажа и распределенной оптоволоконной термометрии. Технология распределенной термометрии позволяет получать «мгновенную» картину температурного поля в ГС, не внося искажения за счет движения прибора и средства доставки. Импульсный нейтронный каротаж позволил определить объемное фазосодержание в многофазном потоке как в хвостовике, так и в кольцевом пространстве, но он оказался не чувствителен к скорости жидкости, в то время как термометрия позволила идентифицировать зоны притока жидкости вне хвостовика, но только качественно. На возможность применения технологии распределенной термометрии в горизонтальных скважинах также указывали отечественные исследователи Р. А. Валиуллин и Р. К. Яруллин [1]. Сочетание результатов интерпретации распределенной оптоволоконной термометрии и расходомерии позволило исследователям точно идентифицировать интервалы притока флюида из пласта и отслеживать движение флюида внутри и вне щелевого хвостовика.

Помимо устройства, представленного на рисунке 1, существуют и ряд других приборов, разработанных для проведения испытаний горизонтальных скважин. К примеру, отечественная компания НПФ «Геофизика» разработала прибор АГАТ-КГ-42, в котором особенности расслоенного потока учитываются шестью датчиками влагомера, расположенными по периметру окружности стенки скважины. Также практически решен вопрос доставки скважинной аппаратуры на забой ГС за счет применения таких технологических схем как «гибкая труба» (Coiled Tubing), забойный трактор и жесткий кабель [2].

Перейдем к следующей группе осложнений, связанных с процессом интерпретации результатов исследований горизонтальных скважин. Во многих исследованиях отмечено, что, если при гидродинамических испытаниях вертикальной скважины в течение длительного времени изменение давления носит логарифмический характер, то в случаях притока флюида к горизонтальной скважине получаются более сложные зависимости изменения давления от времени, обусловленные характером фильтрационного потока. Несмотря на довольно развитую методику обработки кривых падения давления (КПД) и кривых восстановления давления (КВД) в горизонтальных скважинах по идентифицированным режимам, при интерпретации реальных КВД/КПД возникают затруднения. Установлено, что начало и окончание периодов, соответствующих отдельным режимам течения, зависят не только от свойств пласта, но и от степени расслоения фаз флюида, скин-эффекта, величины эффективной длины горизонтального ствола, от его положения относительно кровли и подошвы, от степени его искривленности и т.д. Решения трудностей, связанных с обработкой результатов ГДИС, напрямую зависят от качества знаний интерпретатора в данной области. В частности, было выявлено, при обработке реальных данных ранний радиальный режим притока может быть крайне непродолжительным и трудноопределимым из-за влияния ствола скважины. Кроме того, радиальный характер притока может быть искажен влиянием гравитационных эффектов, которыми пренебрегает идеализированная модель горизонтальной скважины. Фактически данный режим притока заканчивается при достижении волной распространения давления кровли или подошвы пласта.

В свою очередь, трудности, возникающие при интерпретации результатов ГИС, связаны с тем, что подходы к обработке данных были разработаны для вертикальных скважин с коаксиально-цилиндрической моделью изотропных сред, а почти все методы ГИС в ГС регистрируют кажущиеся кривые геофизических параметров, на которые оказывают влияние выше- и нижележащие пропластки. В исследованиях разных авторов были выделены следующие ключевые проблемы при интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин: влияние объема исследования на регистрацию кривых ГИС; возможность одинаковых показаний кривых ГИС при равновероятных сценариях положения пластов по отношению к стволу скважины; влияние эффекта макроанизотропии.

Определение продуктивных интервалов даже по результатам исследований вертикальных скважин может вызывать затруднения. И как было сказано ранее, универсального решения для всех объектов исследования не существует. Тем не менее, уже разработаны достаточно эффективные методики обработки результатов испытаний горизонтальных скважин. В частности, при обработке профилей расходомерии и распределенной термометрии была обнаружена закономерность, что на нисходящих участках ствола ГС тяжелая фаза ускоряется под действием силы тяжести и имеет тенденцию течь быстрее, чем более легкая фаза (рисунок 3). При сохранении массы уменьшается площадь поперечного сечения, занимаемая тяжелой фазой, и фазосодержание также снижается. Для легкой фазы верно обратное, она замедляется и занимает большую площадь. Точно так же на восходящих участках легкая фаза ускоряется и занимает меньшую площадь поперечного сечения, а тяжелая фаза замедляется и занимает большую площадь сечения. Кроме того, из рисунка 3 видно, что в расслоенном потоке образуются застойные зоны в местах перегиба ствола и могут возникать обратные потоки в скважине.

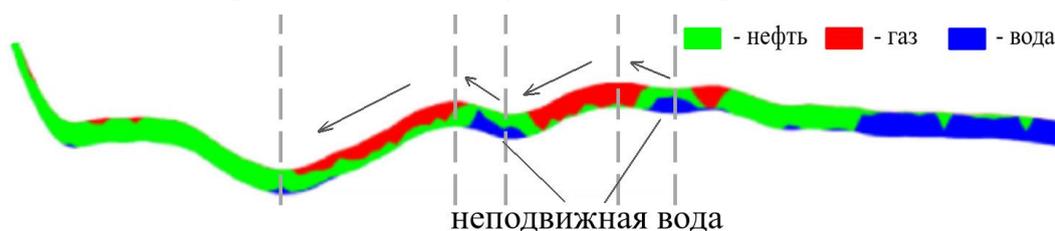


Рисунок 3 – Распределение фаз в потоке горизонтальной скважины

При обработке результатов распределенной термометрии необходимо учитывать, что, если поток из двух или более продуктивных интервалов смешивается в стволе скважины, поток из верхней зоны поступает в скважину при температуре ниже температуры потока из более глубокой

зоны. Добавление этого более холодного флюида в поток смеси снижает температуру потока в точке смешения, создавая аномалию, которая может быть использована для четкого определения точки притока флюида (рисунок 4). Тепловое влияние аномалии является функцией смешанного потока выше верхней продуктивной зоны и притока флюида из нижнего интервала ниже аномалии. В целом, учитывая геотермический градиент и измеренный температурный профиль, можно рассчитать относительную долю притока от двух или более продуктивных интервалов.

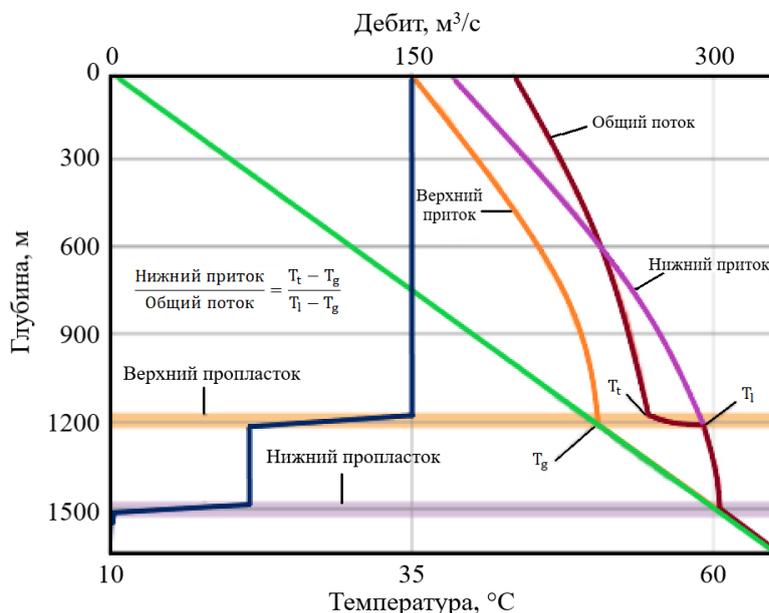


Рисунок 4 – Тепловое влияние многопластового потока

Таким образом, совместная интерпретация результатов распределенной термометрии и расходомерии позволяет довольно точно идентифицировать интервалы притока флюида из пласта и отслеживать движение флюида внутри и вне щелевого фильтра-хвостовика.

Выводы и рекомендации

Несмотря на многолетний опыт бурения и эксплуатации горизонтальных скважин исследования ГС и их интерпретация по-прежнему вызывают ряд затруднений.

Технология проведения и техническое оснащение испытаний скважин продвинулись на значительный уровень, уже сегодня существуют как зарубежные, так и отечественные аппараты, разработанные специально для исследований ГС. Данные устройства позволяют учесть геологические особенности залежей, различные способы заканчивания скважин и гравитационное расслоение многофазных потоков в ГС при различных траекториях ствола.

Но в то же время всё еще слабо проработаны методики интерпретации результатов ГИС и ГДИС. Это во многом объясняется большим разнообразием фильтрационных процессов в скважине, зависящих как от параметров самой скважины, так и от свойств пласта.

Совершенствование подходов к обработке профилей ГИС, в первую очередь, требует от интерпретатора глубоких знаний физических процессов, происходящих в стволе, в особенности, при многофазных потоках. Улучшить понимание внутрискважинных процессов возможно при изучении как математических, так и физических моделей потока в ГС.

Библиографический список:

1. Валиуллин, Р. А. Особенности геофизических исследований действующих горизонтальных скважин / Р. А. Валиуллин, Р. К. Яруллин // Вестник АН РБ. – 2014. – № 1. – С. 21-28.
2. Семенов, К. В. Модернизация приборов АГАТ-КГ42-6В и АГАТ-КГ42-СТВ6 для исследования эксплуатационных горизонтальных скважин / К. В. Семенов // Нефтегазовое дело – 2013. – № 3. – С. 386-396.
3. Combining Horizontal Production Logging and Distributed Temperature Interpretations to Diagnose Annular Flow in Slotted-Liner Completions [Text] / Т. В. Haoua [and others] // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference : (8-11 March 2015). – Manama, 2015. – 13 p.

УДК 622.279.23

Техника и технология добычи углеводородного сырья на Роговском газовом месторождении

Савенок О.В.¹, Березовский Д.А.², Лебедь А. В.², Пеливанов Л.В.³*1 – ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, РФ**2 – филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» Каневское газопромысловое управление**3 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар, РФ*

Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин

Данные о текущих технологических параметрах работы скважин Роговского газового месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о текущих технологических параметрах работы скважин

Номер скважины	Диаметр штуцера, мм	Давления, МПа				Дебиты	
		$P_{тек.пл}$	$P_{зоб}$	$P_{зат}$	$P_{уст}$	газа, тыс. м ³ /сут.	воды, тонн/сут.
1	4,5	6,72	6,72	6,34	6,30	17,96	0,07
6	5,0	6,73	6,73	6,30	5,98	15,60	0,06
3	4,5	6,78	6,78	6,40	6,22	16,57	0,06

Режим эксплуатации скважин №№ 1, 3 и 6, которые работают стабильно, выбран на основании ГДИ, выполненных в 2018 году филиалом ООО «Газпром добыча Краснодар» – ИТЦ с целью предупреждения резкого обводнения скважин, а также выноса песка, что может привести к образованию песчаных пробок в НКТ.

Скважины №№ 2 и 4 находятся в периодической эксплуатации с суточным дебитом менее 0,1 тыс. м³/сут.

Обоснование способов и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Все скважины оборудованы подвеской НКТ, состоящей из труб диаметром 73 мм. Устья оборудованы фонтанной арматурой АФК 65×210.

Запорная арматура на скважинах и на ГУ в хорошем состоянии. Сальниковые уплотнения и фланцевые соединения герметичны, пропуски газа отсутствуют. Техническое состояние скважин оценивается как удовлетворительное: заколонные проявления и перетоки, грифоны и свищи отсутствуют.

Специальное внутрискважинное оборудование в скважинах Роговского месторождения не применяется.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Основным осложнением при эксплуатации скважин Роговского газового месторождения является накопление пластовой воды на забое и в НКТ из-за недостаточной скорости движения газа.

Вариант по замене существующего фонтанного подъёмника НКТ Д = 73 мм на НКТ меньшего диаметра (38 мм) неактуален, так как уменьшение диаметра НКТ не обеспечит всё равно необходимой скорости движения газа для стабильного выноса воды (2 м/с) и не позволит проводить комплекс проведения глубинных замеров по скважине.

Для удаления воды из скважины в настоящее время применяется ввод твёрдых ПАВ, которые вводятся в НКТ скважины вручную, через специальное устройство.

Добываемый флюид представляет собой лёгкий газ с содержанием метана 95-98 %, этана 0,01 %, углекислого газа 0,05-0,08 %, сероводород и углеводороды C₅₊высшие в природном газе отсутствуют. Низкое содержание углекислого газа в добываемой продукции не может привести к интенсивным коррозионным процессам в скважине, поэтому в антикоррозионных мероприятиях необходимости нет.

Одним из осложнений является гидратообразование при редуцировании потока газа перед режимными штуцерами, установленными на скважинах и на ГУ. Для предотвращения

образования гидратов вводится эффективный и недорогой ингибитор гидратообразования метанол посредством ингибиторных установок УИ-1.

На рисунке 1 указаны граничные термобарические условия образования гидратов по скважинам Роговского месторождения. Область гидратов на графике обозначена ниже линии, выделенная красным цветом. Как следует из графика, образование гидратов в пластовых условиях и в НКТ не происходит по причине превышения температуры добываемого газа над критической температурой гидратообразования в интервале давлений 6,8-4,9 МПа.

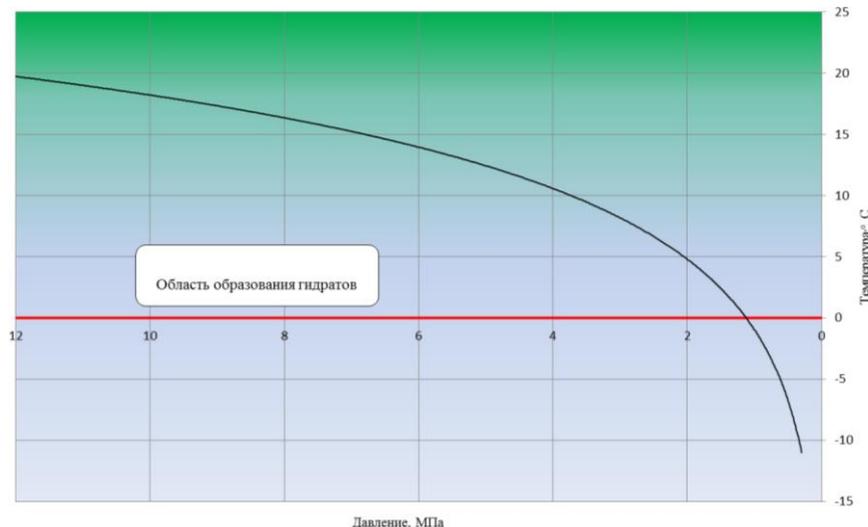


Рисунок 1 – Зависимость равновесной температуры гидратообразования от давления

По мере прохождения добываемого газа от пласта к ГУ происходит его охлаждение до 10-18 °С в летний период времени и до 2-5 °С в зимний. Согласно графику, гидратообразование возможно только в наземном оборудовании на скважинах при падении температуры добываемого газа ниже 15 °С, на ГУ – ниже температуры 10 °С.

Для профилактики образования песчаных пробок в условиях нестабильного коллектора месторождения необходимо строго соблюдать установленный режим отбора газа.

Рекомендации к системе внутрипромыслового сбора, подготовки и учёта продукции скважин

Сбор газа от скважин осуществляется по шлейфам, имеющим следующие технические характеристики, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Технологические характеристики шлейфов

№ скважины	Длина L , м	Диаметр / толщина, мм	Изоляция	Год ввода
1	4243	89 / 6	битум	1998
2	89	89 / 6	битум	1997
3	3320	89 / 6	битум	1998
4	1510	89 / 6	битум	2000
6	252	89 / 6	битум	1998

Извлекаемая из скважин продукция (углеводородный газ, вода) по шлейфам с давлением $P_{вх}=6,0$ МПа поступает через штуцера на первую ступень сепарации С-1, где в результате процесса низкотемпературной сепарации и гравитационных сил происходит отделение воды и механических примесей от газа.

Газ после первой ступени сепарации из С-1 поступает на вторую ступень С-2 для осушки с использованием метода НТС. Осушенный газ со второй ступени С-2 с технологическими параметрами: зимой $P = 2,8-3,9$ МПа, $T = 2$ °С, летом $P = 2,5-2,9$ МПа, $T = 18$ °С, поступает в газопровод Краснодарского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Краснодар». Замерной узел выполнен согласно ГОСТ 8.586.1-5 2005. Прибором учёта является ДСС-712-2С. В С-4 газ отделяется от воды и механических примесей.

Сепаратор С-4 может эксплуатироваться в качестве сепаратора индивидуального замера скважин. Пластовая вода накапливается в конденсатосборнике (С-3) и по мере накопления продувается на пункт стабилизации С-5 и далее в специальную емкость, откуда вывозится для закачки в нагнетательную скважину № 23 на Бейсугском месторождении.

Схема подключения скважин к ГУ «Роговская» представлена на рисунке 2.

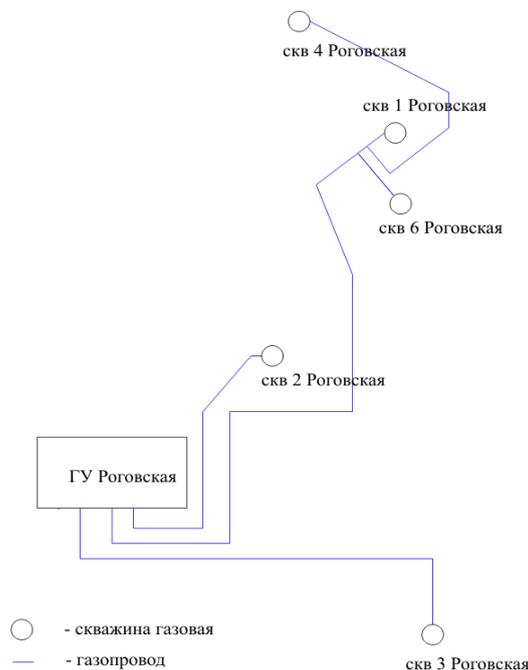


Рисунок 2 – Принципиальная схема сбора и транспортировки газа Роговского ГМ

Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод

Закачка вод, образующихся при промышленной эксплуатации залежей Роговского месторождения, осуществляется в майкопские отложения скважины № 23 Бейсугского месторождения с 1978 года. Лицензия на закачку вод, образующихся в процессе добычи УВС, принадлежит ООО «Газпром добыча Краснодар».

Действующим проектным документом является «Технический проект на закачку вод, образующихся в процессе добычи УВС, на Бейсугском газовом месторождении», выполненный ЗАО «Газдиагностика» в 2013 году.

Интервал перфорации 905-930 м. Поглощающие пласты располагаются внутри глинистой толщи майкопских отложений. Снизу и сверху они перекрываются более чем 100 метровыми толщами глин, являющимися надёжными экранами, предотвращающими вертикальную миграцию закачиваемых вод в другие пласты.

В тектоническом отношении на месторождении в поглощающем горизонте разрывных нарушений не выявлено. Пластовые воды токсичны, они не могут быть использованы для питьевых и бальнеологических целей.

Приёмистость скважины, определённая расчётным путём с учётом ёмкостно-фильтрационных характеристик пласта-коллектора, составила 1014,35 м³/сут.

Радиус распространения может достигнуть 309,9 м, что не превысит размеры горного отвода, и гораздо меньше расстояния до области питания и разгрузки.

Рекомендуемая схема сбора подготовки вод, а также контроля их химсостава и содержания мехпримесей позволит обеспечить соответствие нормативным требованиям.

В целях обеспечения технической и экологической безопасности рекомендуется проведение гидрогеоэкологического и технологического мониторинга, включающего контроль давления нагнетания, технического состояния устья скважины, прискважинного оборудования и водовода, объёма, химсостава и подготовки закачиваемых вод. Рекомендуется проведение наблюдений за поверхностными и грунтовыми водами, за состоянием атмосферного воздуха, почв в зоне влияния объекта.

Обоснование расхода газа на собственные нужды и потерь углеводородов при добыче

Расчёт потерь газа горючего природного при добыче проводилось в соответствии с действующими директивными документами:

1) Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного (нефтяного) газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения: утв. заместителем министра энергетики Российской Федерации П.Ю. Сорокиным 12.04.2018 г.;

2) Методика определения нормативов потерь газа горючего природного при добыче в организациях ОАО «Газпром»: СТО Газпром 3.1-2-002-2008: утв. распоряжением ОАО «Газпром» от 28.11.2007 г. № 397: введ. 27.06.2008 г. – М.: ООО ИРЦ Газпром, 2008.

3) Положение о порядке разработки, согласования и утверждения нормативов потерь углеводородного сырья в добывающих организациях ОАО «Газпром»: ОАО «Газпром» 3.1-2-003-2008: утв. распоряжением ОАО «Газпром» от 28.11.2007 г. № 397: введ. 27.06.2008 г. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008.

Для проведения расчётов нормативов потерь в соответствии с типовым перечнем статей потерь газа была проведена инвентаризация статей и источников потерь на всех объектах месторождения.

Типовые статьи расхода природного газа на собственные нужды Роговского месторождения представлены в таблице 3.

Величина расхода газа на собственные нужды зависит в основном от номинальной часовой теплопроизводительности котлоагрегатов, но при выявлении существенных изменений геологических условий разработки (прежде всего, состава газа), технологии добычи, сбора и промысловой обработки газа природного горючего или при проведении реконструкции теплопроизводящих агрегатов производят корректировку норматива расхода газа на собственные нужды.

Таблица 3 – Перечень типовых статей расхода газа на собственные нужды

Технологические объекты, на которых используют природный газ	Статьи расхода (использования) природного газа на собственные нужды
Теплопроизводящие агрегаты (котлы, водонагреватели, плиты)	выработка тепловой энергии за счёт использования природного газа в качестве топлива; производство пара и горячей воды для технологических целей, для отопления, приточной вентиляции помещений и т.д.

Прогноз норматива расхода газа горючего природного определён укрупнённо в объёме 110 тыс. м³ в год, используя величину фактического расхода за 2017-2018 годы и нормативного расхода, рассчитанного на 2019 год.

Для проведения расчётов нормативов потерь в соответствии с типовым перечнем статей потерь газа была проведена инвентаризация статей и источников потерь на всех объектах месторождения. Статьи и объекты, являющиеся источниками потерь газа Роговского месторождения, представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень статей потерь газа горючего природного

Технологические операции – статьи (виды) потерь газа	Объекты, являющиеся источниками потерь газа	Назначение технологических операций (причины потерь газа)
1.1 Опорожнение технологического оборудования и трубопроводов	1.1.1 Технологические трубопроводы (промысловые соединительные газопроводы, конденсатопроводы и т.д.), входящие в структуру	Освобождение (сравливание) от газовой и/или газожидкостной среды перед проведением ремонтных работ; очистка внутренней поверхности с помощью очистных устройств

Технологические операции – статьи (виды) потерь газа	Объекты, являющиеся источниками потерь газа	Назначение технологических операций (причины потерь газа)
	добывающей организации	
	1.1.2 Оборудование и трубопроводы технологических ус-тановок обработки природного газа и конденсата газового, включая ДКС, СОГ и ХС	Освобождение оборудования (сравливание) от газовой и/или газожидкостной среды перед проведением освидетельствования и ремонтных работ
1.2 Продувка технологического оборудования и трубопроводов	1.2.1 Скважины, находящиеся в эксплуатационном бурении, эксплуатационные, находящиеся на балансе добывающей организации или принятые ими в аренду, а также разведочные скважины, находящиеся в пробной эксплуатации	Удаление из ствола скважин газообразных, жидких и твёрдых компонентов потоком газа с целью: - очистки ствола скважин после бурения, капитального и подземного ремонта, при вводе в действие после ожидания подключения (в т.ч. для скважин, передаваемых из бурения в эксплуатацию); - проведения гидрогазодинамических, газоконденсатных и геофизических исследований; - очистки забоя скважин; - ликвидации гидратных, парафиногидратных и жидкостных пробок в стволе скважины; - проведения работ по интенсификации дебита скважин
	1.2.2 Технологические трубопроводы	Принудительное удаление газообразных, жидкостных и твёрдых компонентов потоком газа с целью: - очистки внутренней полости трубопроводов при проведении планово-предупре-дительных и текущих ремонтов трубопроводов и установленной на них линейной арматуры, испытании новых газопроводов, врезке отводов и перемычек, замене запорной и регулирующей арматуры; - ликвидации гидратных пробок
	1.2.3 Оборудование и трубопроводы технологических установок обработки газа	Принудительное удаление потоком газа газообразных, жидкостных и твёрдых компонентов из внутренних полостей оборудования
1.3 Вытеснение воздуха из технологического оборудования и трубопроводов	Технологические трубопроводы, аппараты и агрегаты технологических установок	Вытеснение воздуха газом (до нормативно-остаточного содержания кислорода в выходящем газе) перед пуском установок и/или трубопроводов в эксплуатацию

Технологические операции – статьи (виды) потерь газа	Объекты, являющиеся источниками потерь газа	Назначение технологических операций (причины потерь газа)
1.4 Ввод в скважины, трубопроводы и технологические линии химических реагентов	Устройства для подачи и распределения химических реагентов (ингибиторы коррозии и поверхностно-активные вещества)	Осуществление обязательных операций, обеспечивающих работу технологических установок в регламентном режиме
1.5 Отбор проб природного газа	Технологические установки обработки природного газа	Аналитический контроль производства
1.6 Выветривание (дегазация) жидкостей	Установки утилизации сточных вод	Дегазация насыщенных растворов химических реагентов при их регенерации без утилизации газов дегазации. Дегазация пластовой воды

Библиографический список:

1. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
2. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 82-108.
3. Березовский Д.А., Савенок О.В. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на Медвежьем месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 53-62.
4. Шапков Е.Н., Савенок О.В. Техника и технология добычи нефти и газа на Полевом месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2020. URL: vsn.esrae.ru
5. Березовский Д.А., Савенок О.В. Гидратообразование и борьба с ним. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620968. Заявка № 2014620644. Дата поступления 14 мая 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 07 июля 2014 г.

УДК: 622.276.1

Программный комплекс для эксплуатации газовых скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами

Сабурова Е.А., Ан В.М., Нику Д.А.

Научный руководитель – Юшков А.Ю.

ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На заключительной стадии разработки газовых месторождений добыча газа осложняется скоплением воды в призабойной зоне пласта и стволе скважины. Поступление воды в газовые скважины снижает их дебит и даже может привести к полной остановке. Это явление называют самоглушением или задавливанием скважин. При этом происходит снижение пластового давления. Это объясняется тем, что гидродинамическое сопротивление возрастает, и газ постепенно теряет способность пробиваться сквозь накопленную на забое воду [1]. Снижение пластового давления, в свою очередь, приводит к увеличению влагосодержания газа, при этом скорость движения газа и массовый расход со временем уменьшаются до критических значений. Скопление жидкости способствует разрушению призабойной зоны пласта, выносу песка и образованию песчаных пробок в скважине, снижает температуру газа в результате испарения жидкости.

Проблема удаления столба жидкости с забоя газовой скважины является наиболее актуальной, так как постоянно увеличивается число скважин, которые вступают в

ключительный этап разработки. На задавливание скважин значительно влияют следующие два промыслово-технологических фактора. Один из них связан с малыми скоростями потока газа в стволе скважины на поздней стадии разработки месторождения, что является следствием относительно больших диаметров насосно-компрессорных труб эксплуатационных скважин. Этот фактор особенно характерен для сеноманских залежей Западной Сибири, так как изначально при проектировании разработки крупных газовых месторождений было принято решение об использовании насосно-компрессорных труб большого диаметра для снижения потерь давления в стволах скважин при высоких дебитах газа. Однако уже на поздней стадии разработки, когда пластовые давления дебиты имеют намного меньшие значения относительно начальных, газ уже неспособен выносить воду с забоя. Для поддержания необходимых скоростей потоков газа в скважинах Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего месторождений были заменены лифтовые колонны на меньший диаметр, но примерно через восемь месяцев после замены условия выноса жидкости вновь ухудшились [2].

Второй фактор – насыщенность пластового газа парами воды. При его подъеме по стволу температура потока снижается, и вода начинает конденсироваться из газовой фазы в НКТ, оседать на ее стенках, а затем стекать и накапливаться на забое. Данная особенность присуща многим северным месторождениям, так как их скважины вскрывают толщи вечномерзлых пород. В качестве накапливающейся на забое жидкости могут выступать подстилающая пластовая вода, воды вышележащих горизонтов, перетекающие в ствол вследствие некачественного цементирования скважины, и разрабатываемого пласта вследствие неравномерного продвижения газо-водяного контакта, а также жидкий газоконденсат и т.д. Однако чаще всего основной причиной задавливания скважин является именно конденсационная вода [2].

Для борьбы с обводнением газовых скважин применяются различные методы, такие, замена НКТ на меньший диаметр, продувка лифтовой колонны, плунжерный лифт, закачка ПАВ, эксплуатация по КЛК и др. [3]. Выбор метода удаления жидкости с забоя скважин зависит от множества факторов, например, от конструкции скважины, геолого-промысловых характеристик месторождения, стадии разработки, количества поступающей воды и газа. Определение оптимального технологического режима работы скважины подразумевает подбор таких условий эксплуатации, которые обеспечат максимальный дебит при минимальных затратах пластовой энергии. Следовательно, наиболее рациональным является технологический режим с полным выносом на устье жидкости, поступающей на забой, что возможно обеспечить при эксплуатации скважины с предельным дебитом.

Один из эффективных и относительно недорогих методов борьбы с обводнением скважин – технология эксплуатации скважин по КЛК по двухрядному лифту, которая особенно показывают свою эффективность при обводнении скважины конденсационной водой. Этот процесс используется для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, при этом газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока. Он поднимается по каналам, образованным двумя колоннами труб – центральной лифтовой колонной (ЦЛК) и основной (ОЛК), которые концентрически размещены одна в другой и сообщаются в нижней части между собой. Кольцевое пространство между колоннами называют межколонным (МКП). После подъема газа к устью скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор.

Скважину, оборудованную КЛК, эксплуатируют одновременно по ЦЛК и ОЛК, за счет уменьшения дебита по ОЛК поддерживая необходимое значение дебита газа по ЦЛК, которое обеспечивает вынос жидкости с забоя скважины. Установленное на трубопроводе из МКП регулирующее устройство изменяет размер проходного сечения, при уменьшении которого, то есть отключении МКП, скорость потока газа в ЦЛК возрастает и становится достаточной для удаления жидкости. Однако в таком случае растут и потери давления на трение в стволе скважины из-за малого диаметра труб. Поэтому необходимо подбирать оптимальные диаметры колонн, а также следить за основными параметрами работы скважины и поддерживать необходимое давление на забое.

Технология оптимизирует режим эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического поддержания в ЦЛК значения дебита газа, превышающего на 10–20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости по ЦЛК по мере ее поступления в скважину.

Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляют путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из ОЛК при изменении давления на устье скважины.

Управление технологическими параметрами работы скважины и контроль дебита могут осуществляться с помощью автоматизированных комплексов, способных в реальном времени замерять технологические параметры работы скважины, автоматически поддерживать и регулировать отбор газа.

Имеется опыт применения управляющих комплексов на скважинах, эксплуатируемых с КЛК, показывающий, что такой комплекс обеспечивает надежную эксплуатацию газовой скважины в условиях обводнения конденсационными водами, позволяет поддерживать стабильную работу скважин. Анализ сравнения технико-экономических параметров данных комплексов показывает, что при их внедрении производится контроль и регулирование отбора газа. Однако данные технологии не способны осуществлять даже краткосрочный прогноз поведения давления при добыче газа. Большая стоимость из-за наличия чрезмерно дорогого и количественно лишнего оборудования в их составе также является основным минусом существующих технологий.

Предлагаемое решение подразумевает разработку программного обеспечения, позволяющего оптимизировать добычу, то есть максимизировать дебит за счет не только мониторинга, но и прогноза давления в линии, а также подбора оптимального сценария эксплуатации скважины. В зависимости от точности расчетов определяется, на какую перспективу производится прогноз. Основным влияющим фактором выступают два регулирующих устройства дебита, одно из которых контролирует добычу из центральной колонны, второе – из межколонного пространства. Оптимизация заключается в подборе такой комбинации положений процента открытия обоих регулирующих устройств, которая обеспечит рациональное использование пластовой энергии. При этом регулирующий клапан МКП не должен быть полностью открыт, т.к. в таком случае поток газа по центральной колонне прекратится. Поэтому должно соблюдаться условие $P_{у\text{МКП}} \geq P_{у\text{ЦЛК}}$.

Также, решение подразумевает минимизацию энергозатрат, так как при установке на скважину предполагает минимум оборудования, необходимого для замера основных технологических параметров работы скважины.

Современные технологические тренды направлены на цифровизацию производственных процессов. Поэтому необходимо придерживаться политики применения технических решений, включающих в себя высоконадежное технологическое оборудование для обеспечения высокой степени автоматизации добычи газа. Разработка и внедрение программного модуля, производящего расчеты, позволит сократить количество переключений между колоннами, что, в свою очередь, замедлит износ регулирующих устройств, а значит - минимизирует работы по техническому обслуживанию и ремонту, предоставит возможность управлять производством с минимальным вмешательством оперативного персонала в технологический процесс.

Библиографические ссылки:

1. Гасумов, Э. Р. Прогнозирование времени обводнения и самозадавливания газовых скважин (на примере сеноманской залежи). / Э. Р. Гасумов. – Евразийский Союз Ученых. – 2020. – №8 (77).
2. Паникаровский, Е. В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Ю. В. Ваганов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – №3. – С.54-63.
3. Итоги реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011-2015 гг. / В. З. Минликаев, А. В. Коваленко, Н. А. Билатов, А. В. Елистратов // Газовая промышленность. – 2017. – №1. – С.30-34.
4. Дикамов Д.В., Мазанов С.В. Минликаев В.З., и др. Перспективное направление использования двухрядных лифтов, управляемых современными средствами автоматизации, для удаления жидкости из скважин Ямбургского месторождения // Материалы НТС ОАО «Газпром» «Современное состояние и пути совершенствования и технологий промышленной подготовки углеводородного сырья на месторождения ОАО «Газпром»», секция: «Добыча и промышленная подготовка газа» (Тюмень. 2–6 июня 2008). М.: ИРЦ Газпром, 2008. С. 12–17.

УДК 622.243.24

Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи

Петрушин Е.О.¹, Арутюнян А.С.¹, Кусова Л.Г.²

1 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

2 – МБОУ лицей № 4 г. Краснодара

Приближённые решения задач гидродинамики в перфорированных трубах

При решении задач распределения давления и скорости притока по длине горизонтального участка ГС необходимо знать коэффициенты гидравлических сопротивлений.

Для расчёта коэффициента гидравлических сопротивлений в работах Уоллеса, Кинни, Сперроу, Генкина и др. была предложена формула

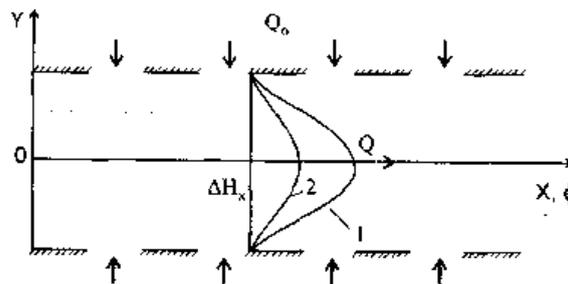
$$\lambda = \lambda_0 + M \cdot \frac{V_{cn}}{W_{cn}}, \quad (1)$$

где M – некоторый экспериментальный коэффициент; V_{cn} – радиальная скорость притока в некотором сечении канала, м/с; W_{cn} – средняя скорость потока в канале в том же сечении, м/с; λ_0 – коэффициент гидравлических сопротивлений для непроницаемой трубы.

По данным Уоллеса $M = 3,54$, а Кинни и Сперроу определили $M = 5,54$. Предельное значение $M = 8$ получено в работах Генкина. В формуле (1) для оттока V_{cn} берётся со знаком минус.

Нами рассмотрены два подхода к решению задач гидродинамики в пористых (перфорированных) трубах (каналах). Первый основан на уравнении движения жидкости с переменным расходом вдоль пути. Второй подход основан на приближённых уравнениях Навье-Стокса в рамках теории пограничного слоя, предложенных С.М. Таргом и Н.А. Слёзкиным.

Так как длина ГС во много раз превышает диаметр скважины ($\frac{L}{d} > 100$ калибров), то в дальнейшем рассматривалось течение жидкости (газа) между двумя параллельными пористыми стенками, расположенными перпендикулярно подошве пласта на расстоянии $2h = D$ (где D – диаметр скважины). Расположение осей координат показано на рисунке 1.



1 – профиль скорости для непроницаемых стенок; 2 – то же для проницаемых стенок

Рисунок 1 – Расчётная схема гидродинамики горизонтальной скважины:

На основании первого подхода получено нелинейное дифференциальное уравнение

$$\Delta H''^2 = \Delta H \cdot \Delta H', \quad (2)$$

с граничными условиями:

$$\Delta H_\varphi = 0, \quad \Delta H'_\varphi = 1 \text{ при } \varphi = 0;$$

$$\Delta H_\varphi = 1, \quad \Delta H'_\varphi = 0 \text{ при } \varphi = \varphi_{гр}, \quad (3)$$

где ΔH – разница между пластовым давлением и давлением в щели в произвольном сечении φ ; $\Delta H'$ и $\Delta H''$ – соответственно первая и вторая производные по безразмерной координате

$\varphi = x^3 \cdot \sqrt{4 \cdot a^2 \cdot b}$, a – коэффициент, учитывающий плотность перфорации (пористость) и сопротивление в отверстиях вдува; b – обобщённый коэффициент сопротивлений, включающий λ (см. формулу (1)).

Решение задачи (2) и (3) позволяет определить предельную длину L_{\max} горизонтальной перфорированной трубы (щели), по периметру которой поддерживается пластовое давление, а на выходе атмосферное. Для граничного значения выполнено соотношение $\varphi_{\text{гп}} = \sqrt[3]{4 \cdot a^2 \cdot b} \cdot L_{\max} = 2,418$.

Ориентировочные расчёты для $P_{\text{пл}} = 10$ МПа, $r_{\text{скв}} = h = 0,1$ м, пористости стенок $\xi_m = 0,2$ дают порядок коэффициента $a^2 b \sim 10^{\circ}$ и $L_{\max} \sim 7$ км. Для горизонтальной непроницаемой трубы эта длина составляет более 20 км.

Второй подход, расчётная схема которого также показана на рисунке 1, приводит к линейному неоднородному дифференциальному уравнению

$$V'' + R \cdot V' = -m, \quad (4)$$

где V' и V'' – первая и вторая производные скорости по радиальной безразмерной координате

$\eta = \frac{y}{h}$; m – постоянная величина, равная $m = \frac{\Delta p \cdot h^2}{\mu \cdot L}$; Δp – перепад давления на участке L ; h – полуширина щели; μ – динамическая вязкость жидкости; R – параметр Рейнольдса для притока через перфорационные отверстия, равный $R = \frac{2 \cdot V_0 \cdot h}{\nu}$; $V_0 = \frac{Q_0}{\pi \cdot 2h \cdot L}$ – равномерно распределенная скорость вдува в основной поток; ν – кинематическая вязкость.

Уравнение (4) решается при граничных условиях:

$$V' = 0 \text{ при } \eta = 0 \text{ и } V(+1) = V(-1) = 0 \text{ при } \eta = 1, \quad (5)$$

т.е. равенства нулю производной скорости на оси и условия прилипания на стенках канала.

Несмотря на принятые нами упрощения, рассмотренная задача отразила основные изменения характеристик потока в зависимости от критерия Рейнольдса по вдуву.

Полученное решение удобно представить для малых значений R в приближённом виде

$$V = \frac{\Delta P \cdot h^2}{3 \cdot \mu \cdot L} \cdot \left[\frac{3}{2} \cdot (1 - \eta^2) - \frac{R}{2} \cdot (1 - \eta^3) \right]. \quad (6)$$

Отсюда при $R = 0$, т.е. для непроницаемой щели получается параболический закон распределения скорости. Из (6) видно, что увеличение R приводит к снижению скорости основного потока.

Точное решение уравнения (5) при ограничениях (6) позволяет определить изменение коэффициента гидравлических сопротивлений в зависимости от скорости притока.

Выполненные расчеты по определению гидравлических сопротивлений в пористой щели (трубе), приведены в таблице 1

Таблица 1 – Изменение гидравлических сопротивлений в пористой щели от R притока

Значения критерия Рейнольдса R	0	1	2	3	4
Коэффициент гидравлических сопротивлений λ	λ_0	$1,41\lambda_0$	$1,90\lambda_0$	$2,44\lambda_0$	$3,01\lambda_0$

Видно, что коэффициент сопротивления изменяется от λ_0 (для непроницаемых стенок) до величины $3,01\lambda_0$ при $R = 4$.

Для оценки порядка соотношений между скоростями основного потока и радиального притока жидкости в перфорированный канал примем диаметр скважины $d = 2h = 146$ мм. Тогда при числе Рейнольдса для основного потока $K = 1000$, скорость основного потока составит 0,06 м/с. Скорость притока при $R = 1$ составит $1,23 \cdot 10^{-4}$ м/с. Переходя к производительности, получаем: для потока $Q = 76,4$ м³/сут., для притока $q = 0,16$ м³/сут. Отсюда следует, что незначительный приток (порядка 0,2 %) увеличивает гидравлические сопротивления в 1,41 раза (см. табл. 1 при $R = 1$).

Таким образом, теоретически показано, что при небольших притоках и малом перепаде давления по длине канала конечный участок ГС практически отключается, а начальный участок скважины, превышающий L_{max} , слабо работает на приток или полностью отключается. Работает только средняя часть горизонтального участка ГС.

Развивая изложенный выше подход, нами рассмотрен более сложный подход, основанный на учёте инерционных членов по направлению основного потока в уравнении Навье-Стокса, т.е. по оси ox . Для наглядности и учитывая важность рассматриваемой задачи для вытеснения вязких нефтей, нами рассмотрены горизонтальные нагнетательные скважины.

Полученные результаты полностью применимы для добывающих ГС, если учесть, что для добывающих скважин гидравлические сопротивления растут от забоя скважины до устья, а в нагнетательных снижаются. Естественно, при одном и том же перепаде добывающие скважины будут короче нагнетательных.

Проведённые исследования, несмотря на их приближённый характер, позволили дать научное объяснение некоторым фактам, имеющим место при эксплуатации ГС. Это, прежде всего, выявление причин снижения эффективной длины работающей части горизонтального участка ГС.

К сожалению, в настоящее время имеется ограниченное количество работ, позволяющих однозначно определить участки дренирования в продуктивном пласте. Это связано с отсутствием надёжных средств измерения давления и притока по длине горизонтального участка. В силу специфики горизонтальных скважин проведение таких исследований дорогостоящая операция, а разработка комплекса геофизических и методических принципов проведения внутрискважинных измерений только недавно вышла на отраслевой уровень.

В результате такого состояния методов прямых измерений внутри скважины несоответствие дебитов ГС объясняют или отсутствием нефти в том или ином интервале, или тем, что в процессе бурения и освоения горизонтального участка пласт «закольматирован». Такое объяснение не может быть оправдано, когда в ГС с длиной горизонтального участка в 200 м (на Тончинском месторождении) работающий интервал составляет всего 25-30 м. Вопрос о том, где ошибка – в геологической информации при проектировании ГС или в измерительных средствах – остаётся открытым.

Гидродинамические исследования скважины № 102 Кущёвская

Для подтверждения полученных нами результатов были использованы специальные гидродинамические исследования на скважине № 102 Кущёвская.

Исходные и проектные данные приведены ниже:

1. Эксплуатационная колонна \varnothing 168 мм, $L = 1389$ м (искусственный забой 1365 м);
2. ЦКОД + ПДМ; $L = 1212$ м;
3. НКТ \varnothing 89 мм; $L = 1206,2 + 4$ м (от стола ротора);
4. Скважина оборудована $2^{9/16} \times 2^{9/16} - 34,5$ МПа;
5. Литология:

Название зоны литологии	По длине ствола		По вертикали	
	кровля	подошва	кровля	подошва
1А'	1223	1234	1219	1226
1А	1238	1257	1229	1241
1	1267		1245	1264

6. Скважина оборудована фильтром 1216-1365 м.

Цель исследования: определение профилей приёмистости наклонно-горизонтальной части ствола скважины. В комплексе исследований применяются автономные приборы ПГИ-33 и ПГИ-48 для измерения расхода газа, давления, температуры, относительной влажности и зенитного угла.

Методика исследования: исследования проводились при фиксированном дебите – 350 тыс. м³/сут. Давление на устье составляло 5,62 МПа, температура на групповой замерной установке составляла 10 °С.

Скважина промыта и отработана в течение недели.

В процессе исследований проведено два спуска приборов, оборудованных центраторами. Прибор через промывочный переводник соединялся с гибкой трубой (колтюбинг) АТР и спускался со скоростью 3 м за 2 минуты. Подъём осуществлялся непрерывно.

Из двух спусков наиболее информативным оказался второй, когда прибор ПГИ-48 достиг глубины 1325 м.

Результаты исследований представлены на рисунках 2 и 3. На рисунке 2 дан профиль скважины и качественная кривая дебита.

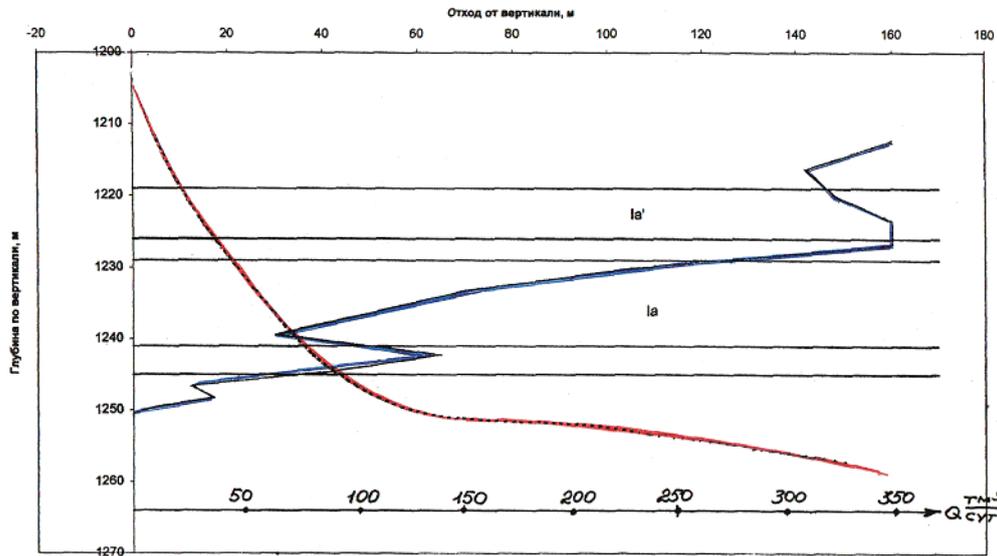


Рисунок 2 – Вертикальная проекция скважины № 102 Кущёвская

В результате исследований получено:

- в горизонтальной части ствола скважины на глубине 1272 м (по длине скважины) находится вода;
- наиболее продуктивным является пласт 1А, на долю которого приходится 70 % (250 тыс. м³/сут.) от общего дебита;
- пласт 1 отдаёт около 30 % (100 тыс. м³/сут.) от общего дебита, причём работают только верхние 10 метров (по длине ствола);
- пласт 1А' практически не «работает»;

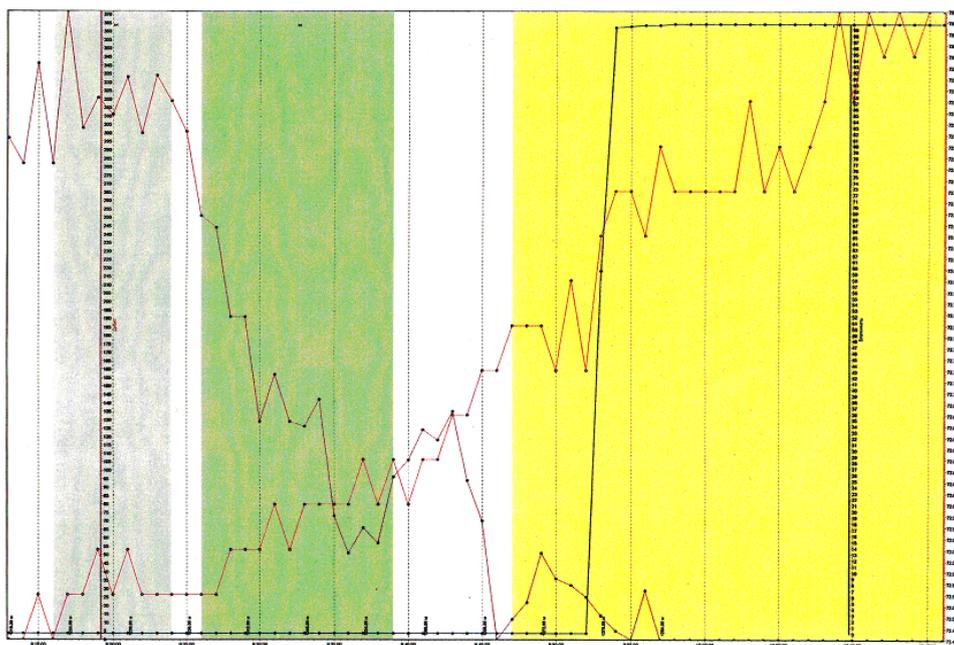


Рисунок 3 – Результаты гидродинамических исследований по горизонтальному стволу скважины № 102 Кущёвская

Выводы по результатам исследований

- в скважине № 102 Кущёвская работает только наклонная часть ствола;
- перепад давлений на интервале 1180-1300 м составляет 0,1 МПа;
- перепад температуры составляет 2,5 °С.
- пласт 1 практически истощён, так как имеет хорошую проницаемость и давление в нём ниже, чем в верхних пластах;
- наличие воды объясняется низким пластовым давлением;
- для выноса воды дебит горизонтальной части скважины должен составлять 280 тыс. м³/сут. при имеющихся 100 тыс. м³/сут.

Таким образом, принципиально подтверждены высказанные нами ранее теоретические результаты:

- 1) чем больше перфорационные отверстия, тем меньше гидравлические сопротивления в трубе;
- 2) представленные нами теоретические результаты полностью подтверждены промысловыми данными;
- 3) по длине горизонтального пласта происходит «отключение» части рабочего участка ГС, а не истощение продуктивных пластов;
- 4) научно обоснована необходимость и целесообразность неравномерного ввода струй в горизонтальный участок ГС;
- 5) для выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин и равномерной выработки продуктивных пластов необходимо перфорацию горизонтального участка делать неравномерной.

Библиографический список:

1. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С. 35-42.
2. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28-31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь: Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 275-278.
3. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования скважин на установившихся режимах // Аспирант. – 2015. – № 4. – С. 179-184.
4. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Газогидродинамические методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации // Сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции (7-8 мая 2015 года, г. Санкт-Петербург). – СПб.: Изд-во «КультИнформПресс», 2015. – С. 112-118.
5. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Практическое использование уравнений нелинейно-упругого режима фильтрации жидкости // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 49-62.
6. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44-48.
7. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы-вы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. - С. 156-166.
8. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при ре-конструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34-42.
9. Холопов Е.А., Шиян С.И., Мусийченко С.В., Назаренко К.А. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. - С. 248-266.

УДК 622.242.4:621.67

Подбор насосного глубинного оборудования для скважин месторождения Белый Тигр

Павлюк Р.А.

Научный руководитель – старший преподаватель кафедры РЭНГМиПГ Жангабылов Р.А.
ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Вьетнамское месторождение Белый Тигр, расположенное на шельфе Южно-Китайского моря разрабатывается российско-вьетнамским совместным предприятием «Вьетсовпетро» с 1986 года. Промышленные залежи нефти на месторождении приурочены к гранитоидным трещиноватым коллекторам фундамента, преимущественно терригенным породам нижнего олигоцена, верхнего олигоцена и нижнего миоцена, обладающим повышенной трещиноватостью и кавернозностью. Нефти этого месторождения классифицируют как легкие (плотность в поверхностных условиях от 830 до 870 кг/м³), малосернистые (<0,6 %), высокопарафинистые (18-25,3 %) и маловязкие (вязкость меняется от 0,452 мПа*с по залежи нижнего олигоцена до 1,690 мПа*с по залежи нижнего миоцена).

На текущий момент [2], месторождение весьма истощено и разработка его идет к завершающей четвертой стадии с постоянным падением добычи нефти. Это связано, в первую очередь, с выработкой запасов нефти фундамента из высокопроницаемых зон. Снижение пластовых давлений компенсируется системой поддержания пластового давления заводнением. Вместе с этим растет обводненность продукции, вследствие чего резко сокращается фонд фонтанных скважин, а газлифтная эксплуатация скважин перестает быть эффективной. Всё большее число скважин нуждается в подземном капитальном ремонте и переводе на механизированную добычу. Темп добычи неизбежно падает, фонд скважин, как добывающих, так и нагнетательных, также сокращается ввиду низких отборов. Разработка фундамента ведется при упругом режиме с закачкой воды. Текущий КИН в целом по залежам составляет 0,331.

В условиях растущей обводненности и падающих пластовых давлений поиск и применение эффективных технологий повышения извлечения нефти для залежей Белого Тигра являются актуальной проблемой для СП «Вьетсовпетро». Помимо этого, особое внимание уделяется обводняющемуся газлифтному фонду скважин и перспектива перевода их на механизированный способ добычи установками электроцентробежных насосов.

В 1989 году НИПИМорнефтегаз на основе технико-экономического анализа способов эксплуатации пришли к выводу, что газлифт для условий месторождения Белый Тигр является наиболее экономически эффективным в сравнении с другими способами эксплуатации. Сейчас на месторождении функционирует центральная компрессорная платформа. Целесообразность применения ЭЦН обосновывалась только при достижении процента обводненности скважин свыше 90 %. Однако, практика разработки зачастую расходится с проектными решениями, и необходимость перевода скважин на механизированный способ добычи возникла раньше: применение ЭЦН требуется в скважинах с низкой проницаемостью коллектора, относительно высокой вязкостью продукции, высокими пластовыми температурами и большим содержанием парафина. По результатам гидродинамических исследований установлено, что добывающий фонд скважин нижнемиоценовых отложений северного и южного свода из-за роста обводненности и падения пластовых давлений требует перевод на механизированный способ добычи.

Испытание по переводу газлифтных скважин на УЭЦН на месторождении началось в 2013 году специалистами НИПИМорнефтегаз и СП «Вьетсовпетро». Спуск УЭЦН позволяет создать большую депрессию, чем при газлифтном способе. Увеличение градиента давления позволяет снизить замещение нефти водой и повысить добычу нефти. Также, применение установок ЭЦН в интервалах дебитов от 25 до 200 м³/сут в среднем обеспечивает больший КПД, нежели газлифт: 0,36-0,43 у ЭЦН против 0,24-0,32 у газлифта. Согласно принятому варианту разработки месторождения, эксплуатация скважин будет вестись с обводненностью порядка 77,4 %, что требует перевода скважин на механизированный способ добычи, по причине низкой эффективности газлифта в условиях высокой обводненности.

Анализ работы газлифтных скважин позволил выбрать скважины-кандидаты для подбора ЭЦН. Данные скважины вскрыли залежь нижнего миоцена на северном и южном сводах. Необходимость в механизированной добыче нефти по этому объекту возникла уже в начальный период разработки залежи из-за снижения первоначальных дебитов в первые же месяцы эксплуатации скважин. Как отмечалось ранее, залежь характеризуется высокой температурой и низкой проницаемостью, физико-химические свойства нефти различны. Исходные данные для подбора ЭЦН сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование параметра	Скважина №69 МСП-3	Скважина №24 МСП-1
Плотность воды, кг/м ³	1023,7	1021,3
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	865,3	864,1
Плотность газа, кг/м ³	0,8896	0,8900
Коэффициент динамической вязкости нефти, мПа*с	1,074	1,074
Планируемый дебит скважины, м ³ /сут	140	160
Обводненность продукции пласта, д. ед.	0,62	0,73
Газовый фактор, м ³ /м ³	140	42,7
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,399	1,399
Глубина расположения отверстий перфорации, м	2939	2893
Пластовое давление, МПа	22,4	23,75
Давление насыщения, МПа	18,36	18,20
Пластовая температура, °С	113	105
Температурный градиент, д. ед.	0,037	0,037
Коэффициент продуктивности, м ³ /МПа/сут	20,31	17,1
Буферное давление, МПа	2,6	1,2
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	168	168
Объемное газосодержание после сепарации, д. ед.	0,230	0,20

Стоит отметить, что в условиях месторождения Белый Тигр скважины искривлены: на глубине 300-700 м набор зенитного угла характеризуется интенсивностью 7° на 100 м, на глубине 2300-3200 м интенсивность падения зенитного угла составляет 2° на 100 м. В скважины с такой искривленностью возможно опускать УЭЦН с производительностью до 200 м³/сут, обводненность продукции может достигать 85 %, так как большие подачи насоса требуют больших мощностей ПЭД, что влияет на внешний диаметр и проходимость в стволе скважины. Также, к таким искривленным скважинам рекомендуется подбирать насосы 3 и 5 габарита, которые также можно использовать для эксплуатации боковых стволов. В настоящей работе был рассмотрен каталог насосов компании АО «Новомет» [3].

Для расчета напорных характеристик подбираемых ЭЦН использовали экспресс-методику подбора ЭЦН описанную И. Т. Мищенко. Для расчета физико-химических свойств потока воспользовались методикой А. П. Крылова и Г. С. Лутошкина, с помощью которой определили плотность газожидкостной смеси на входе в насос [1]. Выбор ЭЦН по расчетным напорным характеристикам был произведен посредством программы «Калькулятор ЭЦН», разработанной компанией «Новомет». Расчеты выполнены в электронных таблицах MS Excel и сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета параметров для подбора ЭЦН

Рассчитанный параметр	Скважина №69 МСП-3	Скважина №24 МСП-1
Плотность смеси на участке «забой-прием насоса», кг/м ³	835,53	838,92
Забойное давление, обеспечивающий заданный дебит скважины, МПа	15,51	10,43
Глубина динамического уровня, м	1047,12	1625,17

Рассчитанный параметр	Скважина №69 МСП-3	Скважина №24 МСП-1
Давление на приеме насоса, при котором газосодержание не превышает предельно допустимое, МПа	14,14	7,15
Глубина подвески насоса, м	2771,90	2494,21
Температура пластовой жидкости на приеме, °С	106,82	90,24
Объемный коэффициент жидкости при давлении на входе, д. ед.	1,13	1,10
Дебит жидкости на входе, м ³ /сут	158,63	175,42
Объемное кол-во газа на входе, м ³ /м ³	12,36	2,31
Газосодержание на входе, д. ед.	0,42	0,21
Расход газа на входе, м ³ /сут	114,30	45,26
Приведенная скорость газа в ОК на входе в насос, м/с	0,07	0,03
Истинное газосодержание на входе, д. ед.	0,22	0,10
Работа газа "забой-прием насоса", МПа	1,76	0,36
Работа газа "нагнетание насоса-устье", МПа	2,62	0,58
Потребное давление насоса, МПа	20,94	20,79
Требуемый напор, м	2554,38	2525,79

Содержание свободного газа на приеме электроцентробежного насоса в концентрации 0,4-0,45 способно снизить КПД практически в два раза. По этой причине, зная, что содержание свободного газа в продукции скважин Белого Тигра высоко, порядка 0,7-0,8, принято решение использовать центробежные сепараторы с высокими коэффициентами сепарации, что позволило снизить газосодержание на приеме насоса до приемлемых 0,1-0,2 без существенной потери КПД и работы насоса без срыва подачи. Анализируя результаты расчета параметров для подбора ЭЦН пришли к выводу, что ввиду повышенной вязкости продукции южного свода нижнего миоцена и относительно низкого газового фактора, для скважины №24 требуется ЭЦН с большими напорными характеристиками.

Для оценки агрессивности откачиваемой жидкости и выбора исполнения насоса задались следующими концентрациями химических примесей: содержание соединений серы – 0,6 %; концентрация анионов хлора – 10,3 г/л; для попутного газа содержание углекислого газа <2,0 %, азота <5,0 %. Тогда секции электроцентробежного насоса должны быть выполнены в коррозионностойком исполнении для среднеагрессивных сред.

Для скважины №69 МСП-3 выбран насос ЭЦНЗ-140-2591 с 342 рабочими ступенями в компрессорной сборке насоса, что позволяет перенести всю осевую нагрузку на опору в гидрозащите, защищая насос от негативного воздействия механических примесей, газа, коррозии, что применимо в условиях данной скважины с высоким газовым фактором. ЭЦН третьего габарита обладает внешним диаметром 81 мм, что позволяет спускать его в искривленный ствол скважины. Пересчитанная на рабочую жидкость напорная характеристика приведена на рисунке 1. Построенный график отчетливо показывает, что при заданной подаче в 140 м³/сут и требуемом напоре 2590 м КПД будет максимальным в рабочей области насоса и составит 61 %. Развиваемое давление насоса 21,23 МПа. «Калькулятор ЭЦН» также вычисляет номинальную мощность насоса – 67,75 кВт при частоте вращения ступеней 4530 об/мин. Провели перерасчет мощности с учетом возможной откачки жидкости глушения. Для месторождения Белый Тигр – это морская вода с плотностью 1030 кг/м³, тогда мощность насоса с заданным напором составит 70 кВт. Задаваясь значениями мощности, выбран погружной электродвигатель ПЭДН 70-103-1800/01. Для сепарации газа газосепаратор ГН4-250-17. Гидрозащита ГЗНМ-81/4-01-03.

Для скважины №24 МСП-1 подобран насос ЭЦНЗ-160Э-2537 с 256 рабочими ступенями в компрессорной сборке насоса, что позволяет защитить насос от негативного воздействия механических примесей, свободного газа, коррозии. Пересчитанная на рабочую жидкость напорная характеристика приведена на рисунке 2. Построенный график демонстрирует, что при заданной подаче в 160 м³/сут и требуемом напоре 2537 м КПД будет максимальным в рабочей

области насоса и составит 61 %. Развиваемое давление насоса 20,88 МПа. «Калькулятор ЭЦН» также вычисляет номинальную мощность насоса – 75,83 кВт при частоте вращения ступеней 5180 об/мин. Провели перерасчет мощности с учетом возможной откачки жидкости глушения при освоении скважины, тогда мощность насоса с заданным напором составит 78 кВт. Задаваясь значениями мощности, выбран погружной электродвигатель ПЭДН 80-103-2000/01. Для сепарации газа газосепаратор ГН4-250-17. Гидрозащита ГЗНМ-81/4-01-03.

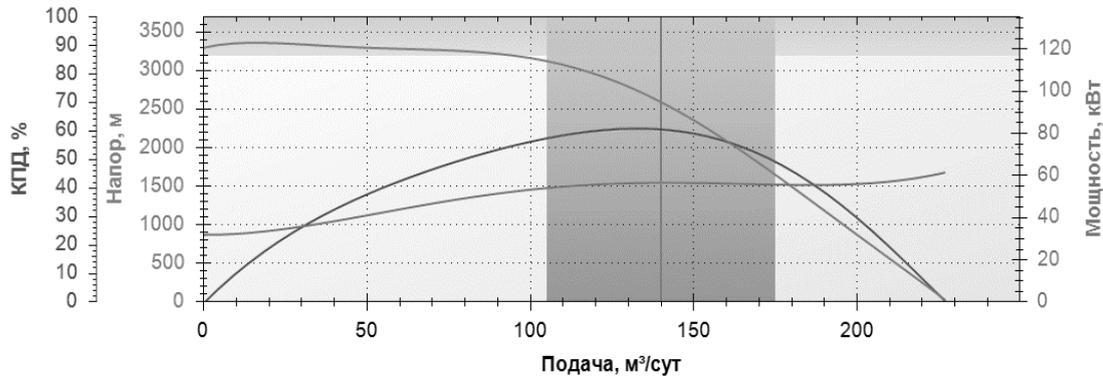


Рисунок 1 – Рабочая характеристика ЭЦНЗ-140-2591 (342) (компр.)

Также, в условиях месторождения Белый Тигр отмечалась перспектива использования байпасных систем Y-Tool [2], которые позволяют исследовать пласты в вертикальных, направленных и горизонтальных скважинах со снятием параметров в режиме реального времени с использованием геофизического кабеля или ГНКТ, перемещать приборы по схеме «УЭЦН-забой-УЭЦН» при работающей установке и параллельно снимать параметры работы скважины при разных режимах работы УЭЦН. Для рассматриваемых скважин можно рекомендовать байпасную систему Y-Tool для условного диаметра обсадных колонн 168 мм и применением ЭЦН 3 габарита с диаметром 81 мм.

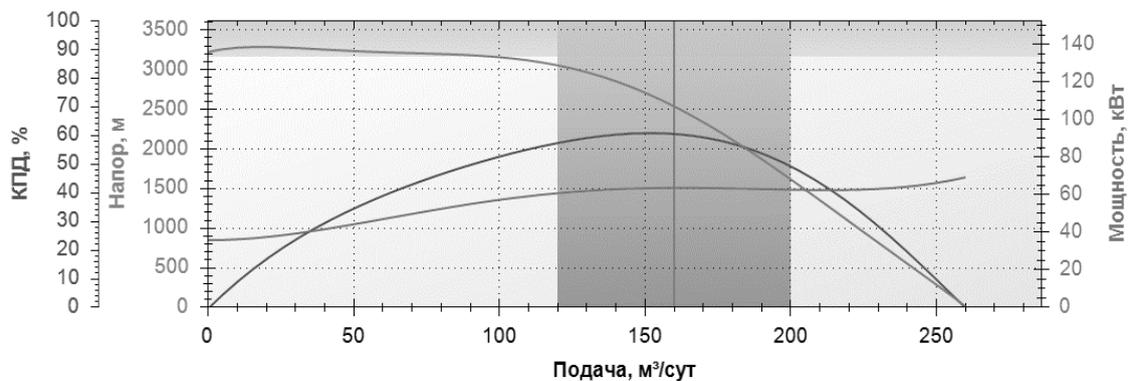


Рисунок 2 – Рабочая характеристика ЭЦНЗ-160Э-2537 (256) (компр.)

Таким образом, обоснован перевод газлифтных скважин нижнемиоценовых отложений на механизированный способ добычи, подобраны установки электроцентробежных насосов для скважин № 69 МСП-3 и 24 МСП-1 с учетом особенностей эксплуатации в условиях шельфового месторождения Белый Тигр с высокими газовыми факторами и растущей обводненностью продукции на третьей стадии разработки с падением темпов отбора жидкости.

Библиографический список:

1. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи [Текст] : Учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный – М.: Недра, 1984 – 272 с., ил.
2. Кудин Е. В. Становление и развитие добычи нефти на месторождениях СП «Вьетсовпетро» насосными установками: автореф. дис. к.т.н. УГНТУ, Уфа 2020, [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://rusoil.net/files/1006/KudinEV/KudinEV-avtoreferat.pdf>, свободный. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения 29.10.2020).
3. Каталог продукции АО «Новомет» 2016 г.

УДК 622.2 ГРНТИ 52.47.27

Закачка CO₂ в нефтегазоносные пласты. Применение технологии на примере крупного месторождения Западной Сибири

Михайлов Н.В., Жданов И.И., Перепелица Д.О.

Научный руководитель - Анурьев Д.А.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень

Одна из важнейших глобальных проблем современности связана с повышением температуры земной поверхности и, как следствие, с изменением климата Земли.

ООН установлено, что из-за роста температуры уже начали происходить необратимые изменения в экосистемах и климатических системах Земли. Экосистемы тропических лесов Амазонии и арктической тундры находятся в критической точке. Сокращаются объемы горных ледников, что может привести к резкому сокращению запасов питьевой воды. Также, ООН в своем отчете сравнивает последствия повышения температуры на 2оС и на 1,5оС, например, в первом случае все коралловые рифы будут уничтожены, во втором же случае удастся сохранить лишь 10-30% коралловых рифов. [1]

По исследованиям различных ученых, в основном повышение температуры земли происходит из-за парниковых газов, среди которых особенно выделяется углекислый газ, вносящий основной вклад в парниковый эффект.

Сущность «парникового эффекта» заключается в том, что атмосфера слабо поглощает солнечную радиацию в видимой части спектра, но задерживает длинноволновое тепловое ИК-излучение, отходящее от земной поверхности. Это приводит к значительному повышению температуры нижних слоев атмосферы.

Главная причина возникновения парникового эффекта - выбросы промышленных газов в атмосферу.

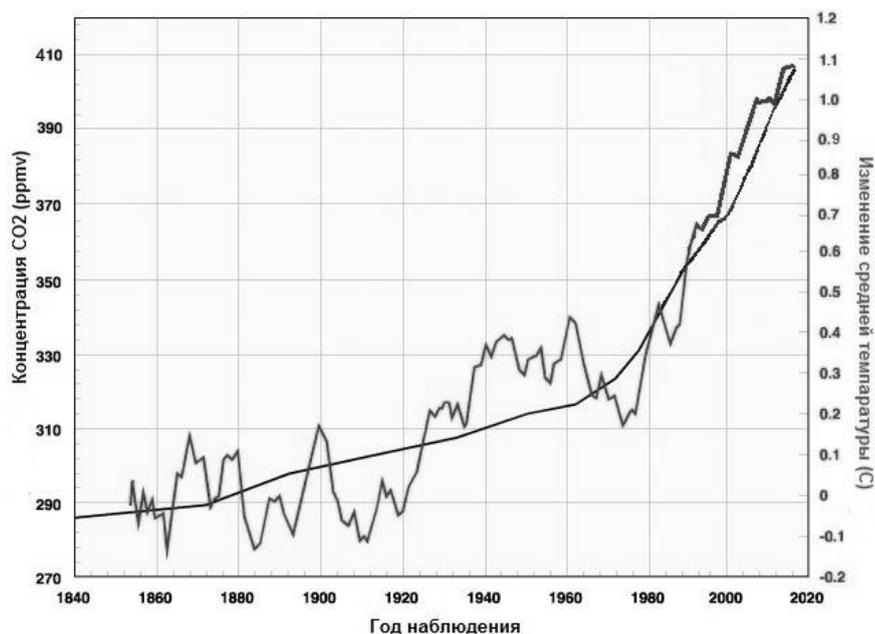


Рисунок 1 - Апроксимированный график изменения средней температуры и уровня концентрации CO₂ в атмосфере

Если глобальное потепление будет нормированным, то экосистемам Земли и людям нужно будет пытаться приспособиться к измененным климатическим режимам. Однако наиболее разумным решением все же будет сокращение и последующее регулирование выбросов.

Наибольшее внимание к вопросам уменьшения эмиссии парниковых газов и их захоронению уделяется в Европе, где был разработан и принят Киотский протокол. Обязательства России по этому протоколу также требуют приступить к подготовке к осуществлению проектов секвестрации основного техногенного парникового газа – диоксида углерода.

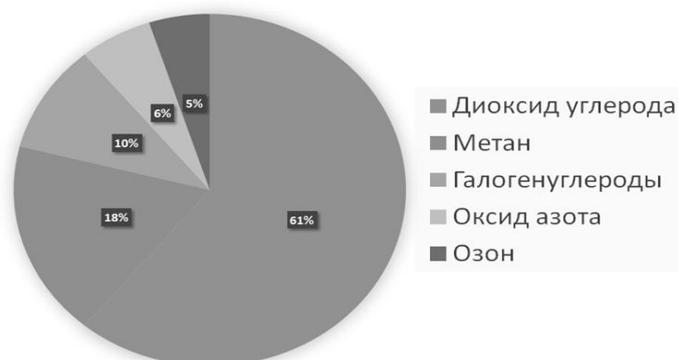


Рисунок 2 - Вклад газов в парниковый эффект

Технология захоронения CO₂ включает две основные стадии: улавливание углекислого газа из дымового газа и захоронение его разными методами, например в геологических формациях, морях и т. п. В качестве геологических ловушек предполагается использовать глубоководные водоносные горизонты, истощенные нефтяные и газовые коллекторы и неразрабатываемые угольные пласты.

Важность разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в России связана с тем, что доля данного вида запасов нефти оценивается в 55% от остаточных извлекаемых запасов, и с каждым годом эта доля будет увеличиваться. В России имеется значительное количество ТРИЗ в низкопроницаемых коллекторах, рентабельная разработка которых требует применения новых методов и технологий.

Газовые технологии являются перспективными для добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов. Наиболее эффективным газовым агентом является диоксид углерода, однако запасов природного углекислого газа в России нет и опыт применения CO₂ для повышения нефтеотдачи крайне ограничен.

При закачке диоксида углерода в пласт в зависимости от термобарических условий и состава нефти могут реализовываться различные режимы вытеснения.

Два основных режима вытеснения нефти газом и водой:

- механизм смешивающегося вытеснения
- механизм несмешивающегося вытеснения

Механизм смешивающегося вытеснения предполагает полную взаимную растворимость нефти и газа, при которой будут отсутствовать силы поверхностного натяжения на границе между флюидами. Такой процесс происходит в пласте при последовательном многоконтракном обмене компонентами между нефтью и газом.

Как правило смешивающееся вытеснение нефти газом на глубоководных месторождениях легких нефтей, где можно поддерживать высокое пластовое давление, необходимое для достижения условий полной взаимной смешиваемости нефти и газа. [9]

Для пластовых условий залежей высоковязкой нефти, как правило, реализуется несмешивающееся вытеснение, основными механизмами повышения нефтеотдачи при этом являются: снижение вязкости при растворении диоксида углерода в пластовой нефти, увеличение нефти в объеме (разбухание), проявление режима растворенного газа, экстракция легких и средних компонентов нефти и переход их в легкую (углекислотную) фазу, а также снижение поверхностного натяжения на границе «пластовая нефть – CO₂» .

Существует несколько способов использования углекислого газа при закачке его в пласт с целью увеличения нефтеотдачи.

1. закачка в пласт карбонизированной воды (вода, насыщенная углекислым газом);
2. закачка в пласт непосредственно CO₂ в газообразном или жидком состоянии;
3. закачка в пласт углекислого газа в сверхкритическом состоянии.

Закачанная в пласт вода, насыщенная двуокисью углерода, представляет из себя оторочку вытесняющего пластовые флюиды агента. Данный метод является более эффективным, по сравнению с методом заводнения пласта, благодаря способности углекислого газа увеличивать вязкость воды при растворении в ней.

CGI (Continuous Gas Injection) – технология непрерывного нагнетания, диоксида углерода CO₂, иногда в смеси с азотом или углеводородным газом, закачивается в коллектор через нагнетательную скважину или группу нагнетательных скважин. Поскольку вязкость CO₂ в пластовых условиях намного ниже вязкости нефти и, следовательно, возможен прорыв CO₂ по более проницаемым участкам коллектора, особенно при больших скоростях закачки. Из-за чего охват вытеснением всего объема нефтеносного коллектора может оказаться неудовлетворительным из-за неоднородного и плохо предсказуемого профиля нагнетания [2].

WAG (Water Alternating Gas Injection) – водогазовая технология. При ее применении ниже вероятность образования языков в профиле нагнетания. Закачка диоксида углерода производится отдельными порциями, чередующимися попеременно с порциями воды. При такой технологии в промежутке между нагнетательной и эксплуатационной скважинами образуются чередующиеся оторочки воды, диоксида углерода и мобилизованной нефти, которые движутся в направлении эксплуатационной скважины [21]. На эффективность водогазовой технологии существенно влияет соотношение объемов порций воды и оксида углерода, водогазовое отношение (WAG ratio). Согласно теоретическим данным для рассматриваемого нами месторождения оптимальным отношением считается 1:1 [3].

В России технологии WAG и CGI широко не применялись, как и закачка в пласт углекислого газа в сверхкритическом состоянии, но были попытки применения карбонизированной воды. В промежутке от 1965 до 1991 годов было реализовано 5 экспериментов по интенсификации добычи нефти при помощи CO₂. Карбонизированная вода дала прирост КИН на всех пяти месторождениях, но несмотря на это технология была признана не выгодной, а эксперименты свернуты, главными причинами были прорывы газопроводов, коррозия оборудования и малое количество залежей CO₂ вблизи месторождений. В настоящее время проекты по закачке CO₂ не реализуются, не считая технологии Huff & Puff, суть которой в закачке углекислого газа непосредственно в добывающую скважину, но и она применялась ограниченно (в 2017 году компанией «Лукойл»).

Поскольку доставка углекислого газа – дорогой и сложный процесс, то можно использовать в качестве источника CO₂ который выделяется при сжигании попутного нефтяного газа. И тогда подходящим для реализации приведенных выше технологий будет такое месторождение нефти, на котором сжигается большое количество ПНГ и как следствие выбрасывается много CO₂. Таким и является месторождение, выбранное нами для моделирования закачки в его пласты углекислого газа с целью выяснить – увеличат ли данные методы воздействия КИН и выигрывают ли они по этому показателю у обычного заводнения.

Для расчётов было использовано программное обеспечение «T-Navigator», в котором был смоделирован процесс применения технологии закачки CO₂ на интересующем нас месторождении.

Месторождение обладает следующими характеристиками:

Таблица 1 - Характеристики моделируемого месторождения

Параметры	Значения
Глубина залегания	851 м
Пористость	0,3361
Проницаемость	656 мДарси
Пластовое давление	8,1 Мпа
Вязкость нефти	200 сПз

Так как пластового давления недостаточно для реализации смешивающегося режима закачки CO₂ характерен несмешивающийся режим, потенциал которого существенно ниже, но не является заведомо неэффективным. Отдельно моделируются процессы закачки воды, CGI и WAG с целью сравнения результатов, которые мы получим, применив каждый из данных методов.

Параметры моделирования, следующие:

- Контроль закачки по нагнетательной скважине
- Контроль по забойному давлению не превышающему 120Мпа
- При реализации WAG 4 месяца закачивается CO₂ и 4 месяца - вода

По результатам моделирования были получены следующие данные:

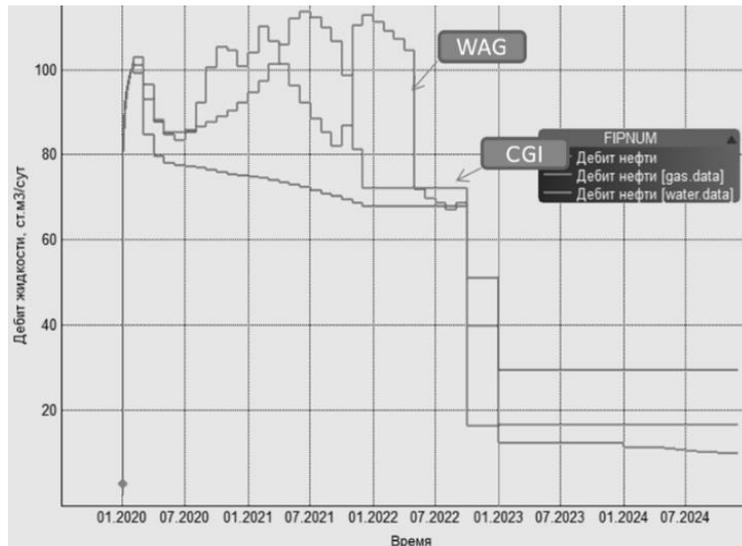


Рисунок 3 - Дебит нефти на моделируемом месторождении

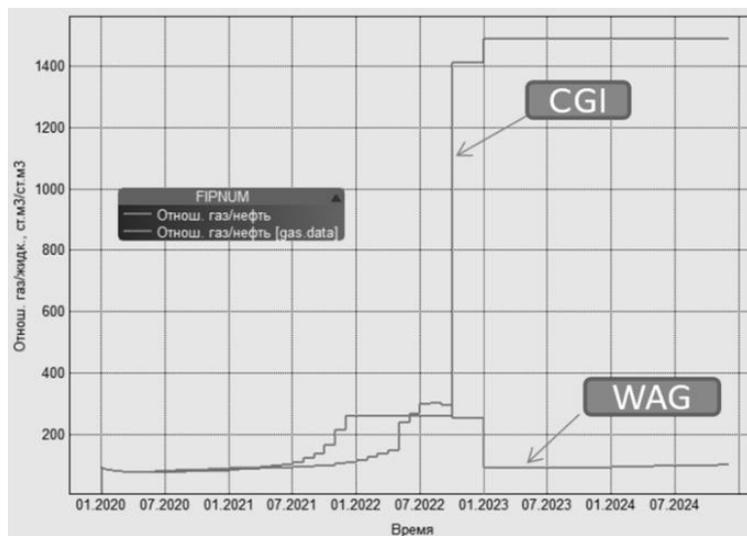


Рисунок 4 - Газовый фактор м³/м³

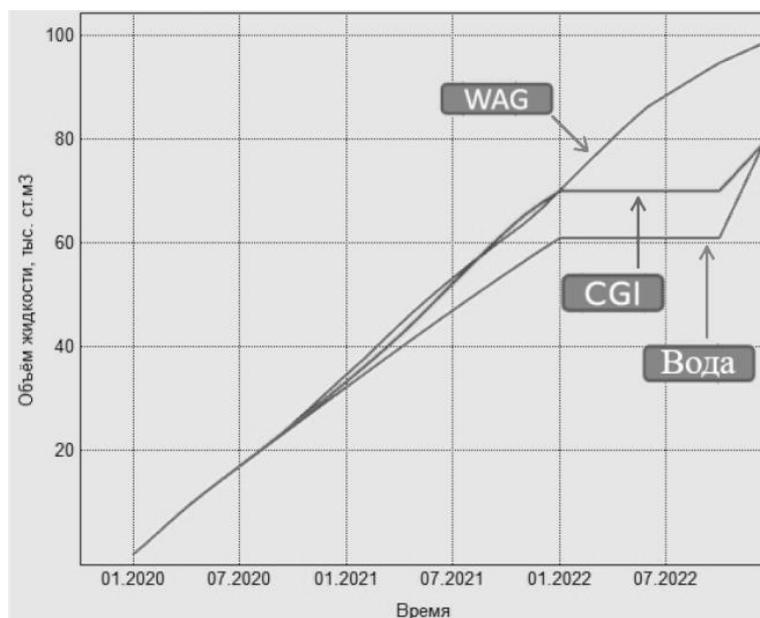


Рисунок 5 - Графики накопленной добычи нефти

Для более наглядного представления полученной информации была составлена следующая таблица:

Таблица 2 - Результаты исследования

Технология	КИН	Объём закачки агента	Удельная закачка CO ₂ на 1 м ³ добытой нефти	Обводненность
Закачка воды	62%	126 тыс. т. м ³		40%
CGI	80%	36 млн. ст. м ³	500 м ³	0
WAG	92%	18 млн. ст. м ³	200 м ³	16%

По данным в таблице можно сделать следующий вывод: самым эффективным будет метод WAG, во-первых, его удельная закачка CO₂ ниже, чем у метода CGI, во-вторых, его КИН выше, чем у CGI на 12% и выше, чем у простой закачки воды на 30%. Высокие приросты отчасти связаны с тем, что был рассмотрен идеальный случай, не учитывающий латеральную неоднородность пласта. Тем не менее, полученные результаты позволяют ожидать экономическую эффективность от применения данной технологии. Также в случае с данным месторождением возможно использовать углекислый газ, который можно улавливать на точках сжигания ПНГ.

Подводя итог, закачивание углекислого газа в нефтеносные пласты – не просто возможно, но и вполне может быть экономически выгодным мероприятием.

Библиографический список:

1. Climate Change. un.org [электронный ресурс]. URL: <https://www.un.org/en/sections/issues-depth/climate-change/index.html> (дата обращения 04.11.2020)
2. Melzer L. S. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EPR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery [электронный ресурс]. URL: http://neori.org/Melzer_CO2EOR_CCUS_Feb2012.pdf
3. Farias M. J., Watson R. B. Interaction of Nitrogen/CO₂ Mixtures with Crude Oil: Final Report, Penn State University. 2007 [электронный ресурс]. URL: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/OilGas/Natural%20Gas/2005PSU.pdf> (дата обращения 20.11.2020)

УДК 622.276

Обобщение опыта подбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ

Милич Йована, Раупов И.Р.

ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Анализ имеющейся как отечественной, так и зарубежной научно-технической литературы не позволяет выявить универсальный подход к подбору скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ (ВИР).

В настоящее время существует множество методик по подбору скважин-кандидатов [1-5]: экспресс-анализ состояния фонда скважин, диагностика водопритоков графическим методом и методами нечеткой логики, скважинная диагностика водопритоков, построение функций ожидания «продуктивность-обводненность» и «запасы-обводненность», подбор на основе моделирования, подбор скважин-кандидатов по причинам обводненности, комплексный и поэтапный подход к решению проблемы подбора скважин-кандидатов для проведения ВИР. Каждая из вышеперечисленных методик отличается различными преимуществами и недостатками.

Экспресс анализ состояния фонда скважин – это детальный анализ, который заключается в оценке как качественных, так и количественных показателей разработки и эксплуатации скважин на месторождении, и на основании его подбираются скважины-кандидаты для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), в том числе и ВИР. Основной недостаток данного метода – это большие затраты временных и человеческих ресурсов на проведение такого анализа [2].

Диагностика водопритоков графическим методом заключается в корреляционном анализе показателей разработки, в т.ч. динамики обводненности, добычи и закачки флюидов. Для более подробного анализа к вышеперечисленным данным добавляется и информация об изменении водонефтяного фактора во времени. Такой способ позволяет выявить основные источники обводнения, но на его основании нельзя подбирать технологии ВИР [2].

Еще один метод для подбора скважин-кандидатов – это метод, основанный на применении теории нечетких множеств. Этот метод также способствует определению источника обводнения скважин, но зависит значительно от исходных данных [2]. Если говорить о вероятностном подходе [3], то стоит подчеркнуть его простоту и прозрачность, так как он позволяет сократить число ключевых показателей, оказывающих влияние на подбор за счет выявления универсальных статистически значимых зависимостей при проведении ВИР. При использовании регрессионных моделей результат прогнозирования успешности ВИР на определенной скважине-кандидате может быть получен быстрее, чем при применении других методов [3]. Основной недостаток в данном случае заключается в необходимости тщательного подбора исходных параметров при первичном моделировании регрессионной модели.

Широкое применение с целью определения источников обводнения скважины и подбора скважин-кандидатов для проведения ВИР получила скважинная диагностика водопритоков. Данная методика основана на том, что достоверные исходные данные об истории добычи позволяют диагностировать источник обводнения на основе графиков истории добычи по скважине [2]. На основе предлагаемой диагностики можно как подобрать скважину-кандидата для проведения ВИР, так и определить тип проблемы для подбора подходящего ее решения, а также определить профиль притока воды в скважину с целью правильного подбора технологии ВИР [1]. Например, на графике добычи нефти и воды во времени при увеличении наклона кривой добычи воды и уменьшении наклона кривой добычи нефти можно сделать вывод о том, что скважина является хорошим кандидатом для проведения ВИР. Если рассматривать кривые падения дебита, т.е. графики зависимостей дебитов нефти и воды от накопленной добычи нефти, то любое изменение угла наклона может быть индикатором поступления воды в скважину [1]. Необходимо подчеркнуть, что в таком случае падение дебита нефти может свидетельствовать не только о растущем обводнении скважины, но и о падении давления в результате понижения пластового давления, соответственно, в таком случае кроме кривых падения давления необходимо учитывать и другие промысловые данные об истории эксплуатации скважины.

Трендовый анализ или распределение успешности ВИР от функции ожидания «запасы-обводненность» представляет собой статистическую обработку успешности ВИР с привязкой к функции ожидания. Такой метод, как и другие статистические методы, обладает простотой и позволяет исключить варианты событий с высоким риском на стадии самого планирования ВИР. Также с помощью данного метода можно выявить статистические границы успешности проведения ВИР. Основные недостатки данного метода заключаются в необходимости качественного подбора исходных данных по ранее выполненным работам, а также следует выделить большую зависимость от точности первоначальных оценок запасов и корректности исходных данных для анализа [2].

Еще один из методов предполагает подбор скважин-кандидатов, исходя из имеющихся гидродинамических моделей. Данный метод ограничен количеством исходных данных, используемых при построении модели, а также их точности. Необходимо подчеркнуть, что моделирование требует больших затрат временных ресурсов и значительно замедляет процесс подбора скважин-кандидатов.

Функция ожидания «продуктивность-обводненность» учитывает как ранжирование скважин на основе ожидаемой экономической эффективности, так и потенциала скважины-кандидата по продуктивности после выполнения ВИР [2]. Основное преимущество данного метода заключается в работе с большим количеством исходных данных и учете экономической эффективности. Но, с другой стороны, необходимость создания надежной гидродинамической модели, использования усредненных значений фазовых проницаемостей, достоверность исходных технологических и геолого-физических параметров и построения карт являются основными недостатками данного метода.

Методика подбора скважин-кандидатов по причинам невязок заключается в обосновании подбора скважин-кандидатов по причинам обводнения [2]. В методику заложен алгоритм решения задачи определения необходимости проведения ВИР на фонде эксплуатационных скважин. Данная методика отличается детальным подходом к подбору скважин-кандидатов, из-за чего, в свою очередь, нуждается в больших затратах как временных, так и человеческих ресурсов. В таком анализе учитывается ряд факторов, оказывающих влияние на проведение ВИР, в том числе характеристика насыщенности флюидами продуктивного пласта, его литологическое строение, состояние разработки, степень выработанности запасов, данные о конструкции скважины и физико-химических свойствах флюидов [2]. Для более точного анализа необходимо обладать информацией о проведенных ранее работах на скважинах. Анализируя все вышеперечисленные данные, можно сделать выводы о принятии решения по предложению скважины для проведения ВИР.

В работе [4] описан алгоритм поэтапного подбора скважин-кандидатов для проведения ВИР. Выделены 3 основных этапа [4]: на первом выделяется потенциальная скважина-кандидат на основе данных по повышенной обводненности и потенциальной продуктивности, на втором определяются потенциальные источники обводнения с помощью графоаналитических, химико-аналитических и геофизических методов диагностики обводнения, и третий этап включает проектирование технологии ВИР на основе граничных условий применения и критериев эффективности.

Также обоснована методика с комплексным подходом проектирования ВИР [5]. Данный подход состоит из 4 этапов, в течение которых выделяются скважины с избыточной обводненностью, определяются ее причины, а также обосновывается и прогнозируется эффективность проведения ВИР на потенциальной скважине-кандидате [5]. Дифференцирование процесса подбора скважин-кандидатов позволяет повысить эффективность проведения ВИР, и в большой степени зависит от качества исходных данных.

В основе всех методик заложено 3 принципа: сопоставление показателей разработки, применение граничных условий применения ВИР на основе геолого-физических характеристик и изучение причин обводнения [2]. Каждая из методик отличается определенными преимуществами и недостатками и выбор одной из них зависит от ряда таких факторов, как количество и качество исходных данных, временные ограничения для подбора скважин-кандидатов. Отсутствие универсального алгоритма, большие неопределенности и риски при выборе одной из методик свидетельствуют о необходимости разработки более универсального и точного алгоритма для подбора скважин-кандидатов для проведения ВИР.

Библиографический список:

1. Бейли Б. Диагностика и ограничение водопритоков / Б. Бейли, М. Крабтри, Д. Тайри [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – С. 44-67.
2. Габдулов Р. Р. Обобщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ / Р. Р. Габдулов, В. И. Никишов, П.И. Сливка // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»» - 2009 - №4 – с.22-27 - Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177155/v04_2009.pdf
3. Галкин В. И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта / В. А. Галкин, А. Н. Колтырин // Записки Горного института – 2020 – т.246 – с.650-659 - DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7 - Режим доступа: <http://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/13516/14644>
4. Лапытов А. Р. Совершенствование методики выбора скважин для проведения водозащитных работ / А. Р. Латыпов, А. Н. Куликов, А. В. Корнилов, В. И. Никишов, В. А. Стрижнев // Нефтегазовое дело: Разработка нефтегазовых месторождений – 2009 – т.7, №2 – с.46-50 – Режим доступа: http://ngdelo.ru/files/old_ngdelo/2009/2/ngdelo-2-2009-p46-50.pdf
5. Якубов Р. Н. Методические аспекты повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ / Р. Н. Якубов, В. А. Стрижнев, Л. Е. Ленченкова, А. Г. Телин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – 2020 – т.4 №126 – с.50-59 – Режим доступа: <http://ntj-oil.ru/files/ntj/2020/4/ntj-4-2020-p50-59.pdf>

УДК 550.832

Анализ снижения фактических затрат на проведение геофизических исследований скважин

Лешкович Н.М.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

На газовых месторождениях нередко происходит образование техногенных залежей в вышележащих пористых и водонасыщенных пластах-коллекторах из-за утечки газа через трещины в цементном камне и другие дефекты крепи скважин. Особенно подвержены этому явлению подземные хранилища газа, в которых цементный камень растрескивается и отслаивается от обсадной колонны, т.к. крепь скважин работает при знакопеременных нагрузках при закачке и отборе газа. Поэтому повторное цементирование и другие ремонтно-изоляционные работы дают, как правило, временный эффект, а проблема ликвидации перетоков флюидов (по зазорам между эксплуатационными колоннами и цементным камнем, а также по трещинам в нём) оказывается нерешённой [4].

Известен способ снижения техногенного воздействия на окружающую среду при эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа, заключающийся в строительстве неглубоких разгрузочных (дегазационных) вертикальных скважин в околоскважинной зоне эксплуатационных скважин, имеющих дефекты крепи. При этом дегазационные скважины ограничивают распространение газа по площади месторождений и подземных хранилищ газа.

Недостатками указанного способа являются:

- низкая эффективность природоохранных мероприятий;
- необходимость строительства большого количества обособленных дегазационных скважин с выпуском газа в атмосферу;
- большие потери газа (до 300 млн. м³ и более);
- большая стоимость строительства дегазационных скважин, соединённых между собой сетью соединительных трубопроводов;
- ограничение доступа к устью эксплуатационных скважин из-за невозможности подъезда агрегатов и другой обслуживающей техники.

На практике применяется и разновидность указанного способа снижения техногенного воздействия на окружающую среду при эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа, заключающаяся в строительстве наклонных разгрузочных скважин, направленных к околоскважинной зоне эксплуатационных скважин, имеющих дефекты крепи. При этом может быть обеспечен подъезд агрегатов и другой обслуживающей техники к устью эксплуатационных скважин, однако остаются такие недостатки, как:

- необходимость строительства большого количества обособленных дегазационных скважин с выпуском газа в атмосферу;
- большие потери газа;
- большая стоимость строительства дегазационных скважин, соединённых между собой сетью соединительных трубопроводов;
- низкая эффективность природоохранных мероприятий.

Поэтому проблема снижения техногенного воздействия на окружающую среду при эксплуатации газовых месторождений и ПХГ актуальна в России и за рубежом [1-3].

Большой интерес представляет новый способ снижения техногенной нагрузки на природную среду при разработке нефтегазовых месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа (патент № 2386014 Способ снижения антропогенного воздействия на окружающую среду при эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа (авторы Баканов Ю.И., Гераськин В.Г., Жвачкин С.А., Климов В.В. и др.). Дата подачи заявки: 30.11.2007. Дата публикации патента: 10.04.2010. Патентообладатель: ООО «Кубаньгазпром»), который заключается в том, что разгрузочные скважины выполняют в виде наклонно-горизонтальных U-об-разных скважин, имеющих выход на поверхность земли и расположенных на месторождении или ПХГ в виде

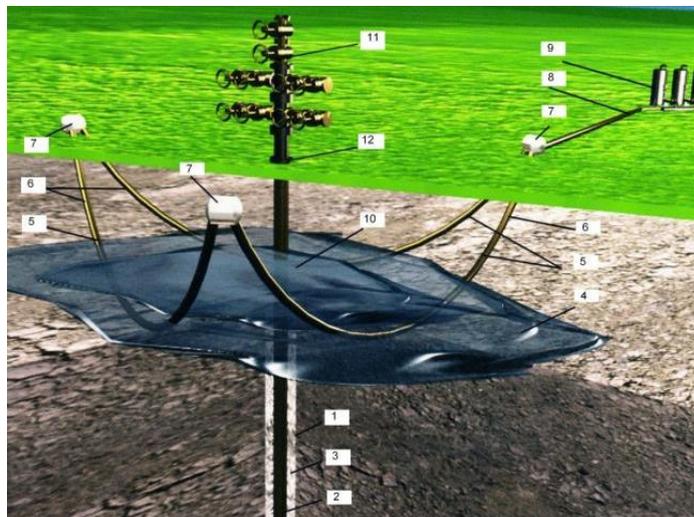
многоугольника с числом вершин не менее трёх, горизонтальные части которых расположены на глубинах, превышающих глубины залегания верхних проницаемых пластов-коллекторов, причём U-образные скважины обсажены колоннами перфорированных в их горизонтальных частях труб и соединены в замкнутую систему, работающую на общий газосборный пункт.

На рисунке 1 представлена схема расположения наземного и подземного оборудования.

На рисунке 2 показан схематический разрез скважины, а на рисунке 3 представлена схема расположения скважин в плане □5□.

Способ снижения техногенной нагрузки на природную среду при разработке нефтегазовых месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа реализуют следующим образом. После обнаружения утечек газа и определения мест его выхода (грифонов) на поверхность земли в прискважинной зоне скважины 1 (с дефектами в цементном камне) проводят геохимическую съёмку и определяют направление распространения газового языка 4.

Далее производят проводку трёх (и более) U-образных скважин 5 методом наклонно-направленного бурения, таким образом, чтобы горизонтальная проекция продольной оси одной из скважин была перпендикулярна направлению распространения газового языка 4 или пересекала его. Другие разгрузочные U-образные скважины 5 располагают на местности в виде многоугольника с числом вершин не менее трёх.



- 1 – скважина с дефектами (трещинами или каналами) в цементном камне;
 2 – эксплуатационная колонна; 3 – цементный состав; 4 – скопления газа, образовавшиеся из-за дефектов в цементном камне; 5 – U-образные скважины;
 6 – обсадные колонны, перфорированные в горизонтальной части вдоль оси труб;
 7 – соединения обсадных колонн; 8 – трубопровод к газосборному пункту;
 9 – газосборный пункт; 10 – локализованная зона газовых скоплений;
 11 – фонтанная арматура; 12 – колонная головка

Рисунок 2 – Схема расположения наземного и подземного оборудования скважины

Скважины 5 обсаживают с помощью обсадных колонн 6, перфорированных в их горизонтальных частях, и соединяют между собой с помощью соединений обсадных колонн 7 в замкнутую систему, работающую с помощью трубопровода 8 на газосборный пункт.

Так как U-образные скважины 5 обсажены колоннами перфорированных труб 6 и соединены между собой с помощью соединений обсадных колонн 7 на земной поверхности, давление газа внутри всех обсадных колонн 6 уравнивается, что приводит к «рассасыванию» газового языка 4 и образованию локализованной зоны 9, оконтуренной U-образными скважинами 5.

Таким образом, оказывается возможным □6□:

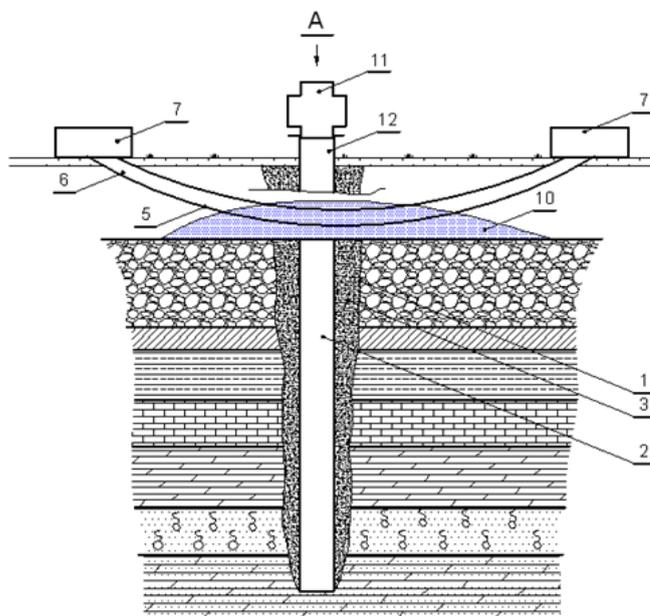
- предупредить миграцию газа по площади месторождения или подземного хранилища газа путём оконтуривания одной или нескольких скважин, имеющих дефекты крепи, и снизить потери газа;
- исключить распространение газа в потенциально опасных направлениях (в направлении водоёмов, населённых пунктов и т.п. объектов);

- повысить эффективность природоохранных мероприятий и снизить техногенное воздействие на окружающую среду.

При этом также:

- отпадает необходимость строительства большого количества разгрузочных скважин и снижается стоимость их строительства (в том числе и за счёт резкого уменьшения длины соединительных трубопроводов);

- обеспечивается доступ к устью эксплуатационных скважин агрегатов и другой обслуживающей техники.



- 1 – скважина с дефектами (трещинами или каналами) в цементном камне;
 2 – эксплуатационная колонна; 3 – цементный камень; 5 – U-образные скважины;
 6 – обсадные колонны, перфорированные в горизонтальной части вдоль оси труб;
 7 – соединения обсадных колонн; 8 – трубопровод к газосборному пункту; 10 – локализованная зона газовых скоплений; 11 – фонтанная арматура; 12 – колонная головка

Рисунок 3 – Схематический разрез скважины

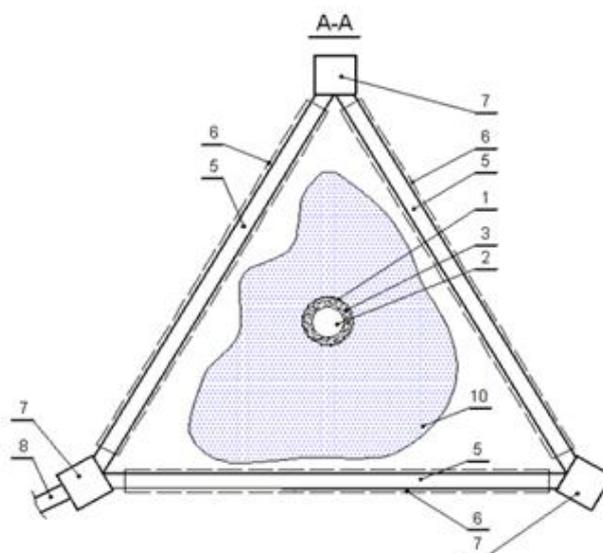


Рисунок 4 – Схема расположения U-образных скважин в плане

Следует отметить, что строительство U-образных скважин несложно и может быть осуществлено методом наклонно-направленного бурения при помощи буровых установок, обычно применяемых при строительстве переходов для прокладки магистральных газопроводов под водными и иными естественными преградами.

Новый способ снижения техногенного воздействия на окружающую среду при эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа принят руководством одного из подземных хранилищ газа, находящегося в Краснодарском крае, к рассмотрению и дальнейшему использованию [7].

Проблема обнаружения негерметичных муфтовых соединений, сквозных «проржавлений» и повреждений обсадных колонн геофизическими методами в газовых скважинах и нефтяных скважинах на месторождениях с большим газовым фактором является одной из самых острых в настоящее время [8].

Известно, что при малых утечках (по газу) применение традиционных методов геофизических исследований и существующих технических средств не даёт результата.

Особое внимание следует уделить методу термометрии и термометрам нового поколения типа ВМСТ-1 (патент № 2193169 Устройство для дистанционного измерения температуры (авторы Браташ И.В., Будников В.Ф., Климов В.В. и др.). Дата подачи заявки: 27.06.2000. Дата публикации патента: 20.11.2002. Патентообладатель: ООО «Кубаньгазпром»), обладающих высокой чувствительностью и малой тепловой инерцией, позволяющие повысить точность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счёт устранения эффекта «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

В соответствии с действующими руководящими документами (РД 39-1-1190-84 «Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин» и РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах») негерметичные муфтовые соединения, сквозные «проржавления» и другие повреждения обсадных колонн обнаруживают с помощью скважинных термометров, расходомеров, локаторов муфт, трубных профиломеров ПТС-4 и ПТС-100, индукционных дефектоскопов ДСИ-1, магнито-импульсных дефектоскопов-толщиномеров МИД-К, а также акустических телевизоров типа САТ и спектральных шумомеров.

В таблицах 1 и 2 приведены расчёты снижения фактических затрат на проведение геофизических исследований скважин глубиной 1000 метров, выполненные согласно «Сборника единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (Москва, 2000) и экономического эффекта от применения ВМСТ-1 по сравнению с традиционными технологиями ГИС [9].

Таблица 1 – Базовая стоимость проведения ГИС по стандартной технологии

№№ n/n	Наименование работ (операций)	Единицы измерения, м	Стоимость, руб.	Итоговая стоимость на 1000 м, руб.
1	Определение герметичности эксплуатационной колонны (ОГК) термометром 1:200	100 м	63,36	633,6
2	Вспомогательные работы при ОГК	операция	656,93	6569,3
3	Вспомогательные работы при термометрии высокочувствительным термометром	операция	788,74	7887,4
4	Шумометрия скважины 1:200	100 м	308,94	3089,4
5	Вспомогательные работы при шумометрии	операция	367,11	3671,1
6	Дефектоскопия колонны 1:200	100 м	563,26	5632,6
7	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	операция	979,45	9794,5
8	Профилометрия трубная 1:200	100 м	77,65	776,5
9	Вспомогательные работы при трубной профилометрии	операция	1486,00	14860
Итого:				52944,4

Таблица 2 – Базовая стоимость на проведение ГИС по новой технологии с применением термометров ВМСТ-1

№№ п/п	Наименование работ (операций)	Единицы измерения, м	Стоимость, руб.	Итоговая стоимость на 1000 м, руб.
1	Локация муфт (дефектоскопия)	100 м	563,26	5632,6
2	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	операция	979,45	9794,5
3	Термометрия высокочувствительным малоинерционным термометром	100 м	419,43	4194,3
Итого:				19621,4

Анализируя таблицы 1 и 2, можно сделать вывод, что экономическая выгода от применения термометрии высокочувствительным термометром ВМСТ-1 существенна и по отношению к базовому комплексу, – стоимость проведения работ с ВМСТ-1 меньше почти в 3,69 раз.

Другими эффектообразующими факторами, помимо вышеуказанного, являются:

- 1) снижение времени на проведение геофизических исследований;
- 2) снижение времени простоя скважин в капитальном ремонте;
- 3) снижение бригадо-часов капремонта;
- 4) раннее введение скважин в эксплуатацию и получение прибыли от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

Проанализируем пункт 3 других эффектообразующих факторов. Выполним следующие расчёты:

- стоимость 1 станко-часа работы бригады капремонта скважин в 1 квартале 2020 года – 5374,71 руб./1 ст. час;
- глубины исследуемых скважин – $h = 0-1000$ м;
- допустимые значения скорости каротажа v (скорости движения скважинных термометров) при проведении геотермических исследований для различных значений их тепловой инерции τ приведены в таблице 3;
- технические характеристики термометров, имеющих на вооружении геофизических предприятий;
- тепловая инерция скважинного термометра ВМСТ-1 $\tau = 0,5$ сек;
- допустимые значения скорости каротажа v при проведении геотермических исследований для различных значений тепловой инерции скважинных термометров τ .

Таблица 3 – Допустимые значения скорости каротажа v (скорости движения скважинных термометров) при проведении геотермических исследований для различных значений их тепловой инерции τ

τ , с	$\leq 0,5$	0,5-1,0	2,0-4,0	$> 4,0$
v , м/ч	1000	800	400	300

Из таблицы 3 следует, что при проведении капитальных ремонтов скважин затраты времени, необходимые для производства геофизических исследований с помощью серийных термометров, имеющих на вооружении геофизических предприятий, T_1 при $h = 1000$ м и $\tau = 2$ сек:

$$T_1 = \frac{1000}{400} = 2,5 \text{ часа.}$$

Затраты времени, необходимые для производства геофизических исследований с помощью термометра ВМСТ-1, T_2 при $h = 1000$ м и $\tau = 0,5$ сек:

$$T_2 = \frac{1000}{800} = 1,25 \text{ часа.}$$

Экономия времени простоя скважины в капремонте T_3 при $h = 1000$ м:

$$T_3 = T_2 - T_1 = 2,25 - 1,25 = 1 \text{ час.}$$

Снижение затрат по статье «Капитальный ремонт скважин» за счёт сокращения вахто-часов, рассчитанное по фактическим показателям работы бригады КРС, Э₁ на одну скважину составляет:

$$Э_1 = 5374,71 \text{ руб./1 ст. час} \cdot 1,0 = 5374,71 \text{ руб.}$$

Таким образом, новая концепция термометрии с применением высокочувствительных и малоинерционных термометров является не только актуальной, но и экономически обоснованной.

Выводы

Анализ стандартного комплекса ГИС и инновационного с применением ВМСТ-1 позволяет сделать следующие выводы:

1. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 может эффективно применяться при обнаружении малых утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн по новой технологии.

2. Стоимость проведения работ с ВМСТ-1 меньше по отношению к базовому комплексу почти в 11 раз.

3. Применение термометра ВМСТ-1 даёт следующие преимущества:

- кратное снижение времени на проведение геофизических исследований;
- снижение времени простоя скважин в капитальном ремонте;
- снижение бригадо-часов капремонта;
- раннее введение скважин в эксплуатацию и получение прибыли от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

Библиографический список:

1. Варламов П.С. [и др.] Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин. – Уфа: Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
2. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
3. Попов В.В. [и др.] Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
4. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Концепция геолого-геофизического контроля технического состояния обсадных колонн и зацементированного заколонного пространства в скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 2. – С. 15-21.
5. Климов В.В. [и др.] Новый способ обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 101-108.
6. Климов В.В., Лешкович Н.М. Перспективы внедрения инновационных разработок в области ГИС при капремонте скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7 (224). – С. 30-33.
7. Лешкович Н.М. Совершенствование технологии определения мест негерметичности обсадных колонн на примере Анастасиевско-Троицкого месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 194-220.
8. Лешкович Н.М., Арнбрехт А.Э., Викулов Г.Е. Воздействие нефтегазового комплекса на окружающую среду // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 138-141.
9. Шальская С.В., Лешкович Н.М. Оценка эффективности комплекса геофизических исследований скважин при решении нефтепромысловых задач на Кущёвской ПХГ // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 98-119.

УДК 622.279.8 + 621.924.06

Расчёт экономической эффективности внедрения многозадачной системы контроля и управления автоматизации SERIES-4 на газоперекачивающий агрегат на Уренгойском газоконденсатном месторождении

Кусов Г.В.¹, Шаблий И.И.², Шутов Д.В.³

1 – ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»

2 – ООО «РН - Морской терминал Туапсе»

3 – ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ»

Современные газодобывающие предприятия представляют собой сложные комплексы технологических объектов, рассредоточенных на больших площадях, размеры которых достигают десятков и сотен квадратных километров. Технологические объекты (скважины, групповые измерительные установки, сепарационные установки, сборные пункты, установки комплексной подготовки газа, резервуарные парки) связаны между собой через продуктивный пласт и поток продукции, циркулирующей по технологическим коммуникациям. Добыча газа производится круглосуточно, по этому для нормального функционирования газодобывающего предприятия необходимо обеспечить надежную работу автоматизированного оборудования, дистанционный контроль за работой технологических объектов и их состоянием.

Одним из основных звеньев в системе транспорта газа является дожимная компрессорная станция (ДКС), которая обеспечивает необходимое давление газа перед технологическими цехами осушки установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и межпромысловый транспорт газа с необходимым давлением к головным компрессорным станциям магистральных газопроводов. Основная функция ДКС – компримирование газа с целью увеличения производительности магистрального трубопровода.

Газоперекачивающий агрегат является по своей сути компрессором, приводимым в движение газовой турбиной. Компрессор как объект автоматического управления относится к классу потенциально опасных объектов, который характеризуется четко выраженными нелинейными рабочими характеристиками и лавинообразным нарастанием аварийных процессов. Наличие аварийных режимов для этого класса объектов заложено в самом принципе работы. Отличительными особенностями потенциально опасных объектов являются тяжёлые, порой катастрофические, последствия аварий и физическая неспособность обслуживающего персонала своевременно среагировать и предотвратить аварию.

Главным аварийным режимом для центробежных компрессоров является помпаж, при котором скачкообразное изменение параметров происходит за сотые доли секунды, что находится на границе разрешающей способности обычной контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры. Таким образом, компрессор работает в достаточно узкой области допустимых параметров.

Газовая турбина, приводящая в движение компрессор, является ярко выраженным интегрирующим объектом, который всегда стремится к неограниченному наращиванию скорости вращения. Компрессор служит тормозом для турбины, который удерживает турбину от достижения аварийных скоростей вращения. В то же время производительность компрессора регулируется за счет изменения скорости вращения силовой турбины.

Внедрение системы контроля и управления Series-4 очень актуально, так как газоперекачивающий агрегат является сложным технологическим объектом и постоянно нуждается в мониторинге и регулировании технологических параметров объекта.

Методика расчёта экономической эффективности инвестиций

Инвестиции – средства (денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе и имущественные права, имеющие денежную оценку), вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности с целью получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта.

Различаются:

- капиталобразующие инвестиции, обеспечивающие создание и воспроизводство фондов; состоят из капитальных вложений, оборотного капитала, а также иных средств, необходимых для проекта;

- портфельные инвестиции – помещение средств в финансовые активы.

Капитальные вложения – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательные работы и другие затраты.

Анализ эффективности инвестиционного проекта основывается на моделировании денежных потоков, складывающихся в течение всего срока жизни проекта.

Проект – комплекс действий (работ, услуг, приобретений, управленческих операций и решений), направленных на достижение сформулированной цели.

Инвестиционный проект – обоснование экономической целесообразности, объёма и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая проектно-сметная документация. Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Необходимо различать понятия: экономическая эффективность и экономический эффект. Под экономическим эффектом в общем случае понимается величина экономии затрат в рублях в результате осуществления какого-либо мероприятия или их совокупности. В традиционных технико-экономических расчётах чаще всего используется величина годового экономического эффекта, т.е. экономии средств за год. Под экономической эффективностью понимается относительная величина, получаемая в результате сопоставления экономического эффекта с затратами, вызвавшими этот эффект. Причём это может быть простое отношение эффекта к соответствующим затратам и более сложные отношения.

Денежный поток (поток реальных денег) складывается из всех притоков и оттоков денежных средств в некоторый момент времени (или на некотором шаге расчёта).

Приток денежных средств равен величине денежных поступлений (результатов в стоимостном выражении) на соответствующем шаге. Отток равен платежам (затратам) на этом шаге.

Срок жизни проекта (расчётный период) должен охватывать весь жизненный цикл разработки и реализации проекта вплоть до его прекращения. Срок жизни проекта включает в себя следующие основные стадии (этапы): инвестиционную, эксплуатационную, ликвидационную.

Для оценки эффективности инвестиционных проектов применяется метод дисконтированной оценки, который базируется на учёте временного фактора. Данный метод учитывает временной фактор с позиции стоимости денег в будущем. Данный метод учитывает временной фактор с позиции стоимости денег в будущем. В соответствии с методическими рекомендациями оценка эффективности инвестиционных проектов предусматривает расчёт следующих показателей:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности инвестиций (ИД);
- внутренняя норма доходности (ВНД);
- срок окупаемости инвестиций (СО).

Расчётный период разбивается на шаги, в пределах которых производится агрегирование данных, используемых для оценки финансовых показателей. Шаги расчёта определяются их номерами (0, 1, ...). Время в расчётном периоде измеряется в годах или долях года и отсчитывается от фиксированного момента, принимаемого за базовый (обычно в качестве базового принимается момент начала или конца нулевого шага).

Норма дисконта (приведения) отражает возможную стоимость капитала, соответствующую возможной прибыли инвестора, которую он мог бы получить на ту же сумму капитала, вкладывая его в другом месте, при допущении, что финансовые риски одинаковы для обоих вариантов инвестирования. Другими словами, норма дисконта должна являться минимальной нормой прибыли, ниже которой предприниматель счёл бы инвестиции невыгодными для себя.

Для инвестиционного проекта в качестве нормы дисконта иногда используется ставка процента по долгосрочным ссудам на рынке капитала или ставка процента, которая уплачивается получателем ссуды.

Если рассчитанный ЧДД положителен, то прибыльность инвестиций выше нормы дисконта и проект следует принять. Если ЧДД равен нулю, то прибыльность равна норме дисконта. Если

ЧДД меньше нуля, то прибыльность инвестиций ниже нормы дисконта и от этого проекта следует отказаться. При сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением ЧДД.

Важнейшим показателем эффективности инвестиционного проекта является чистый денежный доход (другие названия ЧДД – интегральный экономический эффект, чистая текущая приведенная стоимость, чистая текущая стоимость, Net Present Value, NPV) – накопленный дисконтированный эффект за расчётный период. ЧДД рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (\Pi_t + A_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} - \sum_{t=0}^T K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (1)$$

где Π_t – чистая прибыль, полученная в t -ом году от реализации инвестиционного проекта; A_t – амортизационные отчисления в t -ом году; K_t – инвестиции, необходимые для реализации проекта в t -ом году; E – норма дисконта (является экзогенно задаваемым основным экономическим нормативом)

– это коэффициент доходности инвестиций; $\frac{1}{(1+E)^t}$ – коэффициент дисконтирования в t -ом году,

позволяет привести величины затрат и прибыли на момент сравнения t .

Если ЧДД > 0, проект следует принимать;

ЧДД = 0, проект ни прибыльный, ни убыточный;

ЧДД < 0, проект убыточный и его следует отвергнуть.

Метод чистого дисконтированного дохода не дает ответа на все вопросы, связанные с экономической эффективностью капиталовложений. Этот метод даёт ответ лишь на вопрос, способствует ли анализируемый вариант инвестирования росту ценности фирмы или богатства инвестора вообще, но никак не говорит об относительной мере такого роста. А эта мера всегда имеет большое значение для любого инвестора. Для восполнения такого пробела используется иной показатель – метод расчёта рентабельности инвестиций.

Индекс доходности дисконтированных инвестиций (другие названия – ИД, рентабельность инвестиций, Profitability Index, PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. ИД равен увеличенному на единицу отношению ЧДД к накопленному дисконтированному объёму инвестиций.

Формула для определения ИД имеет следующий вид:

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{(\Pi_t + A_t)}{(1+E)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E)^t}} + 1. \quad (2)$$

Если ИД > 1 – проект эффективен;

ИД < 1 – проект неэффективен.

В отличие от ЧДД индекс доходности является относительным показателем, что позволяет осуществлять выбор одного проекта из ряда альтернативных, имеющих приблизительно одинаковое значение ЧДД.

Внутренняя норма доходности (другие названия – ВНД, внутренняя норма дисконта, внутренняя норма прибыли, внутренний коэффициент эффективности, Internal Rate of Return, IRR). Внутренней нормой доходности называется такое положительное число $E_вн$, что при норме дисконта $E = E_вн$ ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших значениях E – отрицательна, при всех меньших значениях E – положительна. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНД не существует.

ВНД определяется из равенства:

$$\sum_{t=0}^T \frac{(\Pi_t + A_t)}{(1+E_{вн})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E_{вн})^t}. \quad (3)$$

Величина ВНД, найденная из этого равенства, сравнивается с заданной инвестором величиной дохода на капитал E_n . Если $E_{вн} \geq E_n$ – проект эффективен. Смысл расчёта этого коэффициента при анализе эффективности планируемых инвестиций заключается в следующем: ВНД показывает максимально допустимый относительный уровень расходов при реализации проекта. Например, если проект полностью финансируется за счёт ссуды коммерческого банка, то значение ВНД показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным.

На практике любое предприятие финансирует свою деятельность, в том числе и инвестиционную, из различных источников.

За пользование авансированными финансовыми ресурсами предприятия уплачивают проценты, дивиденды, вознаграждения и т.п., т.е. несут определённые обоснованные расходы на поддержание своего экономического потенциала. Показатель, характеризующий относительный уровень этих расходов, называют «ценой» авансированного капитала (СС). Этот показатель характеризует минимум возврата на вложенный в деятельность предприятия капитал, его рентабельность.

Для инвестиций справедливо утверждение о том, что чем выше норма дисконта E , тем меньше величина интегрального эффекта.

ВНД – это та величина нормы дисконта E , при которой кривая изменения ЧДД пересекает горизонтальную ось, т.е. ЧДД оказывается равным нулю.

Экономический смысл этого показателя заключается в следующем:

- если $ВНД > СС$, то проект следует принять;
- если $ВНД < СС$, то проект следует отклонить;
- если $ВНД = СС$, то проект ни прибыльный, ни убыточный.

Точный расчёт ВНД возможен только на компьютере или калькуляторе с встроенной функцией для расчёта.

Если при решении равенства (3) функция ВНД имеет несколько корней, то данный критерий неприменим.

Сроком окупаемости инвестиций с учётом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования.

Начальный момент указывается в задании на проектирование (обычно это начало операционной деятельности). Момент окупаемости – это тот наиболее ранний момент, когда поступления от производственной деятельности предприятия начинают покрывать затраты на инвестиции.

Алгоритм расчёта срока окупаемости $T_{ок}$ зависит от равномерности распределения прогнозируемых доходов от инвестиций. Если доход распределён по годам равномерно, то срок окупаемости рассчитывается делением единовременных затрат на величину годового дохода, обусловленного ими.

Если доход по годам распределён неравномерно, то срок окупаемости рассчитывается прямым подсчётом числа лет, в течение которых инвестиции будут погашены кумулятивным доходом.

Помимо рассмотренных выше показателей эффективности инвестиционных проектов в Методических рекомендациях предусмотрено применение нижеследующих показателей: чистый доход; потребность в дополнительном финансировании; индексы доходности затрат и инвестиций.

Расчёт экономической эффективности проекта

Основными факторами, обеспечивающими экономический эффект при внедрении новой техники, являются:

- экономия затрат на проведение ремонтов двигателей ГПА, выходящих в ремонт из-за возникновения помпажа;
- дополнительная подача газа в газопровод в результате исключения остановов и простоев ГПА по причине помпажа;
- экономия газа на запуск и останов;
- работа компрессорной станции в любых режимах работы.

Цель расчёта – определить экономическую эффективность внедрения системы контроля и управления Series-4 на газоперекачивающем агрегате дожимной компрессорной станции

ООО «Газпром добыча Уренгой».

Исходные данные для расчёта приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчёта

Наименование показателей	До внедрения	После внедрения
Время простоя ГПА ДКС, ч	21,00	–
Не добытый газ за период простоя ГПА, тыс. м ³	5960,00	–
Количество остановов ГПА, шт.	5,00	–
Потери газа на пуски и остановки ГПА, тыс. м ³	35,40	–
Затраты на мероприятия, тыс. руб.:	–	1181,082
В том числе:		
Затраты на материалы и оборудование	–	3,200
затраты на монтаж	–	1,630
Стоимость капремонта газотурбинного двигателя, тыс. руб.	1439,200	–
Себестоимость газа за 2019 год, тыс. руб. за тыс. м ³	–	0,049
Цена газа за 2019 год, тыс. руб. за тыс. м ³	–	0,150

Стоимость внедряемой системы автоматизации определяется по каталогу от 01.01.2020 года (таблица 2).

Таблица 2 – Стоимость внедряемой системы автоматизации

Наименование оборудования	Тип	Стоимость, тыс. руб.	Количество, шт.	Сумма, тыс. руб.
Регулятор процесса	Series 4	46,000	2	92,000
Регулятор холодного перепуска	Series 4	46,000	1	46,000
Регулятор нагрузки	Series 4	46,000	3	138,000
Регулятор скорости	Series 4	46,000	3	138,000
Регулятор антипомпажный	Series 4	46,000	3	138,000
Преобразователь давления	STG97LEIG	9,200	8	73,600
Переключатель резерва	EHS-CCC	9,200	1	9,200
Преобразователь перепада давления	STD924EIH	8,740	4	34,960
Преобразователь температуры	AGMHPM4002-17	9,200	10	92,000
Клапан с шаговым приводом	Mokveld TCP-1187	2,300	3	6,900
Термометр сопротивления	STG94LEIG	0,920	10	9,200
Преобразователь давления	728outputs	0,920	3	2,760
Барьеры искробезопасности	728outputs	1,610	3	4,830
Итого, тыс. руб.				785,450

Накладные расходы по монтажу принимаем равным КНР = 70 % к основной заработной плате рабочих, участвующих в монтаже. Монтаж ведут 4 слесаря пятого разряда в течение четырёх дней и один сварщик тоже пятого разряда, продолжительность рабочего дня 8 часов. Часовая тарифная ставка слесаря пятого разряда 0,150 тыс. руб. Рассчитывается сумма капитальных затрат, расчёт текущих издержек и сумма всех текущих издержек.

Результаты расчёта приведены в таблицах 3 и 4, изменение денежных потоков наличности показано на рисунке 2 и определение внутренней нормы доходности – на рисунке 3. Ставка дисконта 13 %. Величина расчётного периода – 10 лет.

Таблица 3 – Расчёт налога на имущество, тыс. руб.

Показатель	Год									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стоимость основных фондов на начало года	785,45	706,91	628,36	549,82	471,27	392,73	314,18	235,64	157,09	78,55
Амортизационные отчисления	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55
Стоимость основных фондов на конец года	706,91	628,36	549,82	471,27	392,73	314,18	235,64	157,09	78,55	0,00
Среднегодовая стоимость основных фондов	746,18	667,63	589,09	510,54	432,00	353,45	274,91	196,36	117,82	39,27
Налог на имущество	14,92	13,35	11,78	10,21	8,64	7,07	5,50	3,93	2,36	0,79

Таблица 4 – Расчёт эффективности проекта

Показатель	Год										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Капитальные вложения, тыс. руб.	785,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выгоды, тыс. руб.	-	2913,0	2913,0	2913,0	2913,0	2913,0	2913,0	2913,0	2913,0	2913,0	2913,0
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	-	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5
в т.ч. амортизация, тыс. руб.	-	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55	78,55
Налог на имущество, тыс. руб.	-	14,92	13,35	11,78	10,21	8,64	7,07	5,50	3,93	2,36	0,79
Валовая прибыль, тыс. руб.	-	2705,7	2707	2708,8	2710,4	2712,0	2713,5	2715,1	2716,7	2718,2	2719,8
Налог на прибыль, тыс. руб.	-	541,1	541,4	541,8	542,1	542,4	542,7	543,0	543,3	543,6	544,0
Чистый операционный доход, тыс. руб.	-	2243,1	2244	2245,6	2246,8	2248,1	2249,4	2250,6	2251,9	2253,1	2254,4
Сальдо денежного потока от операционной деятельности, тыс. руб.	-	2321,6	2322	2324,1	2325,4	2326,7	2327,9	2329,2	2330,4	2331,7	2332,9
Сальдо денежного потока от инвестиционной деятельности, тыс. руб.	-785,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сальдо двух потоков (чистые денежные поступления проекта), тыс. руб.	-785,5	2321,6	2322	2324,1	2325,4	2326,7	2327,9	2329,2	2330,4	2331,7	2332,9
Коэффициент дисконтирования	1,00	0,88	0,78	0,69	0,61	0,54	0,48	0,43	0,38	0,33	0,29
Чистые дисконтированные денежные поступления проекта, тыс. руб.	-785,5	2054,5	1819	1610,7	1426,2	1262,8	1118,1	990,0	876,6	776,2	687,3
Чистые дисконтированные денежные поступления проекта нарастающим итогом, тыс. руб.	-785,5	1269,1	3088	4699,0	6125,2	7388,0	8506,1	9496,2	10372	11149	11836,2

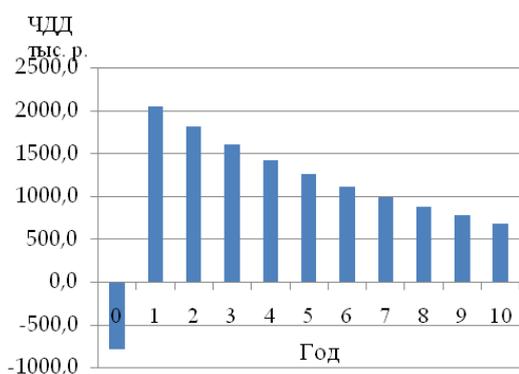


Рисунок 2 – Изменение денежных потоков наличности

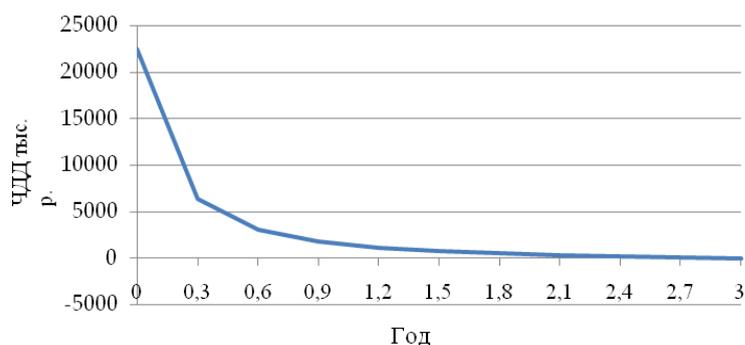


Рисунок 3 – Определение внутренней нормы доходности

Эффективность проекта указана в таблице 5.

Таблица 5 – Эффективность проекта

№№ п/п	Показатель	Значение
1	Инвестиции, тыс. руб.	785,45
2	Расчётный период, лет	10
3	Годовые выгоды, тыс. руб.	2913,0
4	Ставка дисконтирования, %	13
5	Чистый дисконтированный доход, тыс. руб.	11836,2
6	Индекс доходности, доли ед.	16,07
7	Внутренняя норма доходности, %	270
8	Срок окупаемости, лет	0,8

Как видно из расчётов, приобретение нового оборудования (системы автоматизации Series-4) для предприятия целесообразно, т.к. дисконтированный денежный поток по проекту положительный, внутренняя норма доходности выше цены капитала, индекс доходности больше 1. Данный проект является экономически эффективным.

Библиографический список:

1. Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей: сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / Под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь: ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21-29.
2. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179-197.
3. Кусов Г.В., Савенок О.В. Реконструкция Южно-Ягунского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 133-141.
4. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Исследование надёжности блочных автоматизированных технологических установок // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 1. – С. 47-50.
5. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Обоснование показателей надёжности и эффективности работы средств автоматизации систем сбора и подготовки газа // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 2 (70). – С. 55-62.
6. Кусов Г.В. Автоматизация газоперекачивающего агрегата дожимной компрессорной станции на Уренгойском газоконденсатном месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 93-121.

УДК [622.279+622.276]1/4.001.2

Прогнозирование показателей газоконденсатной характеристики при снижении пластового давления

Климанов В.М.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Исследование месторождений на газоконденсатность или ГКХ (газоконденсатная характеристика) проводится с целью определения параметров и показателей, являющихся исходными для подсчета запасов газа и конденсата, проектирования разработки и обустройства месторождений, переработки конденсата и контроля за разработкой.

Определение ГКХ проводится на составных рекомбинированных пробах, отобранных до начала разработки месторождения, на установках фазового равновесия для определения фазового поведения ГКС, определения давлений начала конденсации, кривой потерь и содержание конденсата в пластовом газе, коэффициента конденсатоотдачи.

В данной работе будет описан расчет содержания C5+ в пластовом газе при одноступенчатом разделении фаз и составлен прогноз изменения потерь и содержания конденсата в пластовом газе на газоконденсатной установке УГК – 3, а также определен конечный коэффициент извлечения конденсата.

Перед началом исследований на определение содержания и пластовых потерь УВ C5+ на УГК – 3, по составу газа сепарации, дегазации и дебутанизации рассчитаем начальное потенциальное содержание C5+ в этих газах. Пусть на промысле из сепаратора отобраны газы после сепарации и сырого конденсата состава, представленного в таблице 1.

Таблица 1 – Данные для расчёта компонентного состава сырого газа и пластового конденсата

Компонент	Газ сепарации, %	Газ дегазации, %	Газ дебутанизации, %
C1	84,77	60,23	0,00
C2	5,8	17,23	0,74
C3	1,87	11,42	29,38
i-C4	0,5	2,58	19,52
n-C4	0,6	4,45	39,21
i-C5	0,18	1,45	7,41
n-C5	0,17	1,27	3,27
C6+	5,02	0,56	0,47
N2	0,22	0,00	0,00
CO2	0,87	0,54	0,00

Расчет потенциального начального содержания конденсата в пластовом газе при одноступенчатой сепарации (из расчета на 1 м³ газа сепарации) проводится по следующей формуле:

$$П(C5+) = \frac{a * q * C5(гд) + б * q * C5(гдб) * M5(гдб)}{V * 100 * 24,055} + \frac{в * q * \rho(дбк)}{V} + \frac{10 * C5(гс)}{24,055}$$

- где
- а – количество газа, выделяемого из сырого конденсата при дегазации, л;
 - б – количество газа, выделяемого из сырого конденсата при дебутанизации, л;
 - в – содержание жидких УВ в дебутанизованном конденсате, см³;
 - q – количество выделяющегося сырого конденсата отсепарированного газа, см³/м³;
 - V – объём контейнера, в который отобран сырой конденсат, см³;
 - $\rho(дбк)$ – плотность дебутанизованного конденсата, г/см³;
 - C5 – соответственно содержание конденсата в газе дегазации, дебутанизации, сепарации, %.

В результате расчетов получили, что начальное содержание углеводородного конденсата равно 289,136 г/м³. В пересчете на 1 м³ «сухого» газа 312,918 г/м³.

Далее проводится исследование на УГК – 3. Бомба загружается пробой отсепарированного газа и моделируются условия, приведенные к пластовым термобарическим условиям ($P_{пл}=45$ МПа, $T_{пл}=88^{\circ}\text{C}$). Термобарические условия были получены в ходе исследования контактных фазовых превращений. Далее проводится серия из 7 опытов по дифференциальной конденсации при снижении давления: 45-35; 45-30; 45-20; 45-15; 45-10; 45-6, 45-0,1 МПа. По результатам экспериментальных и расчетных работ определяют пластовые потери углеводородного конденсата, таблица 2.

Таблица 2 – Результаты экспериментальных работ на УГК – 3

Показатели	Интервалы снижения пластового давления						
	45-35	45-30	45-20	45-15	45-10	45-6	45-0,1
ДБК, г/м ³	57,0	121,55	181,198	192,096	191,17	192,3	182,45
C_{5+} (ГД), г/м ³	4,02	7,76	7,47	5,99	3,79	2,13	-
C_{5+} (ГДб), г/м ³	1,5	3,27	4,87	5,18	5,27	5,19	4,93
Пластовые потери УВ C_{5+} , г/м ³	62,52	133,58	193,54	203,27	200,23	199,62	187,34

На следующем этапе при прогнозировании газоконденсатной характеристики необходимо знать изменение потенциального содержания $C_{5+в}$ в пластовом газе в процессе разработки. На основе данных о пластовых потерях, полученных при дифференциальной конденсации и данных о начальном потенциальном содержании конденсата в пластовом газе (312,918 г/м³) рассчитаем интервальное потенциальное содержание $C_{5+в}$ в извлекаемом из пласта газе при снижении пластового давления в процессе разработки по следующей формуле:

$$S(C_{5+в}) = q_0 + \sum_{i=3}^m \frac{4nq_{ж(i-2)}}{(2n-2i+5)(2n-2i+3)} - \frac{q_{ж(m-1)}n(2n-2m-1)}{(2n-2m+3)(2n-2m+1)} - \frac{q_{жm}n}{2n-2m+1}$$

где n – общее число этапов;

q_0 – начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м³;

$q_{жm}$ – количество конденсата, перешедшего в жидкую фазу в пластовых условиях, г/м³;

Результаты расчета по данной формуле с исходными данными принятыми выше приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для построения кривых дифференциальной конденсации пластовой смеси

Показатели	Интервалы снижения пластового давления						
	45-35	45-30	45-20	45-15	45-10	45-6	45-0,1
Пластовые потери УВ C_{5+} , г/м ³	62,52	133,58	193,54	203,27	200,23	199,62	187,34
Содержание УВ C_{5+} , г/м ³	280,740	206,535	122,646	76,638	92,476	167,880	212,537

По исходным данным таблицы 3 построим зависимости в координатах C_{5+} , г/м³ – P , МПа на рисунке 1.

На основе проведенных исследований можно выделить следующие получаемые показатели ГКХ:

1. Содержание сырого и стабильного конденсата в составе пластового газа. В данной работе определено, что в составе пластового газа содержится 1,869% сырого конденсата;

2. Давление максимальной конденсации при пластовых условиях. Давление максимальной конденсации – это такое давление, при котором происходит максимальное выпадение конденсата. Из графика на рисунке 1, видно, что $P_{м.к.}=15$ МПа;

3. Потери конденсата за период эксплуатации месторождения в зависимости от снижения пластового давления при разработке месторождения без поддержания пластового давления на режиме истощения. При снижении пластового давления до 0,1 МПа выпадение конденсата составит 180,340 г/м³;

4. Количество конденсата извлекаемого из пластового газа по мере падения давления в залежи.

5. Прогнозируются конденсатонасыщенность и газонасыщенность, изображенные на рисунке 2.

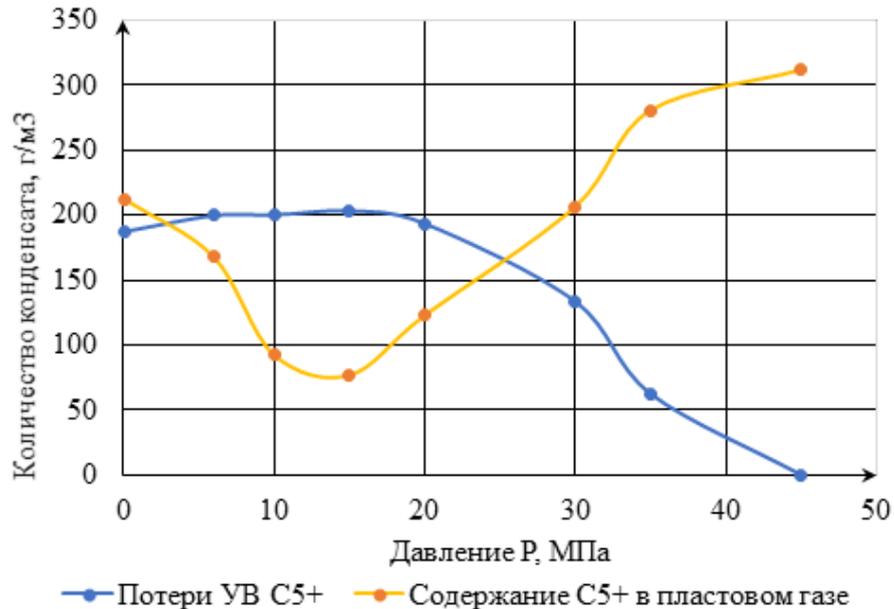


Рисунок 1 – Кривые дифференциальной конденсации пластовой смеси

$$K = \frac{V_{\text{вып}}}{V_{\text{нач}}};$$

$$\alpha = \frac{V_{\text{нач}} - V_{\text{вып}}}{V_{\text{нач}}}.$$

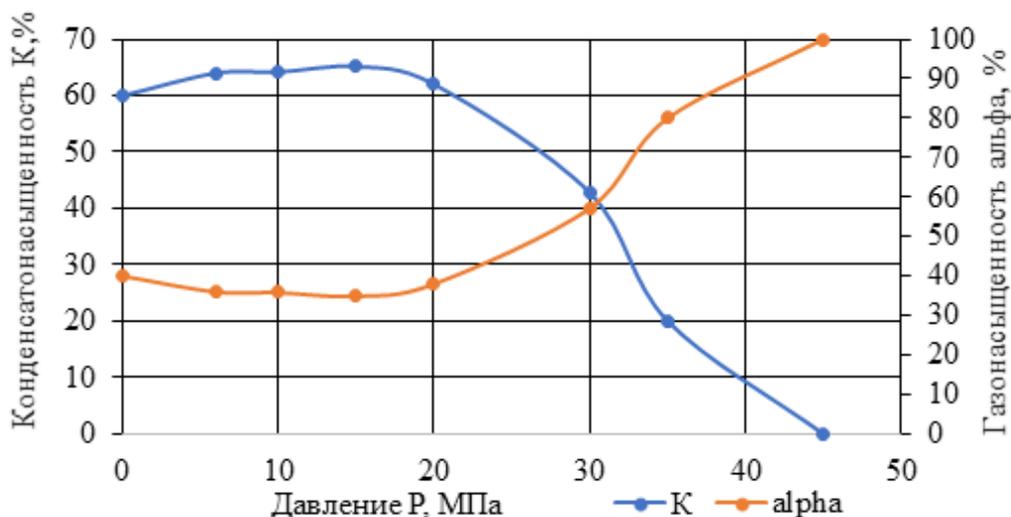


Рисунок 2 – Прогноз конденсатонасыщенности и газонасыщенности

Коэффициент конденсатонасыщенности необходим для внедрения методов повышения конденсатоотдачи пласта. Коэффициент газонасыщенности является неотъемлемой части уравнения материального баланса, необходимого для расчетов показателей газовой скважины.

6. Конечный коэффициент извлечения конденсата ($K_{\text{изв}} = 0,321$). Характер данного коэффициента весьма условный характер, так как давление в залежи не может быть снижено до

атмосферного, поэтому зачастую коэффициент извлечения рассчитывают на то давление, когда нецелесообразна дальнейшая разработка месторождения на режиме естественного истощения

$$K_{\text{изв}} = \frac{q_0 - q_{\text{вып}}^{0,1}}{q_0}$$

Вывод:

В ходе работы были рассмотрены понятие газоконденсатной характеристики, последовательность проведения исследований на газоконденсатность, был проанализирован порядок проведения исследований на УГК -3. Выполнен расчёт состава пластового газа при одноступенчатой сепарации и определены следующие показатели ГКХ: содержание конденсата, давление максимальной конденсации, пластовые потери конденсата, конденсатонасыщенность, газонасыщенность, коэффициент извлечения конденсата. А также построены кривые дифференциальной конденсации, и зависимости конденсата и газонасыщенности от давления. На основе полученной информации осуществляется подсчет запасов, разрабатываются технико-технологические решения проектирования разработки месторождений, систем подготовки и переработки УВ сырья.

Библиографический список:

1. Долгушин Н.В., Корчажкин Ю.М., Подюк В.Г., Сагитова Д.З. Исследование природных газоконденсатных систем. Ухта: Севернипигаз, 1997. 179 с.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Зотова Г.А., Алиева З.С. М.: Недра, 1980. 301 с.
3. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.

УДК 622.24.063

Анализ рецептур буровых растворов по интервалам бурения скважины на Ильбокичском месторождении

Демихов В.И.¹, Батыров М.И.², Меринов И.А.³

1 – ООО «КИП»

2 – Компания «Halliburton International GmbH»

3 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

Составы и свойства промывочных жидкостей

Во время бурения под направление и кондуктор разбуриваются неустойчивые глинистые отложения и рыхлые песчаники, поэтому буровой раствор должен обладать высокой выносящей способностью, хорошей смазывающей способностью для предотвращения прихватов инструмента и обеспечивать сохранение устойчивости стенок скважины. Для решения этих задач используется буровой раствор с определёнными структурно-реологическими характеристиками.

Перед началом бурения ствола скважины под направление буровой раствор готовится из расчётного количества бентонитового глинопорошка, например, с помощью цементировочного агрегата ЦА-320 (УНБ 160×32У) и смесителя 2СМН-20 (УС 6-30Н). При этом для получения параметров, указанных в ГТН, полученная после диспергирования бентонита глинистая суспензия дополнительно обрабатывается химическими реагентами. Эксплуатационные свойства глинистого раствора регулируются содержанием глины (необработанные растворы), введением различных химических реагентов, солей, утяжелителей и других добавок.

Полимерглинистый буровой раствор – раствор на водной основе, содержащий высокомолекулярные полимеры линейного строения, применяемый при бурении главным образом крепких пород. Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких. Различают безглинистые и малоглинистые полимерные буровые

растворы. Для приготовления безглинистых полимерных буровых растворов используются гидролизованный полиакриламид (ГПАА), оксиэтилированная целлюлоза (ОЭЦ) и карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), биополимеры и другие соединения. Комплексообразователями служат хромовые, алюминиевые и т.п. соли.

В малоглинистых полимерных буровых растворах используются полимеры двойного действия, являющиеся стабилизаторами бентонитовых суспензий и коагуляторами высокодисперсных частиц. Для приготовления малоглинистых полимерных буровых растворов применяются в основном акриловые полимеры (ГПАА, метан, гидролиз, полиакрилонитрил – гипан и др.), сочетающиеся с КМЦ-600, КМЦ-700 и подобными полимерами, обеспечивающими дополнительные снижения фильтрации. Для утяжеления полимерных буровых растворов применяются водорастворимые соли тяжёлых металлов. Содержание комплексообразователей не превышает 0,4 %, бентонита 2-6 % (в малоглинистых растворах). Фильтрация полимерных буровых растворов 5-10 см³, плотность неутяжелённых растворов 1000-1060 кг/м³. При бурении в глинистых отложениях полимерных буровых растворов добавляют КС1 и др.

Обоснование плотности буровых растворов

Выбор параметров промывочной жидкости производится исходя из геологической характеристики разреза, геологических осложнений и ожидаемых пластовых давлений.

Согласно ПБ НПП 2013 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» производится расчёт допустимой плотности бурового раствора.

Сведения о допустимой плотности бурового раствора, его типах и параметрах представлены в рис. 1.

Тип бурового раствора и плотность приведены в рис. 2.

Рецептура обработки и потребность в компонентах бурового раствора приведена в рис. 3.

Тип бурового раствора	Интервал бурения, м		Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Показатель фильтрации, см /30 мин	Минерализация, мг/л	Корка, мм	Кoeffициент трения глинистой корки	СНС, дПа		рН	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Содержание смазки, %	Содержание твердой фазы, %	Содержание песка, %	Содержание ингибитора, %	Катионно-обменная емкость (МВТ) кг/м
	от (верх)	до (низ)							1 мин	10 мин								
<i>При бурении под 1-е направление</i>																		
Полимер-глинистый	0	20	1100	90-120	-	-	-	-	40-60	50-120	8-9,5	12-25	60-100	-	<12	<2	-	120
<i>При бурении под 2-е направление</i>																		
Полимер-глинистый	20	260	1100	90-120	<15	-	<2	-	40-60	50-120	8-9,5	12-25	60-100	-	<12	<2	-	120
<i>При бурении под кондуктор</i>																		
Полимер-глинистый соленасыщенный	260	980	1250	35-50	<8	>180000	<1	<0,3	20-50	40-80	9-11	12-25	45-120	-	<8	<1	-	-
<i>При бурении под промежуточную колонну</i>																		
Полимер-глинистый соленасыщенный	980	1984	1250	35-50	<8	>180000	<1	<0,3	20-50	40-80	9-11	12-25	70-100	-	<8	<1	-	-
<i>При бурении под эксплуатационную колонну</i>																		
Минерализованный утяжеленный	1984	2850	1290	40-60	<6	>70000	<0,5	<0,25	30-50	40-80	9-11	14-30	80-120	-	<15	<1	-	-

Рисунок 1 – Сведения о допустимой плотности бурового раствора, его типах и параметрах

Примечания:

1. Плотность бурового раствора перед вскрытием продуктивных пластов уточняется по данным станции ГТК, с учётом фактических пластовых давлений и в соответствии с требованиями ПБ-2013. Углубление скважины в таких условиях должно осуществляться по совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика с комплексом мероприятий по предотвращению газоводонефтепроявлений, оформленному протоколом.

2. Для предотвращения осложнений при разбуривании продуктивных пластов, связанных с качеством бурового раствора, в обязательном порядке проводить входной контроль глинопорошка, утяжелителя, полимерных и смазывающих реагентов. СТО Газпром 2-3.2-165-2007 «Компоненты буровых растворов».

3. Не допускается в процессе бурения отклонение плотности бурового раствора (освобождённого от газа), находящегося в циркуляции более чем на $0,03 \text{ г/см}^3$ от установленной проектом величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений), согласно требованиям п. 215 ПБ-2013.

4. Измерение параметров бурового раствора производится в соответствии с нормативными документами ПАО «Газпром».

Интервал, м		Тип бурового раствора	Потребность бурового раствора, м ³				
от (верх)	до (низ)		объем ствола скважины	объем на поверхности	объем потерь	Суммарный объем	объем запаса
0	20	Полимер-глинистый	8,9	40,0	30,8	70,8	40
20	260	Полимер-глинистый	67,3	67,3	304,8	372,1	67,3
260	980	Полимер-глинистый соленасыщенный	147,5	147,5	590,4	737,9	147,5
980	1984	Полимер-глинистый соленасыщенный	157,0	157,0	461,8	618,8	157,0
1984	2850	Минерализованный утяжеленный	114,9	114,9	207,8	322,8	114,9

Рисунок 2 – Тип бурового раствора и плотность

Примечания:

1. Объем раствора для бурения интервалов принят согласно СЭСН.

2. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химреагентов, согласно п. 217 ПБНПП 2013.

Необходимый объем приёмных емкостей циркуляционной системы не менее 160 м^3 .

Объем емкостей циркуляционной системы буровой установки должен быть не менее одного объема скважины

3. Транспортировка запаса материалов и химреагентов в смете учитывается только один раз по максимальному количеству (соответствующий запасу при бурении под эксплуатационную колонну). Общий запас материалов на скважину должен быть завезён перед началом бурения.

4. Сервисная компания по реализации программы промывки скважины выбирается на конкурсной основе Заказчиком проектной документации.

Интервал бурения, м	Наименование химреагентов и материалов	Нормативные документы на изготовление	Цель применения реагента	Норма расхода, т/100 м ³	Потребность компонентов, т	
					всего	кроме того, запас на скважину
0 - 20	Глинопорошок ПБМА (ПБМА, ПБМВ)	2164-006-41219638-2005; 39-0147001-105-93	Структурообразователь	9,00	6,37	1,60
	Сода кальцинированная	ГОСТ 5100-85; импорт	Регулятор pH и жесткости	0,2	0,14	0,04
	Сода каустическая	ГОСТ 2263-79; СТО 00203312-017-2011; импорт	Регулятор pH	0,05	0,04	0,01
	Микрорамор МР-4	5716-003-52817785-03; 5716-001-12574404-2013	Карбонатный утяжелитель, кольматант	3,00	2,12	0,53
	ПАА-В (Ваггарап, Праестол, Росфлок КВП)	2216-027-97457491-2010; 2216-001-40910172-98; 2458-002-22361394-2001; импорт	Капсулятор, флокулянт	0,05	0,04	0,01
	ПАЦ-В (КМП-9В)	2231-033-97457491-2010; 2231-015-32957739-2012; 2231-017-32957739-2009; импорт	Регулятор реологических свойств и фильтрации	0,4	0,28	0,07
	Техническая вода	-	Основа раствора	97,30	68,89	17,30
20 - 260	Глинопорошок ПБМА (ПБМА, ПБМВ)	2164-006-41219638-2005; 39-0147001-105-93	Структурообразователь	7,00	26,05	9,42
	Сода кальцинированная	ГОСТ 5100-85; импорт	Регулятор pH и жесткости	0,2	0,74	0,27
	Сода бикарбонат	ГОСТ 2156-76	Нейтрализация кальция и магния при РЦС	0,05	0,19	0,07
	Сода каустическая	ГОСТ 2263-79; СТО 00203312	Регулятор pH	0,1	0,37	0,13
	Микрорамор МР-4	5716-003-52817785-03; 5716-001-12574404-2013	Карбонатный утяжелитель, кольматант	3,00	11,16	4,04

Международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2021»

Интервал бурения, м	Наименование химреагентов и материалов	Нормативные документы на изготовление	Цель применения реагента	Норма расхода, т/100 м ³	Потребность компонентов, т					
					всего	кроме того, запас на скважину				
	ПАА-В (Варгиаран, Праестол, Росфлок КВП)	2216-027-97457491-2010; 2216-001-40910172-98; 2458-002-22361394-2001; импорт	Капсулятор, флокулянт	0,075	0,28	0,10				
	ПАЦ-В (КМЦ-9В)	2231-033-97457491-2010; 2231-015-32957739-2012; 2231-017-32957739-2009; импорт	Регулятор реологических свойств и фильтрации	0,4	1,49	0,54				
	ПАЦ-Н (КМЦ-ТС)	2231-033-97457491-2010; 2231-015-32957739-2012; 2231-017-32957739-2009; импорт	Регулятор реологических свойств и фильтрации	0,2	0,74	0,27				
	Полиэколуб		Смазочная добавка	0,8	2,98	1,08				
	Микан-40	5725-005-97457491-2007	Сухая смазочная добавка	0,3	1,12	0,40				
260 - 980	Техническая вода	-	Основа раствора	97,8	364,1	131,7				
	Глинопоршок ПБМА (ПБМА, ПБМВ)	2164-006-41219638-2005; 39-0147001-105-93	Структурообразователь	50,0	36,90	14,75				
	Сода кальцинированная	ГОСТ 5100-85; импорт	Регулятор pH и жесткости	3,0	2,21	0,89				
	Сода бикарбонат	ГОСТ 2156-76	Нейтрализация кальция и магния при РЦС	0,5	0,37	0,15				
	Сода каустическая	ГОСТ 2263-79; СТО 00203312	Регулятор pH	2,0	1,48	0,59				
	Натросол 250 ННР Реагент	Импорт	Понизитель фильтрации тампонажных растворов	2,0	1,48	0,59				
	ПолиКР	2262-035-97457491-2010	Понизитель фильтрации	15,0	11,07	4,43				
	Биополимер	2458-025-97457491-2010	Структурообразователь	4,0	2,95	1,18				
	Полиэколуб		Смазочная добавка	15,0	11,07	4,43				
	Полидефом	2637-023-97457491-2010	Пеногаситель	2,0	1,48	0,59				
	Микан-40	5725-005-97457491-2007	Сухая смазочная добавка	5,0	3,69	1,48				
	Интервал бурения, м	Наименование химреагентов и материалов	Нормативные документы на изготовление	Цель применения реагента	Норма расхода, т/100 м ³	Потребность компонентов, т				
						всего	кроме того, запас на скважину			
	Известь Са(ОН)2	ГОСТ 9179-77	Поглотитель углекислоты	1,0	0,74	0,30				
	Хлористый натрий (Галит)	ГОСТ 4233-77; 2111-006-00352816-2008; 2111-004-00352816-05	Регулятор ионной силы	300,0	221,38	88,52				
980 - 1984	Техническая вода	-	Основа раствора	992,7	732,5	292,9				
	Глинопоршок ПБМА (ПБМА, ПБМВ)	2164-006-41219638-2005; 39-0147001-105-93	Структурообразователь	5,00	30,94	15,70				
	Сода кальцинированная	ГОСТ 5100-85; импорт	Регулятор pH и жесткости	0,3	1,86	0,94				
	Сода бикарбонат	ГОСТ 2156-76	Нейтрализация кальция и магния при РЦС	0,05	0,31	0,16				
	Сода каустическая	ГОСТ 2263-79; СТО 00203312	Регулятор pH	0,2	1,24	0,63				
	Натросол 250 ННР Реагент	Импорт	Понизитель фильтрации тампонажных растворов	0,2	1,24	0,63				
	ПолиКР	2262-035-97457491-2010	Понизитель фильтрации	1,5	9,28	4,71				
	Биополимер	2458-025-97457491-2010	Структурообразователь	0,4	2,48	1,26				
	Полиэколуб		Смазочная добавка	1,5	9,28	4,71				
	Полидефом	2637-023-97457491-2010	Пеногаситель	0,2	1,24	0,63				
	Микан-40	5725-005-97457491-2007	Сухая смазочная добавка	0,5	3,09	1,57				
	Известь Са(ОН)2	ГОСТ 9179-77	Поглотитель углекислоты	0,1	0,62	0,31				
		Хлористый натрий (Галит)	ГОСТ 4233-77; 2111-006-00352816-2008; 2111-004-00352816-05	Регулятор ионной силы	30,00	185,64	94,17			
Техническая вода		-	Основа раствора	85,00	526,3	267				
1984 - 2850	Сода кальцинированная	ГОСТ 5100-85; импорт	Регулятор pH и жесткости	0,2	0,65	0,46				
	Сода бикарбонат	ГОСТ 2156-76	Нейтрализация кальция и магния при РЦС	0,05	0,16	0,11				
Интервал бурения, м	Наименование химреагентов и материалов	Нормативные документы на изготовление	Цель применения реагента	Норма расхода, т/100 м ³	Потребность компонентов, т					
					всего	кроме того, запас на скважину				
					Сода каустическая	ГОСТ 2263-79; СТО 00203312	Регулятор pH	0,2	0,65	0,46
					Микрорамор МР-4	5716-003-52817785-03; 5716-001-12574404-2013	Карбонатный утяжелитель, кольматант	16,00	51,64	36,78
					Натросол 250 ННР Реагент	Импорт	Понизитель фильтрации тампонажных растворов	0,3	0,97	0,69
					ПолиКР	2262-035-97457491-2010	Понизитель фильтрации	2,00	6,46	4,60
					Бактерицид	2458-039-00209295-02; СТО 59997402-03	Бактерицид	0,1	0,32	0,23
					Биополимер	2458-025-97457491-2010	Структурообразователь	0,4	1,29	0,92
					ФХЛС (ФХЛС-М, Окзил)	2454-028-97457491-2010; 2454-322-05133190-2000; 2454-335-05133190-2004	Лигносulfонатный разжижитель	0,3	0,97	0,69
					Полиэколуб		Смазочная добавка	1,5	4,84	3,45
					Полидефом	2637-023-97457491-2010	Пеногаситель	0,2	0,65	0,46
					Полиэколь	2458-021-97457491-2010	Регулятор реологических свойств	2,00	6,46	4,60
					Хлористый натрий (Галит)	ГОСТ 4233-77; 2111-006-00352816-2008; 2111-004-00352816-05	Регулятор ионной силы	15,00	48,42	34,48
					Техническая вода	-	Основа раствора	90,7	292,9	208,6

Примечание. Возможна замена реагентов для приготовления растворов на соответствующие аналоги

Средства измерения свойств буровых растворов представлены в рис. 4.

Параметр	Тип средства измерения	Наименование методики измерения
Плотность, кг/м ³	Ареометр АБР-1М Металлические рычажные весы OFITE	СТО Газпром 7.3-002-2010
Условная вязкость, с	Вискозиметр полевой ВП-5 Вискозиметр ВБР-2, Воронка Марша	
Показатель фильтрации API, см ³ /30 мин	прибор ВМ-6М Фильтр - пресс OFITE,	
Корка, мм	прибор ВМ-6М, Штангенциркуль ШЦ-I-125-0,1 Фильтр - пресс OFITE,	
Коэффициент трения глинистой корки	ФСК-4	
СНС, дПа	ВСН-3, прибор СНС-2 OFITE 800,	
рН	рН-метр	
Пластическая вязкость	ВСН-3 ,OFITE 800	
Динамическое напряжение сдвига	ВСН-3, OFITE 800,	
Содержание:		
- смазки	Ретортный набор OFITE	
- твердой фазы		
- песка	Отстойник ОМ-2, набор для определения содержания песка OFITE	
Катионно-обменная емкость (МВТ)	Водный раствор метиленовой сини	
Примечание: Периодичность контроля параметров бурового раствора производить согласно СТО Газпром 7.3-002-2010 «Периодичность контроля технологических параметров буровых растворов».		

Рисунок 4 – Средства измерения свойств буровых растворов

Контроль параметров бурового раствора

Контроль параметров промывочной жидкости осуществляется в соответствии с РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов» с использованием серийно выпускаемых приборов, входящих в комплект лаборанта буровых растворов КЛР-1.

Данный комплект включает в себя следующие компоненты: рычажные весы ВРП-1, вискозиметр ВБР-1, фильтр-пресс ФЛР-1, прибор для определения водоотдачи растворов ВМ-6, термометр ТБР-1, прибор для определения газосодержания ППР-1, секундомер, набор индикаторной бумаги, отстойник ОМ-2, ротационный вискозиметр ВСН-3, а также набор реагентов и посуды для проведения химических анализов. Для измерения плотности растворов кроме рычажных весов ВРП-1 может быть использован ареометр АГ-3ПП, а для замеров статического напряжения сдвига – прибор СНС-2 (кроме ВСН-3). Для определения смазывающей способности промывочной жидкости в полевых условиях используются приборы ФСК-2, а в лабораторных условиях – стационарные приборы: СР-1 или НК-1.

Для контроля параметров бурового раствора также могут быть использованы приборы зарубежного производства, но при условии корреляции их показаний с показаниями соответствующих отечественных приборов.

Параметры промывочных жидкостей должны соответствовать указанным в геолого-техническом наряде.

Библиографический список:

1. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1998. – 344 с.

2. Савенок О.В. [и др.] Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
3. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2014. – 374 с.
4. Демихов В.И. Средства измерений показателей буровых и тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 3. – С. 8-10.
5. Демихов В.И. Методика определения удельного электрического сопротивления буровых растворов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 84-85.
6. Линник Н.В., Карасева Э.В., Потапкин В.П., Григулецкий В.Г., Ли Л.А. Патент РФ 2222565. Способ обработки бурового раствора на водной основе. Дата подачи заявки: 08.02. 2002 г. Дата публикации патента: 27.01.2004 г. Патентообладатель: Открытое акционерное общество «Российский научно-исследовательский и проектный институт по термическим методам добычи нефти».

УДК 622.245.01

Проектирование конструкции скважины на Ильбокичском месторождении

Демихов В.И.¹, Батыров М.И.², Меринов И.А.³

1 – ООО «КИП»

2 – Компания «Halliburton International GmbH»

3 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

В процессе выработки залежей углеводородов и перехода многих месторождений в позднюю стадию разработки изменяющиеся геолого-промысловые условия заканчивания скважин при современном уровне развития технологий затрудняют достижение высокой эффективности и качества работ по сохранению потенциальной продуктивности скважин.

Главными факторами снижения продуктивности скважин наряду с нарушением герметичности разобщения флюидонасыщенных пластов и интенсивным обводнением добываемой продукции становятся резко выраженная дифференциация пластовых давлений по площади и разрезу залежи, высокие градиенты давления между разوناпорными пластами, нестационарность гидродинамического состояния и поведения залежи. Следствием этого является снижение темпов добычи нефти, формирование локальных, не вовлечённых в активную разработку нефтенасыщенных зон, прогрессирующая обводнённость скважин.

Немаловажная роль в этих негативных процессах принадлежит применяемым конструкциям скважин, технические и эксплуатационные характеристики которых в большинстве случаев не отвечают возросшим требованиям существенно изменившихся геолого-промысловых условий разработки нефтегазовых месторождений.

Формируемая в интервале продуктивных отложений составная крепь, как показывает многолетний отечественный и зарубежный опыт, не только не обеспечивает герметичности её элементов уже в начальный период эксплуатации скважин, но и значительно усложняет в дальнейшем производство ремонтно-изоляционных работ, обработку призабойной зоны и других операций по интенсификации добычи углеводородов, эффективность которых в конечном итоге не превышает 15-20 %.

Общие сведения о скважине Ильбокичского месторождения приведены в таблице 1.

Характеристика конструкции скважины Ильбокичского месторождения представлена в таблице 2.

Расчёт конструкции скважины

Оптимальное число промежуточных обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяется графически, по числу зон с несовместимыми условиями бурения, которые строятся сопоставлением градиентов пластовых (поровых) давлений ($\text{grad } P_{\text{пл}}$), давлений гидроразрыва (поглощений) пластов ($\text{grad } P_{\text{гр}}$) по глубинам скважины Z .

Таблица 1 – Общие сведения о скважине Ильбокичского месторождения

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска, м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора секционности, глубины спуска колонны и способа цементирования.
1-е направление	530	20	Спускается с целью перекрытия слабоустойчивых, рыхлых пород четвертичного и юрского возраста. Цементируется до устья.
2-е направление	426	260	Спускается с целью перекрытия зон возможных осложнений и водопровялений при бурении нерасчлененных отложений и перекрытия возможной зоны ММП. Цементируется до устья.
Кондуктор	324	980	Спускается в среднюю часть нижнебельской свиты. Целью спуска кондуктора является перекрытие зон возможных осложнений при бурении слабосцементированных отложений и терригенных пород, а также для установки противовыбросового оборудования. Цемент за кондуктором поднимается до устья.
Промежуточная	245	1984	Спускается в кровлю собинской свиты с целью перекрытия всех соленосных отложений, зон поглощения промывочной жидкости в отложениях нижнего кембрия. Предусматривается установка противовыбросового оборудования. Цемент за колонной поднимается до устья.
Эксплуатационная	168	2850	Спускается до проектного забоя скважины. Эксплуатационная колонна спускается для изоляции и качественного испытания возможно продуктивных отложений венда и рифея. Колонна цементируется до устья.

Таблица 2 – Характеристика конструкции скважины Ильбокичского месторождения

Наименование колонн	Интервал спуска, м	Диаметр колонн, мм	Нормативные документы на изготовление	Тип резьбового соединения	Тип тампонажного раствора	Интервал подъема тампонажного раствора, м	Плотность тампонажного раствора, кг/м ³
Первое направление	0-20	530	ГОСТ 20295-85	Стыкосварная	ЦТРО АРМ	20-0	1500
Второе направление	0-260	426	ТУ 14-158-121-2012*	Батресс	ЦТРС-50 АРМ	260-160	1850
					ЦТРО АРМ	160-0	1400
Кондуктор	0-980	324	ТУ14-3Р-82-2005 *	ТМК FMC	ЦТРС-50 АРМ	980-400	1860
					ЦТРО АРМ	400-0	1500
Промежуточная	0-1984	245	ТУ14-3Р-82-2005 *	ТМК FMC	ЦТРС-50 АРМ	1984-880	1850
					ЦТРОС-4-50АРМ	880-0	1400
Эксплуатационная	0-2850	168	ТУ14-3Р-82-2005 *	ТМК FMC	ЦТРС-50 АРМ	2850-1884	1860
					ЦТРОС-4-50 АРМ	1884-0	1400

Примечания:

1. * – предусмотрено применение обсадных труб в хладостойком исполнении Батресс, ТМК FMC. Технические условия определяются в зависимости от договора поставки обсадных труб по номенклатуре трубной металлургической компании ЗАО «Торговый дом ТМК», обеспечивающей выходной контроль качества трубной продукции. Поставка труб осуществляется через ООО «Газпромкомплектация» с проведением входного контроля качества на производственных базах или базах бурового подрядчика.

2. ЦТРО АРМ – цемент тампонажный расширяющийся облегченный (ТУ 5734-003-74364232-05). Допускается при креплении кондуктора применение тампонажного раствора на основе портландцемента ПЦТ1-50.

3. ЦТРС-50 АРМ – цемент тампонажный расширяющийся стабилизированный с армирующими добавками по ТУ 5734-007-74364232-2006.

4. ЦТРОС-4-50 АРМ – цемент облегченный тампонажный расширяющийся стабилизированный с армирующими добавками (ТУ 5734-001-74364232-05).

5. Допускается применение ОТР – облегченного тампонажного раствора на основе портландцемента ПЦТ1 G-CC-1 и алюмосиликатных микросфер типа МС (ТУ-5712-001-49558624-03).

$$\text{grad } P_{nl-z} = \frac{P_{nl}}{0,01 \cdot Z}, \text{ МПа/м;}$$

$$\text{grad } P_{cp-z} = \frac{P_{cp}}{0,01 \cdot Z}, \text{ МПа/м.}$$

Полученные значения эквивалентов приведены в таблице 3.

Для давлений гидроразрыва (поглощений) по интервалам расчёты представлены в таблице 4.

Давление гидроразрыва горной породы P_{zd} (МПа) – давление столба жидкости в скважине на глубине H , при котором происходит разрыв связной породы и образование в ней трещин. На основании данных обоснованы глубины спуска обсадных колонн:

- первое направление диаметром 530 мм спускается на глубину 20 м. Спускается с целью перекрытия слабоустойчивых, рыхлых пород четвертичного и юрского возраста. Цементируется до устья;
- второе направление диаметром 426 мм спускается на глубину 980 м. Спускается с целью перекрытия зон возможных осложнений и водопроявлений при бурении нерасчленённых отложений и перекрытия возможной зоны ММП. Цементируется до устья;
- кондуктор диаметром 324 мм спускается на глубину 980 м по вертикали и цементируется до устья. Целью спуска кондуктора является перекрытие зон возможных осложнений при бурении слабощементированных отложений и терригенных пород, а также для установки противовыбросового оборудования. Цемент за кондуктором поднимается до устья;
- промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 1984 м с целью перекрытия всех соленосных отложений, зон поглощения промывочной жидкости в отложениях нижнего кембрия. Предусматривается установка противовыбросового оборудования. Цемент за колонной поднимается до устья;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается на глубину 2850 м по вертикали до проектного забоя скважины. Эксплуатационная колонна спускается для изоляции и качественного испытания возможно продуктивных отложений венда и рифея. Колонна цементируется до устья.

Таблица 3 – Расчёт значений эквивалентов давлений

1	$\text{grad } P_{nl-z1} = \frac{0,49}{0,01 \cdot 50} = 0,98$	7	$\text{grad } P_{nl-z7} = \frac{11,76}{0,01 \cdot 1200} = 0,98$
2	$\text{grad } P_{nl-z2} = \frac{0,98}{0,01 \cdot 100} = 0,98$	8	$\text{grad } P_{nl-z8} = \frac{12,74}{0,01 \cdot 1300} = 0,98$
3	$\text{grad } P_{nl-z3} = \frac{1,66}{0,01 \cdot 170} = 0,98$	9	$\text{grad } P_{nl-z9} = \frac{27,14}{0,01 \cdot 2770} = 0,98$
4	$\text{grad } P_{nl-z4} = \frac{3,72}{0,01 \cdot 380} = 0,98$	10	$\text{grad } P_{nl-z10} = \frac{35,03}{0,01 \cdot 3000} = 1,13$
5	$\text{grad } P_{nl-z5} = \frac{6,07}{0,01 \cdot 620} = 0,98$	11	$\text{grad } P_{nl-z11} = \frac{37,08}{0,01 \cdot 3100} = 1,17$
6	$\text{grad } P_{nl-z6} = \frac{8,82}{0,01 \cdot 900} = 0,98$	12	$\text{grad } P_{nl-z12} = \frac{59,51}{0,01 \cdot 3200} = 1,53$

Таблица 4 – Расчёт значений давления гидроразрыва (поглощений) по интервалам

1	$\text{grad } P_{zp-z10} = \frac{1,23}{0,01 \cdot 750} = 1,64$	4	$\text{grad } P_{zp-z13} = \frac{12,95}{0,01 \cdot 2900} = 2,04$
2	$\text{grad } P_{zp-z11} = \frac{3,30}{0,01 \cdot 1800} = 1,83$	5	$\text{grad } P_{zp-z14} = \frac{15,57}{0,01 \cdot 3100} = 2,10$
3	$\text{grad } P_{zp-z12} = \frac{8,24}{0,01 \cdot 2705} = 1,94$	6	$\text{grad } P_{zp-z15} = \frac{20,30}{0,01 \cdot 3200} = 2,16$

Цементирование кондуктора производится на всю глубину от башмака до устья скважины.

Последующие колонны цементируются так, чтобы цемент вошёл в предыдущую колонну на 300 м.

Разработанная конструкция скважины представляется на схеме, которая оформляется по общепринятой форме. На схеме наружные диаметры обсадных колонн указываются в миллиметрах у верхнего их конца. Если в конструкции предусмотрено использование потайной колонны, то её принято пунктирной линией подводить к поверхности и здесь указывать её наружный диаметр. Глубины спуска обсадных колонн показывают в метрах у нижнего конца каждой колонны. Диаметр ствола скважины в миллиметрах определяется по диаметру долот, которые будут использоваться в соответствующем интервале, и на схеме показывается у правого конца стрелки, проведённой до стенки ствола скважины. На схеме также должна быть указана глубина до уровня подъёма цементного раствора за колонной.

При оценке сложности конструкции скважины их подразделяют на одно-, двух-, трёхколонные и т.д. В подсчёте количества колонн принято учитывать только промежуточные и эксплуатационные обсадные колонны; направление, кондуктор и потайная колонна в продуктивном пласте при этом не учитываются.

В отдельных случаях для разработки более компактной конструкции скважины предусматривается использование обсадных труб со специальными муфтами уменьшенного наружного диаметра или трубы безмуфтового соединения типа ТБО. Гладкие обсадные колонны могут быть составлены из безмуфтовых обсадных труб типа ОГ1м, которые соединяются между собой по резьбам, нарезанным на концах гладкого тела трубы. Такие трубы обладают пониженной прочностью (снижение до 50-53 % от прочности гладкой трубы) и поэтому могут использоваться для потайных колонн (хвостовиков) или размещаться в нижней части эксплуатационной колонны.

Профиль ствола скважины

Согласно данным рабочего проекта предусматривается строительство вертикальной поисковой скважины № 5. Скважина считается вертикальной, если по всему её стволу максимальный зенитный угол не превышает 3 градусов.

В соответствии с «Инструкцией по предупреждению искривления вертикальных скважин» (РД 39-0148052-514-86) при бурении вертикальной скважины для предупреждения естественного искривления её ствола необходимо выполнить ряд следующих условий и мероприятий:

1. Перед началом забуривания скважины для предупреждения искривления её ствола следует обеспечить:

- соосность фанаря вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины (направления);
- горизонтальность стола ротора, соответствие размеров роторных вкладышей и квадратной штанги (ведущей трубы) согласно требованиям действующих технических инструкций;
- соосность резьбовых соединений нижней части бурильной колонны;
- прямолинейность квадратной штанги (ведущей трубы);
- прямолинейность труб УБТ и находящихся над ними стальных бурильных труб.

2. Забуривание ствола скважины на длину компоновки низа бурильной колонны (КНБК) следует осуществлять при минимальной нагрузке на долото (с навеса).

3. Компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК) должна:

- при спуске проходить по стволу скважины без посадок либо с посадкой не более 4 тонн, в противном случае скорость спуска следует уменьшить или приступить к проработке осложнившегося участка ствола скважины;

- состоять из технических средств, имеющих конструкции, обеспечивающие технологичность и безопасность при транспортировке, сборке, использовании и замене изнашиваемых элементов.

4. Допустимый износ опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) и иных частей компоновок низа бурильной колонны не превышает $2 \div 3$ мм от их первоначального диаметра.

5. Длина калибрующей лопасти ОЦЭ (L_k) должна удовлетворять условию:

$$L_k \geq \left(\frac{2}{3} \right) \cdot D_{дол},$$

где $D_{дол}$ – диаметр долота в данной КНБК.

6. КНБК с ОЦЭ должна применяться непосредственно из-под башмака предыдущей обсадной колонны. При спуске КНБК с ОЦЭ участок ствола скважины, пробуренный без них (например, интервал отбора керна) следует проработать.

7. КНБК с заменёнными ОЦЭ в необсаженную часть ствола скважины спускать осторожно, не допуская посадок бурильного инструмента и заклинивания его в суженных местах ствола.

8. Во время прохождения КНБК через башмак обсадной колонны скорость спуска должна быть минимальной, а подъём бурильного инструмента следует производить на первой скорости буровой лебёдки, наблюдая за показаниями индикатора веса на крюке с целью предотвращения возможного зацепления элементов КНБК за башмак обсадной колонны.

Библиографический список:

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом -Юг», 2013-2014. - Т.1-4.
5. Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. – 301 с.
6. Холопов Е.А., Шиян С.И., Мусийченко С.В., Назаренко К.А. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 248-266.
7. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2020. - № 2. – С. 279-288.
8. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34-42.

УДК 622.24.063 + 632.15

Оценка мероприятий по обеспечению охраны окружающей среды и недр при применении биополимерного бурового раствора «BIOPRO» в процессе строительства скважины на Аганском месторождении

Демихов В.И.¹, Батыров М.И.², Меринов И.А.³, Капишников А.М.³

1 – ООО «КИП»

2 – Компания «Halliburton International GMBH»

3 – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар, РФ

Биополимерная система «BioPro»

Решение проблем качественного строительства нефтяных и газовых скважин является приоритетной задачей развития бурения скважин во всём мире. Биополимерная система промывочной жидкости «BioPro» для первичного вскрытия продуктивных горизонтов показала свою высокую эффективность применения на Левобережном, Чиканском, Ангаро-Ленском, Собинском, Ковыктинском, Южно-Ковыктинском и Берябинском месторождениях.

Уникальные реологические характеристики и высокие смазывающие способности бурового раствора «BioPro» позволяют добиваться высоких скоростей проходки при бурении скважин, а значит, и снижать время строительства скважин. Использование промывочной жидкости

«BioPro» повышает качество выноса керна, сохраняет высокую степень информативности при геологических исследованиях скважины, снижает время контакта бурового раствора с породой, что наиболее уменьшает степень загрязнения пластов. Преимущества ингредиентов, применяемых в минерализованном буровом растворе «BioPro», например, солей ПАВ марки ФК-2000 Плюс и биополимерного хиреагента АСГ (Ритизан, Ксантановая смола, Flo-Vis), состоят в том, что они обеспечивают:

- полное диспергирование в соленасыщенных водных растворах, содержащих катионы одно- и поливалентных металлов: Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Al^{3+} , Mg^{2+} ;
- снижение межфазного натяжения фильтрата бурового раствора в продуктивных пластах для сохранения их естественной проницаемости;
- уникальный реологический профиль, гарантирующий максимальную очистку забоя и вынос шлама на поверхность;
- достижение максимального эффекта в составе ингибирующих и безглинистых буровых растворов;
- снижение коэффициента прихватаопасности и коэффициента трения в буровом растворе;
- снижение затрат для вызова притока нефти и газа;
- высокоэффективное органоминеральное ингибирование глинистых минералов во всём интервале бурения;
- улучшенные фильтрационные и структурно-реологические параметры бурового раствора;
- повышение времени устойчивости ствола скважины в 1,8-2,0 раза;
- повышение эффективности транспорта шлама с 56 до 89 %;
- снижение осложнений (прихватов, осей, обвалов, проявлений) при бурении под эксплуатационную колонну 40-60 %;
- сокращение времени строительства скважины;
- снижение времени запуска и освоения скважины на 30-80 %;
- снижение репрессии на продуктивный пласт (снижение эквивалентной плотности раствора + шлама);
- снижение скин-эффекта до значений меньше + 1,0 (фактически + 0,3 ÷ + 0,5);
- повышение показателя относительной продуктивности ОП до 0,87-0,94;
- повышение дебитов вскрываемых коллекторов по нефти в 1,5-2,5 раза.

Основной задачей при разработке раствора «BioPro» является сохранение продуктивных свойств нефтегазоносных горизонтов.

В таблице 1 представлена рецептура биополимерного бурового раствора «BioPro». В зависимости от геологических характеристик при бурении рецептура может быть изменена и приспособлена к конкретным условиям.

Таблица 1 – Рецептура раствора «BioPro»

1. Наименование реагента	2. Единица измерения	3. Количество
4. Вода	5. cm^3	6. 1000
7. Сода каустическая	8. г	9. 0,6
10. Калий хлористый	11. г	12. 50
13. БурС	14. г	15. 20
16. АСГ-1	17. г	18. 4
19. УКМ 10-40	20. г	21. 35
22. УКМ 45-75	23. г	24. 25
25. Бактерицид	26. cm^3	27. 0,5
28. ФК-2000 Плюс А	29. cm^3	30. 8
31. ХБН	32. cm^3	33. 30
34. Defomex	35. cm^3	36. 0,5

В таблице 2 представлены технологические и физико-химические показатели биополимерной системы «BioPro».

Таблица 2 – Показатели биополимерной системы «BioPro»

37.Показатели	38.Значения
<i>39.Технические</i>	
40.Плотность ρ , г/см ³	41.1,04
42.Показатель фильтрации Φ_{30} , см ³	43.2
44.Условная вязкость $УВ^{700/500}$, с	45.30-33
46.Показатель рН	47.8-9
48.Коэффициент трения $K_{тр}$	49.
50.Содержание песка $П$, %	51.< 1
52.Содержание коллоидных МВТ $C_{колл}$, кг/м ³	53.< 10
<i>54.Структурно-реологические</i>	
55.Пластическая вязкость $\eta_{пл}$, мПа · с	56.10-11
57.Эффективная вязкость при 600 об./мин. $\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	58.18-21
59.Предельное динамическое напряжение сдвига τ_0 , дПа	60.90-110
61.Статическое напряжение сдвига СНС _{10/10} , дПа	62.25/35
63.Показатель нелинейности n	64.0,44-0,41
65.Коэффициент консистенции K , Па · с ^{n}	66.1,1-1,3
<i>67.Ингибирующие и поверхностно-активные</i>	
68.Показатель увлажняющей способности $П_0$, %/час	69.0,8-1,0
70.Межфазное натяжение на границе «фильтрат бурового раствора – углеводород» σ , мН/м	71.8

Экологическое обоснование технологических решений

При бурении бокового ствола на Аганском месторождении наряду с технико-экономическими вопросами рассматриваются экологические аспекты проектируемого объекта: количество и степень токсичности поступающих в окружающую среду отходов, мероприятия, направленные на сокращение вредного воздействия на ОС и т.д. Прорабатывались решения по комплексному и рациональному использованию образующихся и накопленных отходов, т.е. создание малоотходных и безотходных технологических процессов в нефтегазовой отрасли.

Экологическая безопасность процесса бурения бокового ствола на месторождениях обеспечивается:

- применением малоопасных химических реагентов и материалов для приготовления, обработки и очистки бурового и тампонажного растворов;
- организованным сбором всех видов отходов и их локализацией в строго отведённом месте;
- предупреждением загрязнения и замазученности буровой площадки;
- организованным сбором и утилизацией хозяйственно-бытовых отходов;
- выполнением мероприятий по рекультивации земельных участков;
- малым количеством выбросов вредных веществ в атмосферу при производстве работ.

В целом следует отметить, что производство ликвидационных работ при условии выполнения запроектированных природоохранных мероприятий не окажет негативного воздействия на окружающую природную среду, в частности, не приведёт к нарушениям атмосферы, качества поверхностных и подземных вод, почв и состояния недр.

Характеристика проектируемого объекта

как источника загрязнения окружающей природной среды

К основным потенциальным загрязнителям окружающей природной среды при бурении бокового ствола на скважине № 100 (2-й ствол) куст 12 Аганского месторождения по принятой технологии относятся:

- буровые растворы, промывочные и задавочные жидкости;
- буровые сточные воды, отработанный буровой раствор;
- продукты сгорания топлива при работе ДВС;

- горюче-смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды и твёрдые бытовые отходы;
- химические реагенты и материалы, используемые для приготовления и обработки буровых растворов, промывочных и продавочных жидкостей;
- загрязнённые ливневые сточные воды.

Почвы и природные воды (в т.ч. подземные) могут быть загрязнены:

- при отсутствии системы сбора и накопления отходов, надёжной изоляции дна и стенок накопителя отходов бурения и разрушении конструкции накопителей;
- при отсутствии системы сбора загрязнённых талых и ливневых вод;
- при разгерметизации системы циркуляции промывочных и других жидкостей;
- прорывов трубопроводов, емкостей с ГСМ;
- при аварийных ситуациях в процессе строительстве поисковой скважины, связанных с выбросом флюидов;
- в процессе погрузки, транспортировки, разгрузки и хранения химических реагентов и материалов, используемых для приготовления и обработки буровых, цементных и других растворов;
- пластовыми флюидами в результате перетоков флюидов в случаях негерметичности обсадных колонн.

Атмосферный воздух в процессе строительства скважины загрязняется:

- продуктами сгорания топлива в ДВС;
- при испарениях и проливах токсичных веществ из емкостей или других мест их хранения.

Масштабы возможного загрязнения и ущерб, причиняемый окружающей среде, зависят от ландшафтных и климатических особенностей района ведения буровых работ, принятой технологии производства работ, степени совершенства основного бурового и природоохранного оборудования, времени года, продолжительности ведения работ и других факторов.

Охрана воздушного бассейна

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ рассчитывается на весь цикл бурения бокового ствола.

Для охраны атмосферного воздуха от загрязнений в процессе строительства скважины должны учитываться требования, содержащиеся в нормативных документах. Специфика работ на нефтяных и газовых скважинах характеризуется, в основном, неорганизованными выбросами вредных веществ в атмосферу, рассредоточивающимися на значительной территории.

Выбросы вредных веществ в атмосферу при производстве работ носят временный характер. При этом должно быть принято во внимание фоновое содержание вредного вещества в атмосфере.

К основным мероприятиям по охране атмосферного воздуха при строительстве скважины относятся:

- определение состава и количества выбросов загрязняющих веществ;
- разработка комплекса воздухоохраных мероприятий по сокращению наиболее значимых выбросов вредных веществ;
- внедрение блочных установок для очистки выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания;
- недопущение неорганизованных выбросов в атмосферу;
- очистка и обезвреживание вредных веществ из отходящих газов.

Фоновые концентрации вредных примесей в атмосфере приведены в таблице 3, перечень выбрасываемых в атмосферу вредных веществ и их характеристика – в таблице 4.

Таблица 3 – Фоновые концентрации вредных примесей в атмосфере

Вредные вещества	Фоновая концентрация, мг/м ³
Взвешенные вещества	0,2
Диоксид серы	0,02
Оксид серы	0,4
Диоксид азота	0,008

Таблица 4 – Перечень выбрасываемых в атмосферу вредных веществ и их характеристика

Наименование вещества	Используемый критерий	Значение критерия, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, тонн/скв.
Марганец и его соединения	*	0,01	2	0,0003689	0,0001460
Двуокись азота NO ₂	*	0,25	2	14,745636	12,576066
Окись азота NO	*	0,4	3	0,0331542	0,1064160
Сажа С	*	0,15	3	2,4644050	5,0683600
Ангидрид сернистый	*	0,5	3	1,5187765	5,0066230
Сероводород H ₂ S	*	0,008	2	0,0000644	0,0000066
Углерода оксид СО	*	5,0	4	85,029921	40,483071
Метан СН ₄	**	50,00	0	1,9080020	0,3297030
Бенз(а)пирен (3,4-Бензпирен)	***	0,00	1	0,0000012	0,0000060
Керосин	**	1,20	0	0,0915611	0,0597800
Углеводороды предельные С ₁₂ - С ₁₉	*	1,0	4	0,0229232	0,0023592
Пыль неорганическая (20 < SiO ₂ < 70 %)	*	0,10	3	0,0000911	0,0000360
Всего веществ: 12				105,8183993	63,6339538
В том числе твёрдых: 6				3,9872004	10,0765586
Жидких / газообразных: 6				101,8311989	53,5573952

* – ПДК м/р (предельно допустимая максимально разовая концентрация)

** – ОБУВ (ориентировочно безопасный уровень воздействия)

*** – ПДК с/с (предельно допустимая среднесуточная концентрация)

Охрана поверхностных и подземных вод

Водоснабжение объекта предусматривается из артезианской скважины.

Вода используется на технологические, питьевые и хозяйственные нужды. Вода проверяется на соответствие ГОСТу 2874-82 «Вода питьевая» органами санитарно-гигиенического надзора. Если вода не соответствует ГОСТу, следует производить очистку воды для питьевых нужд фильтрами типа «Родничок».

Расчёт потребности в воде на хозяйственные нужды составлен в соответствии со СНиП П-30-76 ч. 2 и СНиП П-31-74.

Объём потребного количества на технологические нужды рассчитан на основании РД 31-1-624-81, объём производственных сточных вод – согласно РД 39-022-90.

Водоотведение хозяйственных сточных вод соответствует объёму водопотребления на основании примечания № 1 СНиП П 32-84.

Во всех технологических процессах используются в основном свежая вода.

Очищенные и осветлённые буровые сточные воды повторно применяются для обмыва оборудования.

Баланс водопотребления и водоотведения по всем технологическим процессам отражён в таблицах 5-7.

Таблица 5 – Потребление воды

№№ п/п	Наименование работ	Объём воды, м ³
1	<i>Механическое бурение</i>	
	Приготовление бурового раствора ($V = 995,8 \text{ м}^3$)	857,92
	Потери воды на испарение из раствора	85,792
	Потери воды на фильтрацию в скважине	5,6

№№ п/п	Наименование работ	Объём воды, м ³
	Вода на охлаждение дизельных двигателей	16,8
	Вода на обмыв вибросты и оборудования (2 м ³ /сут)	186
2	<i>Крепление скважины</i>	
	Вода для затворения цемента	150,34
	Буферная и продавочная жидкость	50,89
3	<i>Испытание объектов</i>	
	Приготовление бурового раствора	11,648
	Замена бурового раствора на воду	74
4	<i>Работа котельной ПКНС-2С в отопительный период</i>	
	Бурение	4899,99
	Испытание	2205,6

Таблица 6 – Расчёт потребности технической воды на производственные нужды. Удельное водопотребление (РД 39-1-624-81)

Наименование работ	Удельное водопотребление				Коэффициент использования свежей воды
	свежая вода			последовательно используемая вода	
	всего	в том числе			
на производственные нужды		на хозяйственные нужды			
СМР м ³ /буровую	68,53	0	68,53	0	0
БУРЕНИЕ м ³ /1000 м проходки	615	365,8	64,7	184,5	0,71
ИСПЫТАНИЕ м ³ /на 1 объект	1192,3	1081,4	89,45	21,41	0,91

Таблица 7 – Показатели токсичности и классы опасности химреагентов и материалов, используемых для строительства скважины

Наименование загрязняющего вещества	ПДК, мг/л	Класс опасности	
ХБН	12	умеренно опасное	3
Defomex	0,01	высокоопасное	2
ФК-2000 Плюс А	0,25	малотоксичное	4
БурС	20	малотоксичное	4
АСГ-1	120	малотоксичное	4
Каустическая сода	320	высоко опасное	2
Калий хлористый КСl	50	малотоксичное	4
Бактерицид	500	малотоксичное	4
УКМ 10-40	0,25	малотоксичное	4
УКМ 45-75	0,25	малотоксичное	4

С целью предупреждения растепления многолетнемёрзлых пород (ММП) проводится термоизоляция дарнитом площадок размещения основного оборудования, днищ и стен земляных амбаров.

Для сбора шлама, буровых сточных вод, отработанного бурового раствора, хозяйственных сточных сооружений накопители.

Для предотвращения фильтрации загрязняющих веществ производится гидроизоляция днищ и стен шламового амбара синтетическим нетканым материалом, пропитанным битумом.

Для предотвращения загрязнения поверхностных вод производится обваловка высотой 1 м из суглинистого грунта шламового амбара, склада ГСМ.

Хозяйственные сточные воды по мере накопления в амбаре отстаиваются и обрабатываются раствором 20 % хлорной извести ($0,5 \text{ кг/м}^3$).

Охрана недр и земельных ресурсов

При строительстве проектируемого объекта во временное пользование отводятся земли под строительство:

- производственной площадки;
- подъездных дорог.

Отвод и использование земель произведён на основе норм существующих земельных законодательств, согласован и подтверждён актами предварительного согласования выбора площадки, актов горного отвода.

Выбор площадки для производства работ на Аганском месторождении произведён с учётом расположения её за пределами водоохранной зоны.

С целью предупреждения попадания в почву, в поверхностные и подземные воды отходов строительства скважины до начала производства работ организуется система сбора и накопления отходов бурения.

Система утилизации и захоронения буровых отходов включает:

- сбор и накопление в накопителях-отстойниках всех сбросов, реагентная коагуляция и отстой жидкой фазы (для повторного использования) за счёт гравитационного выделения твёрдой фазы;
- проведение периодической откачки с использованием насосов для нужд производства (обмыв оборудования, приготовление бурового раствора и т.д.);
- захоронение отходов после окончания работ ликвидацией накопителя, сооружением изоляционного экрана над поверхностью отходов в накопителе, высота экрана должна быть не менее 1 м.

Ресурсосбережение по проекту

При бурении бокового ствола на Аганском месторождении предусматривались мероприятия, направленные на использование вторичных энергетических ресурсов. Малоотходная и безотходная технологии основаны на комплексной переработке всех компонентов сырья отходов бурения, отходов производства и использовании вторичных энергетических ресурсов.

Малоотходная технология является реальной промежуточной ступенью при создании безотходного производства. Под малоотходным производством понимают такое производство, в результате практической деятельности которого вредное воздействие на окружающую среду не превышает уровня.

Приоритетным направлением в области обращения с отходами является переработка отходов, т.е. утилизация с использованием их в качестве вторичных материальных ресурсов.

Ресурсосбережение по проекту обеспечивается:

- организованным сбором всех видов отходов и их локализацией в строго отведённом месте;
- предупреждением загрязнения и замазученности буровой площадки;
- созданием оборотного водоснабжения с повторным использованием очищенных буровых сточных вод и сокращением потребления природной воды;
- повторным использованием очищенных буровых растворов при использовании циркуляционной системы очистки их от буровых шламов.

Оценка экологичности проектных решений

При бурении бокового ствола на скважине № 100 (2-й ствол) куст 12 Аганского месторождения большое внимание уделялось экологической безопасности:

- очищенные и осветлённые буровые сточные воды повторно применялись для обмыва оборудования и буровой площадки, заполнения противопожарных емкостей, полива, приготовления буровых и тампонажных растворов;

- для предотвращения фильтрации загрязняющих веществ произвелась гидроизоляция днищ и стен шламового амбара синтетическим нетканым материалом, пропитанным битумом;
- для предотвращения загрязнения поверхностных вод произвелась обваловка высотой 1 м из суглинистого грунта шламового амбара, склада ГСМ;
- с целью предупреждения попадания в почву, в поверхностные и подземные воды отходов строительства скважины до начала производства работ организуется система сбора и накопления отходов бурения;
- все отходы, образованные на буровой, утилизированы в качестве вторичных ресурсов в строительстве твёрдых покрытий;
- применением малоопасных химических реагентов и материалов для приготовления, обработки и очистки бурового и тампонажного растворов;
- малым количеством выбросов вредных веществ в атмосферу при производстве работ;
- выполнением мероприятий по рекультивации земельных участков.

Библиографический список:

1. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1998. – 344 с.
2. Булатов А.И. [и др.] Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Савенок О.В. [и др.] Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
4. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2014. – 374 с.
5. Демихов В.И. Средства измерений показателей буровых и тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 3. – С. 8-10.
6. Демихов В.И. Методика определения удельного электрического сопротивления буровых растворов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 84-85.
7. Демихов В.И., Батыров М.И., Меринов И.А. Анализ исследования кернового материала с целью определения качества вскрытия нефтенасыщенных пластов на Аганском месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2020. – № 4.
8. Демихов В.И., Батыров М.И., Меринов И.А. Анализ применения биополимерной системы промывочной жидкости «BioPro» на Аганском месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2020. – № 4.

УДК 552.086

Концепция интеллектуального месторождения

Гладкова Е.А.

Научный руководитель – Сайченко Л.А.

Санкт-Петербургский Горный Университет, Санкт-Петербург

Аннотация. В данной статье рассматриваются основные аспекты и составляющие компоненты интеллектуальных месторождений. Для определения актуальности внедрения данной концепции приведены результаты пилотного проекта на Антиповско-Балыклейском месторождении, расположенном в Волгоградской области.

Ключевые слова: интеллектуальное нефтегазовое месторождение, умное месторождение, системы управления, разработка, технологии.

Научно-технологические инновации с каждым днем все более стремительно проникают во все сферы жизни людей, в том числе и в область добычи минерального сырья. На сегодняшний день в России и в мире активно развиваются проекты по интеграции концепции интеллектуального месторождения в практику управления процессами разработки на месторождениях по добыче нефти и газа.

Различные научные источники немного по-разному трактуют термин «интеллектуальное месторождение», но в целом можно заключить, что это система автоматизированного управления операциями по добыче энергоресурсов, предусматривающая постоянную оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей [1]. Существует множество аналогичных данному определению терминов, например, умное месторождение, месторождение будущего, цифровое нефтяное месторождение и другие. Современные инструменты, применяющиеся для моделирования и планирования процессов, позволяют значительно увеличить эффективность проводимых работ, а также учесть целый ряд факторов, оказывающих влияние на итоговые показатели по добыче, что обеспечивает своевременное выполнение планов и экономию используемых ресурсов.

Потребность к переходу на подобную инновационную систему обоснована тем, что во многих действующих нефтегазовых компаниях существует проблема плохой коммуникации между различными отделами и подразделениями. Так, согласно исследованию, проведенному в Латинской Америке, инженеры-технологи в области нефти и газа тратят 50% своего рабочего времени на поиск данных, связанных с текущими процессами, и только 30% идет на выполнение их непосредственных обязанностей [4].

Разработка и внедрение интеллектуального нефтегазового месторождения позволяет решить данную проблему путем применения цифровых технологий, объединяющих измерительные приборы на объектах, данные, полученные в реальном времени, имитационные модели и передовые алгоритмы для максимального повышения производительности за счет качественной автоматизации рабочих процессов.

Автоматизированная система интеллектуального месторождения обладает значительным количеством преимуществ перед стандартным подходом к разработке и при этом дает возможность:

- 1) Значительно улучшить производительность применяемого оборудования и повысить эффективность скважин за счет анализа различных параметров (давлений, температур и других);
- 2) используя предшествующую информацию предсказать сроки эксплуатации разрабатываемых скважин;
- 3) с использованием систем дистанционного мониторинга централизованно управлять значительным числом скважин;
- 4) экстраполировать поведение достаточно давно эксплуатируемых и заново вводимых объектов на основе собранных ранее баз данных;
- 5) повысить безопасность работ при одновременном уменьшении издержек производства [3].

Технологию умного нефтяного месторождения в структуре циркулирующих информационных потоков любой компании можно представить в виде нескольких последовательно связанных между собой уровней: аппаратного уровня, уровня месторождений, регионального и корпоративного уровней.

Аппаратный уровень представляет собой основную начальную стадию, на которой в режиме реального времени происходят замеры основных параметров, таких как объем, температура, давление и остановки оборудования. Следующим шагом информация тщательно обрабатывается и отправляется на уровень месторождений, где происходит контроль проводимых операций, оперативное управление объемом потребления услуг, оборудования и материалов, а также контроль добычи. После этого следует региональный уровень, реализующий управление капиталными вложениями, нефтепромышленными услугами и планирование объемов работ. Корпоративный уровень является заключительным в этой цепочке и рассматривает административно-финансовые процессы: планирование стоимости работ, выбор поставщиков, логистику, складирование и долгосрочное планирование [1].

Первые пробные технологии системы интеллектуального месторождения начали появляться за рубежом примерно в начале 2000-х годов, так как нефтяные компании осознали необходимость применения моделей для наилучшей оптимизации добычи на всех ее этапах,

включая транспортировку и переработку полученного углеводородного сырья. Данный инновационный подход предполагает использование целой системы специального оборудования (датчики, дроны, сенсоры, мобильные устройства и так далее), которая позволяет получать и анализировать актуальные данные с месторождения и управлять каждым этапом работы из централизованного оперативного центра. Таким образом появляется возможность мгновенно определить отклонение параметров системы и без потерь времени отреагировать на это изменение.

В этом и заключается новшество рассматриваемых современных инструментов моделирования и планирования: раньше для обработки собранных данных требовались достаточно весомые временные затраты, теперь же этот процесс может происходить в онлайн режиме. Это дает компаниям преимущество в виде оптимизации деятельности на производстве, снижения затрат на ремонтные работы за счет оперативной обратной связи и сокращения продолжительных периодов простоя оборудования [4].

На сегодняшний день большая часть крупных международных компаний занимающихся добычей углеводородов, вводят специальные подразделения, целью работы которых является разработка и внедрение в производственные процессы принципов умного месторождения. Из уже созданных и действующих технологий можно выделить «iField» в компании Chevron, «Smart Field» в компании Shell, «Field of the Future» в компании BP, «Smart Operations» в компании Petro, «Digital oil field of the future» в компании DOFF(CERA) и «Real Time Operation» в компании Halliburton.

Нефтегазодобывающий комплекс имеет важнейшую роль в экономике России, поэтому многие крупные отечественные нефтегазовые компании рассматривают идею применения данной инновационной системы, вводя на производстве отдельные компоненты умного месторождения. Сейчас для внедрения автоматизированных моделей на нефтяных промыслах устанавливается в основном импортное оборудование и программное обеспечение. Тем не менее в России ведется работа над собственными технологиями, такими как телеметрические системы и ПО. Для полноценного перехода на целостную концепцию проводятся пилотные проекты для выявления преимуществ новой модели управления.

Один из таких проектов проводился на Антиповско-Балыклейском нефтяном месторождении, которое находится на правом и левом берегах Волгоградского водохранилища и в пределах его акватории.

На момент реализации проекта месторождение находилось на третьей стадии разработки, как правило характеризующейся общим снижением первоначального уровня добычи флюида. Поэтому главной задачей внедрения новых технологий на промысле являлась оптимизация работы уже пробуренных скважин.

Для создания первоначальной версии модели и ее адаптации была использована вся собранная за период разработки действительная информация: данные о физико-механических свойствах продуктивного пласта и насыщающих его флюидах, подсчитанные запасы углеводородного сырья, геологическое строение объекта разработки, результаты проведения различных геофизических и гидродинамических исследований и так далее. Для построения наиболее актуальных моделей требуется проецирование фактических параметров работы фонда скважин в текущий момент времени на настройки компонентов.

В разработке была задействована двухуровневая система, объединяющая обширный комплекс рабочих процессов и состоящая из системы сопровождения интегрированной цифровой модели и системы контроля и стабилизации требуемых плановых показателей в режиме реального времени.

По результатам прохождения 6 месяцев с даты введения новых функциональных компонентов были повышены производительность персонала и оперативность выявления отклонения от технического режима, также достигнута стабильная работа добывающих скважин и значительно увеличен уровень отбора жидкости (на 18-19%) при отсутствии обводненности получаемой продукции. Помимо этого, произошло сокращение объемов потерь добываемого флюида, что является ключевым компонентом, влияющим на эффективность производственной

деятельности. Этого удалось добиться за счет уменьшения затрат времени на простои, повышения точности определения дебита скважины, улучшения оперативности контроля преждевременного обводнения продукции и других факторов. Таким образом, примененные технологические разработки позволили добиться извлечения необходимого количества запасов на поверхность, что является подтверждением положительного эффекта от проведенных мероприятий в стремлении повысить эффективность производства.

Рассмотренный пилотный проект на практическом опыте подтверждает успешные, подтвержденные количественно и качественно, результаты применения передового разработанного информационного и математического обеспечения и целесообразность использования концепции интеллектуального нефтяного месторождения на объектах с длительным эксплуатационным периодом [2].

Целью внедрения новой системы управления является увеличение стоимости добываемой продукции и повышение прибыльности при снижении расходов на производство и использование промышленных услуг. Интегрированные и автоматизированные данные, получаемые от различных датчиков, моделей и контроллеров обеспечивают надежную информацию и помогают создать благоприятную среду для планирования этапов производства. Использование интеллектуальных нефтегазовых месторождений позволит сотрудникам компаний сосредоточиться на особенно важных заданиях, критических исследованиях и решениях, которые могут принести непосредственную пользу производству. Расширяя возможности сотрудников, нефтегазовые компании сокращают собственные риски и, в конечном итоге, увеличивают прибыль, одновременно продвигая передовые инновации в отрасли [4].

Таким образом, исходя из нынешних изменений в нефтегазовом секторе, опыта внедрения отдельных компонентов концепции умных месторождений и проведения пробных проектов, можно сделать вывод, что сейчас настало время для перехода на более инновационные способы управления производством в добывающей отрасли. Российские нефтяные компании еще только начинают внедрение инструментов интеллектуальной добычи, однако активность движения в данном направлении позволяет предположить, что постепенная интеграция концепции цифрового месторождения проходит успешно.

Результаты многочисленных испытаний подтверждают целесообразность перестройки устоявшейся системы для увеличения производства нефти или газа и оптимизации затрат на потребляемую энергию при возможности полного контроля всего процесса добычи. И в ближайшее время, возможно, переход на систему интеллектуального обеспечения месторождений станет обязательным условием для сохранения конкурентоспособности передовых нефтегазовых компаний.

Библиографический список:

1. Демарчук, В. В. Перспективы и направления реализации проектов «интеллектуальных» месторождений нефти и газа / В. В. Демарчук. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2014. — № 19 (78). — С. 284-289. — URL: <https://moluch.ru/archive/78/13523/> (дата обращения: 27.02.2021).
2. Кырнаев Д., Ратанов К., Батилов И., Кожин А., Фомин В., Клемба А., Рыбалко А., Гулецкий М. Интеллектуальное месторождение Результаты пилотного проекта/ Д. Кырнаев, К. Ратанов, И. Батилов, А. Кожин, В. Фомин, А. Клемба, А. Рыбалко, М. Гулецкий// Oil & Gas Journal Russia. - 2018. - №3 (124). - С. 24-28.
3. Череповицын А. Е., Краславский А. А. Исследование инновационного потенциала нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождений Записки горного института. 2016. №1. pp. 892-902. <http://dx.doi.org/10.18454/pmi.2016.6.892>
4. Javier Díaz Lugo. Why the “Smart Oil and Gas Field” Is Needed Now [Электронный ресурс] / Oil and Gas Product New - Режим доступа: <https://www.oilandgasproductnews.com/article/19978/why-the-smart-oil-and-gas-field-is-needed-now>, свободный. (Дата обращения: 26.02.2021 г.).

УДК 622.276.63

Применение сухокислот в технологических составах для кислотной обработки

Галкина А.Н., Власова В.Д., Потешкина К.А.

Научный руководитель – Давлетшина Л.Ф.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

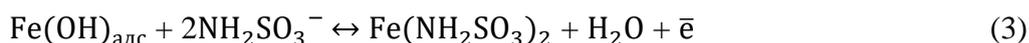
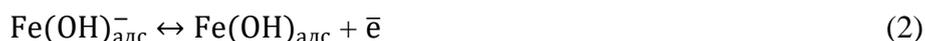
В процессе эксплуатации скважин, которые относятся к добывающим, фильтрационные свойства призабойной зоны пласта (ПЗП) ухудшается. Для того, чтобы увеличить проницаемость коллекторов, и как следствие увеличить количество добываемой нефти, необходимо применение специальных технологий. Такими являются кислотные обработки и гидравлический разрыв пласта. Кислотные обработки основаны на способности кислот растворять горную породу и многие кольматанты. В результате проницаемость пород в ПЗП улучшается за счет увеличения числа и размера фильтрационных каналов. В зависимости от типа породы, содержащей нефть, под воздействием кислоты происходит либо образование новых каналов-червоточин, как в случае карбонатной породы, либо очистка порового пространства породы растворением и диспергированием загрязнений, в случае обработки кислотой терригенной породы [1].

Для обработки коллекторов наиболее широко используются соляная кислота или смесь соляной и фтористоводородной кислот, однако из-за очень высокой скорости реакции кислоты с породой, химическое взаимодействие не проникает вглубь коллектора. Также такие кислоты не подходят при обработке высокотемпературных пластов, поскольку имеют высокое давление насыщенных паров, и кроме того, одним из основных недостатков является то, что данные кислоты проявляют высокую коррозионную агрессивность, а дополнительное температурное воздействие только усугубляет их активность по отношению к металлу.

Для минимизации негативных факторов возможно применение альтернативных кислотных составов, одним из перспективных классов в настоящее время являются «сухие» кислоты. Выбор порошкообразных кислот обусловлен простотой их транспортировки и хранения, а процесс коррозии металлоконструкций исключается.

Из сухих кислот чаще всего используются хлоруксусная (CH_2ClCOOH), лимонная ($\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7$), аскорбиновая ($\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_6$) и сульфаминовая ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$) кислоты. Наибольший интерес представляет сульфаминовая кислота, поскольку в растворенном виде она менее активна во взаимодействии с карбонатами и менее коррозионно-агрессивна по сравнению с другими кислотами.

Одним из осложнений в процессе проведения кислотных обработок является коррозионное разрушение металла. В процессе электрохимической коррозии протекают две параллельные реакции – катодное выделение водорода и анодное растворение железа. В случае с сульфаминовой кислотой предполагается, что адсорбция иона NH_2SO_3^- на металле существенно влияет на анодное растворение металла и протекает по реакциям (1)-(4):



Сульфамат-ионы характеризуются сильной адсорбцией на анодных центрах из-за высокой электронной плотности, что приводит к полному покрытию поверхности стали и образующийся поверхностный комплекс достаточно стабилен, чтобы защищать поверхность металлического оборудования от коррозии и, следовательно, ослаблять агрессивность среды по сравнению с другими кислотами. Однако водный раствор сульфаминовой кислоты коррозионно-активен [2] и возникает необходимость свести к минимуму потери, которые могут возникнуть в результате разрушения металла.

Для защиты всего металлического оборудования, которое используется в процессах нефтегазодобычи, наиболее эффективным и целесообразным является применение ингибиторов коррозии. Их применение должно отвечать большому ряду специфических требований, к которым относится высокий защитный эффект, сохранение высокой эффективности действия в кислотных составах не менее 30 суток, не осаждаться в призабойной зоне пласта, иметь хорошую совместимость с другими используемыми реагентами, быть не опасными для человека и окружающей среды и не влиять на дальнейший процесс подготовки и переработки нефти.

Механизм ингибирования заключается в образовании тонких защитных слоев, которые препятствуют разрушению поверхности металла [3]. Адсорбционный метод ингибирования основан на том, что молекула поверхностно-активного вещества адсорбируется на поверхности и при этом катодное выделение водорода и анодное растворение железа затормаживается. Молекулы ингибитора коррозии могут адсорбироваться как на отдельных участках металла (в зависимости от того, какой процесс подавляется, ингибиторы делятся на анодные, катодные и смешанные) так и на всей поверхности металла.

Указывается [4], что ингибиторы, которые эффективны в сульфатных растворах, обеспечат эффективное снижение коррозионной активности и в сульфаматных растворах. В НОЦ «Промысловая химия» проводились исследования ингибитора коррозии ИК-2, который, согласно документации от производителя, применяется для защиты оборудования в серной кислоте. Для проведения коррозионных экспериментов использовались пластины, изготовленные из стали Ст3. Агрессивной средой являлась 5, 10 и 15%мас. сульфаминовая кислота, концентрация ингибитора – 0,4%мас. Скорость растворения стали определялась при $21 \pm 2^\circ\text{C}$ гравиметрическим методом, который основан на потере массы образцов за время их пребывания в кислотных составах, с последующей оценкой защитного эффекта ингибитора. Для подтверждения достоверности результатов в каждом кислотном составе проводились два параллельных испытания. Время выдержки составляло 3, 6, 18 и 24 часа.

На рисунке 1 представлены результаты скорости коррозии при добавлении ингибитора Инвол-2Б в водные растворы сульфаминовой кислоты 5%, 10% и 15% мас.

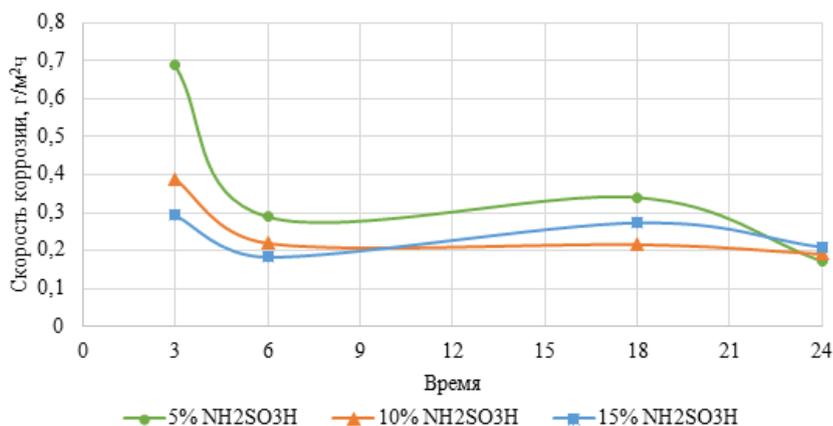


Рисунок 1 – График зависимости скорости коррозии стали Ст3 в различных концентрациях сульфаминовой кислоты от времени, конц. Инвол-2Б 0,4%, $t = 21(\pm 3)^\circ\text{C}$

Исходя из рисунка 1 видно, что зависимость коррозионной активности от концентрации кислоты неоднозначна. Известно, что сульфаминовая кислота существует в растворах в двух формах – ионной и цвиттер-ионной. Возможно, в слабо концентрированной кислоте преобладает именно ионная форма, когда происходит выделение протонов и в следствие этого коррозионная активность 5% мас. кислоты высока. В то время как в 15% мас. концентрации преобладает цвиттер-ионная форма, которая значительно менее активна. Также стоит отметить, что через 24 часа скорость коррозии металла снижается до значения $0,2 \text{ г/м}^2 \cdot \text{час}$, являющегося предельно допустимым значением скорости коррозии стали в ингибированной кислоте при испытании в течение 24 часов при 20°C .

На рисунке 2 представлены результаты защитного эффекта ингибитора Инвол-2Б в водных растворах сульфаминовой кислоты 5%, 10% и 15%мас.

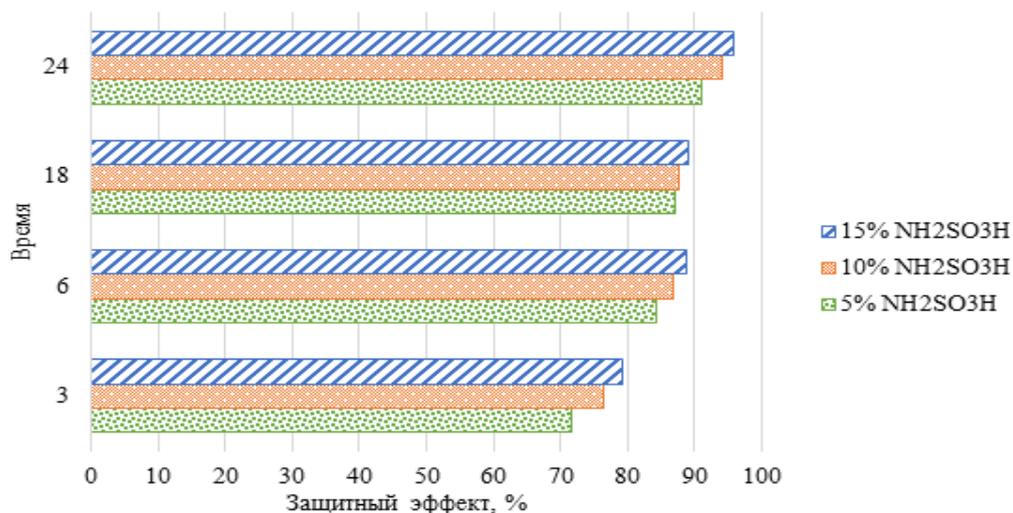


Рисунок 2 - График зависимости защитного эффекта ингибитора в водных растворах NH₂SO₃H различной концентрации во времени, конц. Инвол-2Б 0,4%, t = 21(±3) °С

На основании данных рисунка 2 в сульфаминовой кислоте выявлена зависимость увеличения защитного действия ингибитора от времени. Наибольший защитный эффект достигается при 24 часах для 15%мас. сульфаминовой кислоты.

Библиографический список:

1. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глущенко, М.А. Силин, под ред. Проф. И.Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
2. Амиян В.А., Уголев В.С., Кузнецов Г.Н. Результаты исследования коррозии металла в растворах сульфаминовой кислоты//Нефтяное хозяйство. 1969. № 10. С. 62-65
3. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. пособие для студентов вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
4. Харьковская Н.Л. Исследование кинетики электродных процессов на железе в растворах сульфаминовой кислоты и влияние ингибиторов на электродные процессы: дисс. на соискание уч. степ. канд. хим. наук: 02.0004 / Н.Л. Харьковская. - Моск. гос. пед. ин-т им. В. И. Ленина. - Москва: [б. и.], 1974. – 137 с.

УДК 622.243.27

Анализ экономической эффективности проведения зарезки боковых стволов по скважинам объекта АВ4.5 Самотлорского месторождения

Антонов Е.Н.¹, Шиян С.И.², Суховерова П. А.², Пеливанов Л.В.²

¹ – Управление супервайзинга бурения АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск

² – ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар

Исходные данные для расчёта

Увеличение выработки запасов нефти за счёт бурения боковых стволов на объекте АВ4.5 Самотлорского месторождения относится к ГТМ. Такие ГТМ как зарезка вторых боковых стволов, ГРП, оптимизация скважинного оборудования являются одними из эффективных методов повышения продуктивности скважин, они характеризуются:

- дополнительной добычей за счёт повышения нефтеотдачи пластов, т.е. добычей от вовлечённых в разработку слабодренлируемых запасов нефти;
- текущей дополнительной добычей нефти;
- сокращением объёма попутно добываемой воды.

В зависимости от производственно-технологического назначения скважин натуральным показателем эффекта от внедрения данного метода служит рост дебита. Конечным результатом проведения мероприятия является извлечение дополнительной нефти за анализируемый период времени.

Исходные данные, необходимые для расчёта, взяты из годовых отчётов планового отдела, за исключением цены на нефть и себестоимости. Эти данные являются коммерческой тайной, поэтому возьмём примерные цифры. Расчётный период – 4 года.

Исходные данные для проведения расчёта экономической эффективности проведения мероприятий представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчёта экономических показателей

Доля условно-переменных затрат	72	%
Себестоимость добычи 1 тонны нефти	8 200	у.е.
Цена 1 тонны нефти	11 200	у.е.
Ставка налога на прибыль	20	%
Средний прирост дебита	63,8	тонн/сут.
Средняя стоимость зарезки боковых стволов	25 000 000	у.е.
Коэффициент эксплуатации	0,96	
Нормальный коэффициент приведения	15	%

у.е. – условные единицы

Экономическое обоснование предложенного мероприятия

Прирост потока денежной наличности за расчётный период показывает, сколько дополнительных денежных средств накопится на расчётном счёте предприятия от реализации технико-технологической инновации.

Прирост потока денежной наличности за каждый год расчётного периода ($\Delta ПДН_t$) рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta B_t - \Delta I_t - K_t - \Delta H_t, \quad (1)$$

где K_t – капитальные затраты на проведение инновации в t -м году, у.е.; ΔB_t – прирост выручки от реализации дополнительной продукции, полученной в результате инновации в t -м году; ΔI_t – прирост текущих затрат (без учёта амортизации), связанных с проведением инновационных работ; ΔH_t – прирост налоговых выплат в t -м году.

Прирост выручки за счёт дополнительного объёма реализации нефти (ΔB_t) рассчитывается по формуле:

$$\Delta B(Q)_t = \Delta Q_t \cdot C_t, \quad (2)$$

где C_t – цена предприятия на нефть (газ) без налога на добавленную стоимость; ΔQ_{2020} – 143993 тонн (согласно документации планово-экономического отдела).

$$\Delta B(Q)_{2020} = 143993 \cdot 11200 = 1612,7 \text{ млн. у.е.}$$

Дополнительные текущие затраты по проектному решению определяются по формуле:

$$\Delta I_t = Ид_t + Им_t, \quad (3)$$

где $Ид_t$ – текущие затраты на дополнительную добычу, тыс. у.е.; $Им_t$ – текущие затраты в t -ом году на проведение работ по реализации мероприятия (стоимость текущего или капитального ремонта скважин и т.д.), тыс. у.е.

$$Ид_t = \Delta Q_t \cdot Y = \Delta Q_t \cdot c / c \cdot d_{пер}, \quad (4)$$

где ΔQ_t – дополнительное извлечение нефти в t -ом году, тыс. тонн; Y – удельные условно-переменные затраты, тыс. у.е./т.

$$Ид_{2020} = 143993 \cdot 8200 \cdot 0,72 = 850,1 \text{ млн. у.е.};$$

$$\Delta И_{2020} = 850,1 + 125 = 975,1 \text{ млн. у.е.}$$

Расчёт прироста налога на прибыль находится по формуле:

$$\Delta Нпр_t = \Delta Пр_t \cdot \frac{N_{np}}{100}, \quad (5)$$

где $\Delta Пр_t$ – прирост прибыли от реализации продукции в результате проведения проектных мероприятий в t -м году, тыс. у.е.; N_{np} – ставка налога на прибыль, % (в соответствии с налоговым кодексом равна 20 %).

$$\Delta Пр_t = \Delta В_t - \Delta И_t - \Delta А_t, \quad (6)$$

где $\Delta А_t$ – дополнительные амортизационные отчисления, начисленные в t -м году, тыс. у.е.

Капитальные затраты при внедрении ГТМ отсутствуют. Так как отсутствуют капитальные затраты, амортизационные отчисления также не рассчитываются.

$$\Delta Пр_{2020} = 1612,7 - 975,1 - 0 = 637,6 \text{ млн. у.е.}$$

$$\Delta Нпр_{2020} = 637,6 \cdot \frac{20}{100} = 127,5 \text{ млн. у.е.}$$

Тогда прирост потока денежной наличности будет равен ($K_t = 0$):

$$\Delta ПДН_{2020} = 1612,7 - 975,1 - 0 - 127,5 = 510,1 \text{ млн. у.е.}$$

Прирост накопленного потока денежной наличности ($\Delta НПДН$) определяется за все годы расчётного периода:

$$\Delta НПДН = \sum_{t=1}^T \Delta ПДН_t, \quad (7)$$

где t – текущий год; T – расчётный период по проекту, лет; $\Delta ПДН_t$ – прирост потока денежной наличности в t -м году, тыс. у.е.; $\Delta НПДН_{2020} = 510,1$ млн. у.е.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, их необходимо привести к одному моменту времени, а именно, к расчётному году t_p . За расчётный год принимается год, предшествующий началу получения технологического эффекта от проводимых мероприятий. Приведение (дисконтирование) осуществляется при помощи коэффициента дисконтирования α_t , который определяется для каждого года расчётного периода по следующей формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + H_d)^t},$$

где H_d – норма дисконта ($H_d = 15\%$).

Коэффициент дисконтирования по истечении первого года равен $\alpha_1 = 0,96$.

К расчётному году приводится прирост потока денежной наличности за каждый год расчётного периода:

$$\Delta ДПДН_t = \Delta ПДН_t \cdot \alpha_t, \quad (8)$$

где $\Delta ДПДН_t$ – прирост дисконтированный (приведённый) поток денежной наличности, млн. у.е.

$$\Delta ДПДН_{2020} = 510,1 \cdot 0,96 = 491,6 \text{ млн. у.е.}$$

Накопленный за весь расчётный период дисконтированный поток денежной наличности представляет собой чистую текущую стоимость ($\Delta ЧТС$), характеризующую реальный (чистый) доход с учётом фактора времени:

$$\Delta ЧТС = \Sigma \Delta ПДН, . \quad (9)$$

Относительно первого года $\Delta ЧТС = \Delta ПДН$, $ЧТС_{2020} = 491,6$ млн. руб.

На рисунке 1 графически отображена динамика накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости. Результаты расчётов представлены в таблице 2. Аналогично рассчитаны показатели и на остальные периоды.

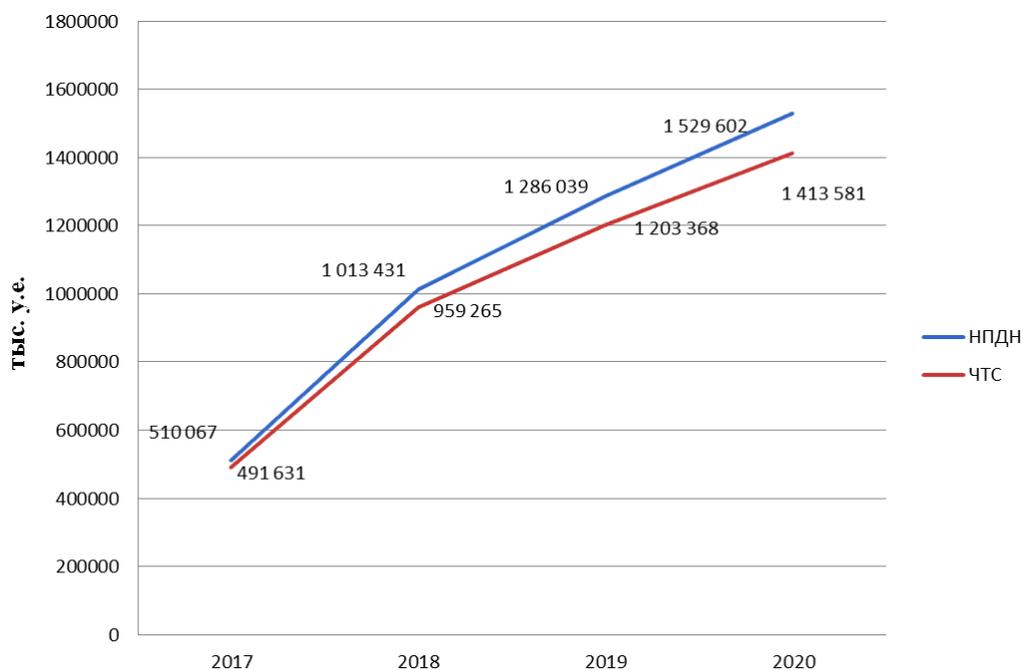


Рисунок 1 – График накопленной денежной наличности и чистой текущей стоимости

Таблица 2 – Сводная таблица экономических показателей

№№ п/п	Показатели	год			
		2017	2018	2019	2020
1	Объём дополнительной добычи нефти, тонн	143993	118808	64342,8	57487,5
2	Количество мероприятий	5	0	0	0
3	Прирост выручки, тыс. у.е.	1612716	1330644	720639	643860
4	Текущие затраты, тыс. у.е.	125000	0	0	0
5	Текущие затраты на дополнительную добычу, тыс. у.е.	850132	701439	379880	339406
6	Текущие затраты всего, тыс. у.е.	975132	701439	379880	339406
7	Прирост прибыли, облагаемой налогом, тыс. у.е.	637584	629205	340759	304454
8	Налог на прибыль, тыс. у.е.	127517	125841	68151,9	60890,8
9	Прирост потока денежной наличности, тыс. у.е.	510067	503364	272608	243563
10	Прирост накопленного потока наличности, тыс. у.е.	510067	1013431	1286039	1529602
11	Коэффициент дисконтирования	0,96	0,93	0,90	0,86
12	Дисконтированный поток наличности, тыс. у.е.	491631	467633	244103	210213
13	Чистая текущая стоимость, тыс. у.е.	491631	959265	1203368	1413581

Анализ чувствительности проекта к риску

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определённую степень риска, связанную с природными и рыночными факторами, то необходимо провести анализ чувствительности каждого варианта проекта. Анализ чувствительности проекта инновационной

деятельности производится с помощью диаграммы чувствительности проекта к риску. Для построения диаграммы чувствительности проекта к риску необходимо выбрать интервал наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора:

Таблица 3 - изменения диапазонов

добыча	- 30 %; + 30 %
цены на нефть	- 10 %; + 20 %
текущие затраты	- 10 %; + 30 %
налоги	- 20 %; + 20 %

Для каждого фактора определяем зависимость чистой текущей стоимости: ЧТС (Q); ЧТС (Ц); ЧТС (З); ЧТС (Н). Расчёты производим по вышеизложенной методике.

Результаты расчётов ЧТС при изменении факторов сведём в таблицу 4 и построим диаграмму чувствительности проекта к риску (рисунок 2).

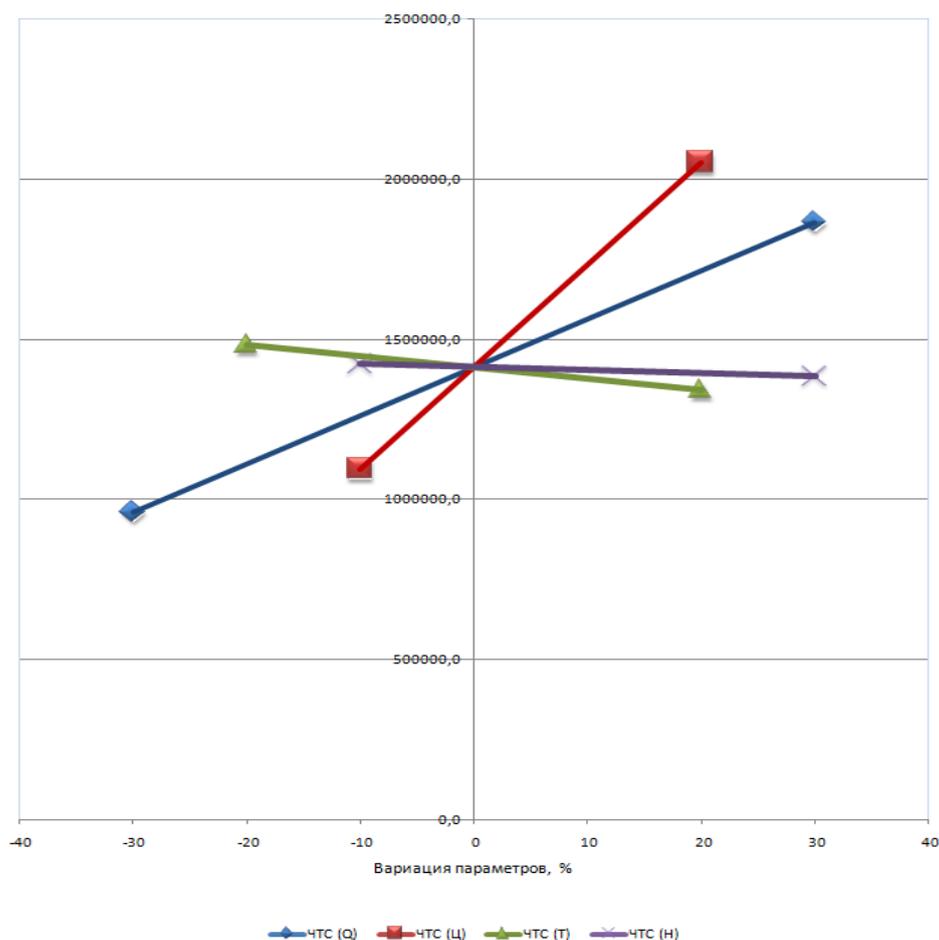


Рисунок 2 – Диаграмма чувствительности проекта к риску

Таблица 4 – Значение ЧТС при изменении факторов

Показатель	ЧТС, тыс. у.е.
Добыча нефти увеличилась на 30 %	1866570,6
Добыча нефти уменьшилась на 30 %	960590,8
Цена нефти увеличилась на 20 %	2052237,2
Цена нефти уменьшилась на 10 %	1094252,5
Текущие затраты увеличились на 30 %	1384665,1
Текущие затраты уменьшились на 10 %	1423219,3
Налоги увеличились на 20 %	1342901,7
Налоги уменьшились на 20 %	1484259,8

Выводы

Внедрение мероприятий научно-технического прогресса имеет большое значение для рационального использования сырьевых, топливно-энергетических и других материальных ресурсов. По предложенному мероприятию на Самотлорском месторождении произведён расчёт накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС). Диаграмма чувствительности проекта находится в положительной области, из чего следует, что проект не подвержен риску.

Таким образом, расчётные данные показывают целесообразность использования горизонтальных участков забоев скважин. Несмотря на значительные затраты, мероприятие экономически оправдано благодаря высокой технологической эффективности. Следствием является дополнительный прирост накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости. Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод об экономической эффективности использования работ по зарезке бокового ствола в производстве.

Библиографический список:

1. Антонов Е.Н., Савенок О.В. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере Самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 36-48.
2. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 48-57.
3. Антонов Е.Н., Шутов Д.В. Анализ текущего состояния разработки Самотлорского месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 37-57.
4. Антонов Е.Н., Шиян С.И., Шаблий И.И. Оценка выработки остаточных запасов пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения путём бурения боковых стволов // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2020. – № 4. – С. 57-75.
5. Григулецкий В.Г. Зарезка и бурение дополнительных стволов из эксплуатационных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 5. – С. 29-34.
6. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. - № 2. - С. 36-51.

СЕКЦИЯ 14. РЕГИОНАЛЬНАЯ МИНЕРАГЕНИЯ И ГЕОХИМИЯ

УДК 553.532(470.13)

Базальты фундамента Малоземельского – Колгуевского мегаблока

Осколкова М.Д.

Научный руководитель – Довжикова Е.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Местонахождением 1-Южно-Сенгейской скважины, откуда был взят изучаемый образец, является север Печорской плиты на побережье Северного Ледовитого океана.

Скважина 1-Южно-Сенгейская под силурийскими отложениями вскрыла алевролиты зеленовато-серого цвета с прослоями темно-серых глин, свежие лавобрекчии кислого состава, плотные, красновато-коричневого цвета, участками брекчиевидные. Под ними залегают базальты, крепкие плотные породы очень темного, почти черного цвета с редкими мелкими минералинами. (см.рис.1)

Породы такого кайнотипного облика в составе фундамента встречаются на территории плиты впервые. В южных районах под осадочным чехлом наблюдаются вулканические породы, но они очень сильно метаморфизированы и не содержат свежих минералов,

Вулканисты, залегающие под углом 40° к горизонту относятся к фундаменту Печорской плиты. Вулканисты перекрываются пачкой алевролитов, содержащих фауну силурийского возраста, которые образуют основание осадочного чехла плиты.

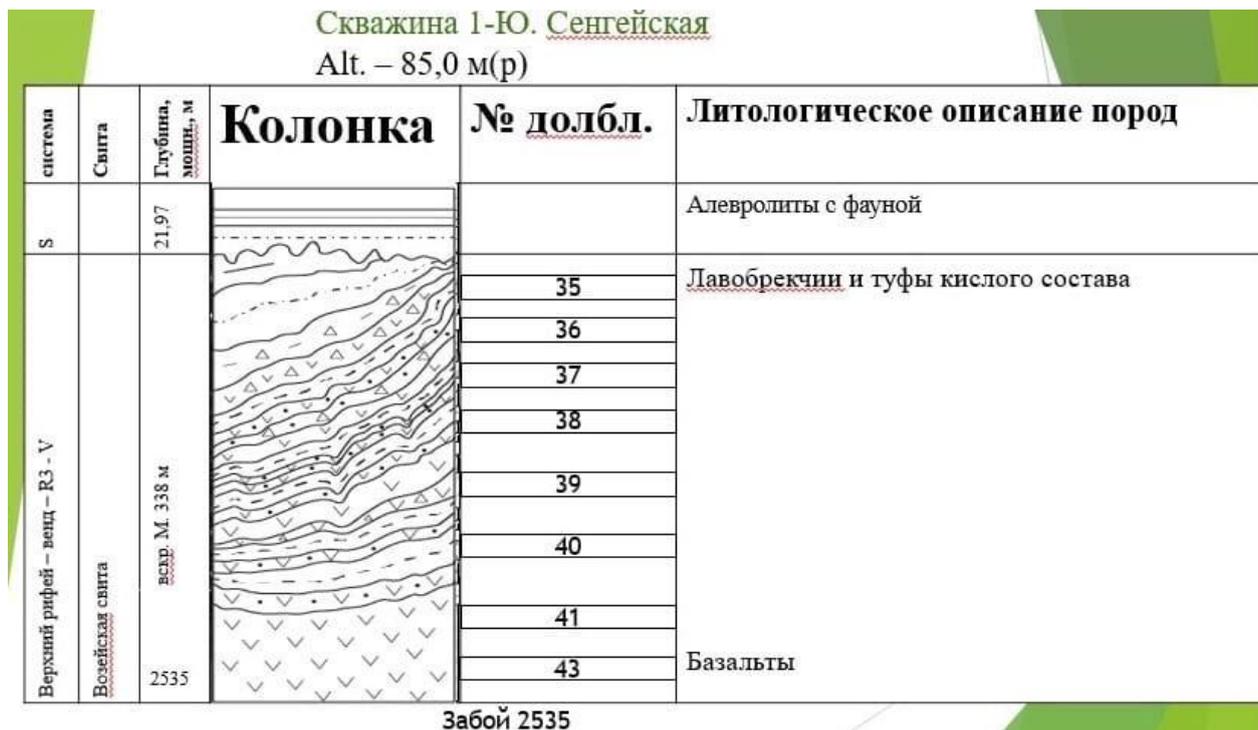


Рисунок 7 - Стратиграфия скважины

В силурийский отложениях, перекрывающих вулканиты наблюдается фауна – конодонты. (рис. 2-3). По остаткам зубов этих животных можно определить возраст. Конодонты – это вымершие животные из типа хордовых. По внешнему виду, напоминают современных угрей.

Среди конодонтоносителей были как совсем крошечные (длиной около 1 см), так и гигантские (например, Promissum, длина которого достигала 40 см). В настоящее время палеонтологи сходятся во мнении, что для конодонтоносителей характерно наличие больших глаз, плавников с плавниковыми лучами, хорды и мощной поперечно расположенной мускулатуры. На зубах конодонтов основана стратиграфия нижнего палеозоя.

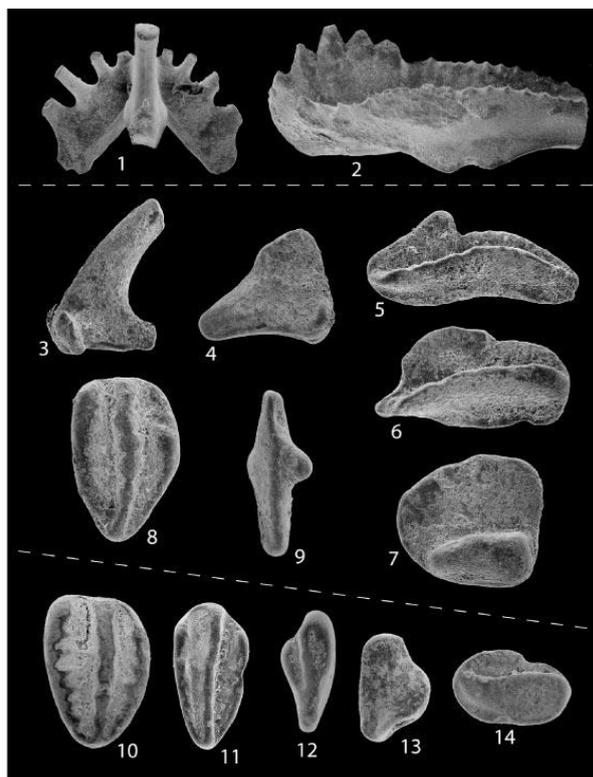


Рисунок 8 - Конодонты в силурийское время

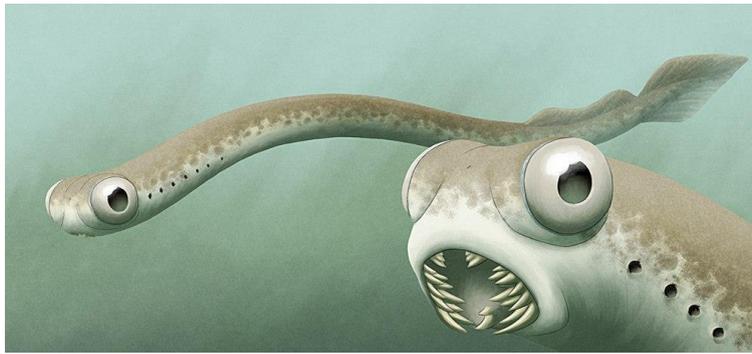


Рисунок 9 - Модель конодонтов из сети Интернет

Образец базальта является породой темной, темно-серой и даже почти черной. Текстура пористая или миндалекаменная. Поры и миндалины редкие, мелкие, до 2 мм, заполнены агатом, халцедоном и кварцем. (рис. 4)



Рисунок 10 - Базальт миндалекаменной текстуры

Под микроскопом мы наблюдаем базальт миндалекаменной текстуры и порфировой структуры, обусловленной вкрапленниками плагиоклаза и пироксена размером до 0,4 мм и более мелкозернистой основной массой, представленной преимущественно теми же минералами. Главными минералам являются пироксен и плагиоклаз.

Пироксен (40%), образован неправильными трещиноватыми зернами, размером 0,3-0,4 мм. Группа Лодочникова – 6, спайность совершенная и двупреломление высокое.

Плагиоклаз (лабрадор) примерно 40%, представлен кристаллами призматической формы и размером до 0,4 мм и менее. Группа Лодочникова – 4, спайность совершенная, двупреломление низкое. Широко представлены полисинтетические двойники.

Второстепенные минералы (20%) рудный минерал, агат и хлорит.

Рудный минерал образует довольно крупные зерна неправильной формы, непрозрачен, изотропен.

Агат заполняют миндалины. Группа Лодочникова – 4, почти изотропен. Иногда наблюдается еле заметная полосчатость.

Хлорит вероятнее всего замещает вулканическое стекло, образует агрегаты пластинчатых кристаллов. Группа Лодочникова – 4, двупреломление низкое.

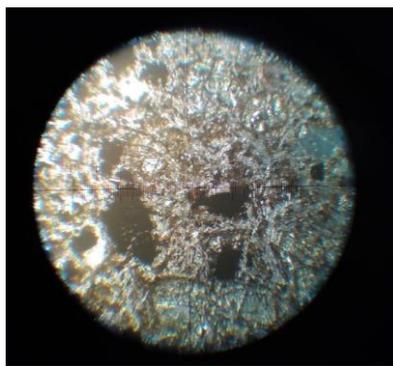


Рисунок 11 - Вид шлифа под микроскопом. Радиус поля зрения 0,8 мм. Без анализатора.

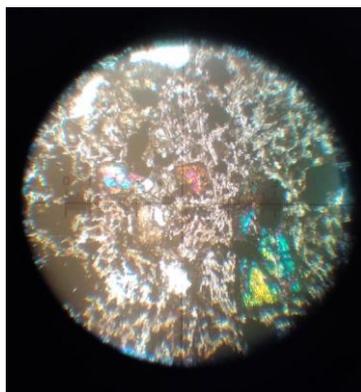


Рисунок 12 - Радиус поля зрения 0,8 мм. С анализатором.

Таким образом, в составе фундамента Печорской плиты присутствует кайнотипные породы кислого и основного состава.

Возраст данных образований по геологическим данным определяется как докембрийский (т.к. угол падения вулканитов достигает 40 градусов, а перекрывающие породы имеют палеонтологически датированный силурийский возраст).

Более точно возраст базальтов может быть установлен при датировании на абсолютный возраст.

Библиографический список:

1. Довжикова Е.Г. Практическая петрография: учебное пособие/ Е.Г. Довжикова. – Ухта: Издательство УГТУ, 2012. Текст: непосредственный
2. Белякова Л.Т. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна/ Богацкий В.И., Богданов Б.П., Довжикова Е.Г., Ласкин В.М. – Киров: Издательство ОАО «Кировская областная типография», 2008. Текст: непосредственный

УДК 551.734

Состав и строение доманиковой свиты верхнего девона (Южный Тиман)

Поздняков И.А.

Научный руководитель – Бакулина Л.П.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Материал для исследования был получен в процессе прохождения учебной геологической съемочной практики. Изучаемая территория охватывает нижнюю часть бассейна рр. Чуть и Ухта (от устья р. Чуть до руч. Крохаль).

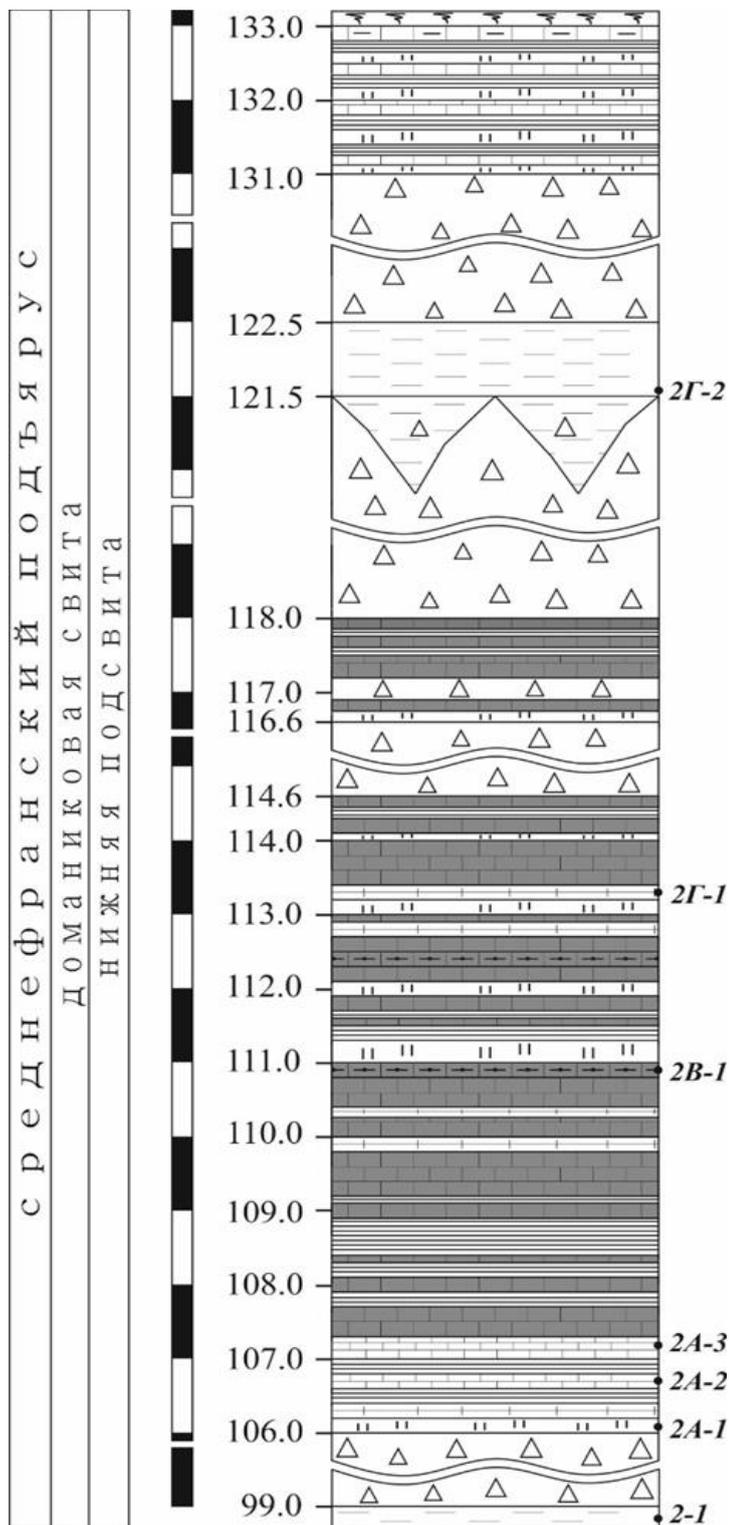


Рисунок 1 - Стратиграфическая колонка;
2-1...2Г-2 – точки отбора образцов

На контакте между устьерегскими и доманиковскими отложениями были найдены разрозненные костные пластины панцирных рыб девонского моря (рис. 4): подкласс артродиры – крупные свободноплавающие морские хищники и подкласс антиархи – придонные малоподвижные хищники. Размер найденных трех костных пластин с бугорчатой внешней поверхностью: 5x7 см, 6x8 см, 4x5 см.

По предварительному заключению косые пластины П.А. Безносомым определены как *Plourdosteussp* и *Asterolepisradiata* Roh. sp.

В 2016 г. при прохождении геолого-съёмочной практики в данном районе на бичевнике студентом А.А. Шуплецовым была найдена глинисто-известковистая конкреция диаметром 10x9

Мощность свиты в Ухтинском районе составляет от 40 до 60 метров. Свита представлена типично морскими карбонатно-кремнистыми битуминозными отложениями, обычно тонко переслаиваемыми между собой, и несколькими прослоями глин. Доманиковские породы характеризуются значительным окремнением (37.2% без учета чистых кремней) и высоким содержанием органического углерода [1,2].

Образцы были отобраны в основном из базальной части склона – нижняя часть доманиковского разреза (рис. 1).

В основании разреза залегают плитчатые светло-серые пелитоморфнозернистые известняки со ступчатой-комковатой текстурой; глинистые, «немые» (не содержащие фауны) с редкой сульфидной минерализацией, представленной, главным образом, пиритом (рис. 2, Б). Мощность слоя до 0,3 м.

Выше по разрезу они перекрываются светло-коричневыми известняками с явно кристаллической, органогенной структурой и массивной текстурой (рис. 3), участками наблюдается перекристаллизация первичного карбонатного вещества (рис. 3, Б).

Контакт (рис. 2, А) с подстилающими устьерегскими отложениями неровный, бугристый; на поверхности напластования наблюдаются многочисленные ходы червей-илоедов и обилие морской фауны (науитолоидеи, бактриоидеи, аммоноидеи, тентакулиты, реже двустворки, гастроподы, брахиоподы, криноидеи). Такой характер контакта свидетельствует о размывании устьерегских отложений водами доманиковского морского бассейна.

см. На сколе данной конкреции был обнаружен хорошей сохранности, предположительно, карапакс – панцирь высшего рака коричневой окраски с мелкобугорчатой поверхностью (рис. 5). В верхней части образца четко проявлены глазные бугорки диаметром 3-4 мм (на рисунке указаны стрелками). Образец требует дальнейших исследований для определения систематической принадлежности.

Ранее, в пределах данного обнажения студентами на поверхности напластования тонкоплитчатых битуминозных известняков доманика был найден тельсон (хвостовой отдел) филлокарид (*Phyllocarida* – подкласс высших раков) (рис. 5, нижний ряд).

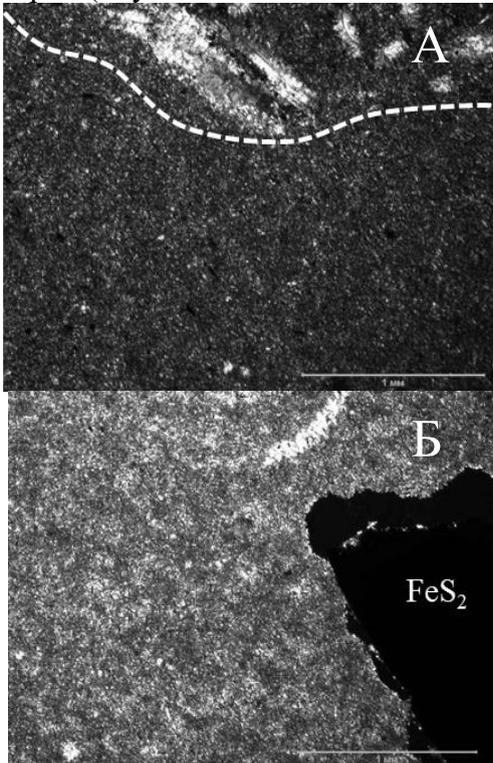


Рисунок 2 - Известняк пелитоморфнозернистый, сгустково-комковатый; глинистый, «немой»

А – линия – контакт устьярегской и доманиковой свит; Б – редкая сульфидная минерализация; С - анализатором

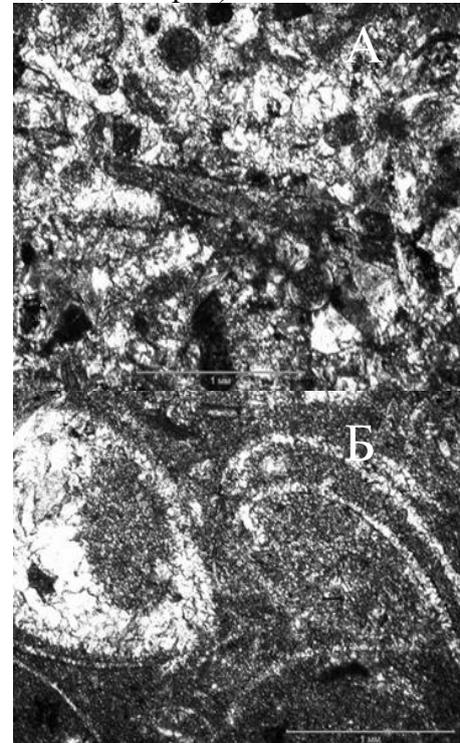


Рисунок 3 - Органогенный известняк с явно кристаллической структурой (А)

Б – раковины цементируются мелкозернистым кальцитом
С - анализатором

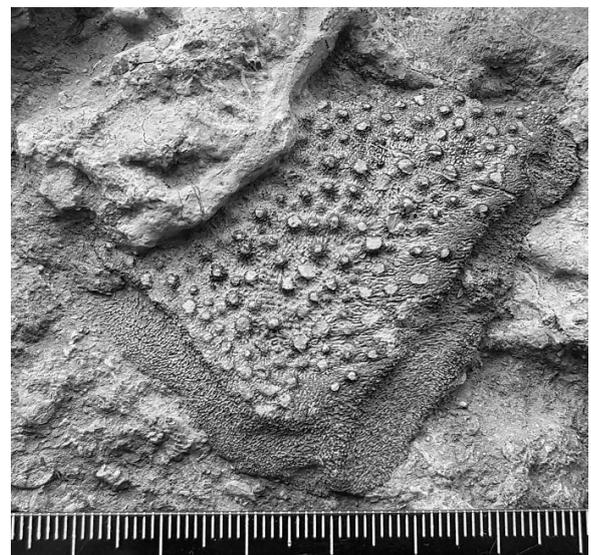


Рисунок 4 - Костные пластины панцирных рыб из переходной пачки известняков между устьярегской и доманиковой свитами, р. Чуть, правый берег

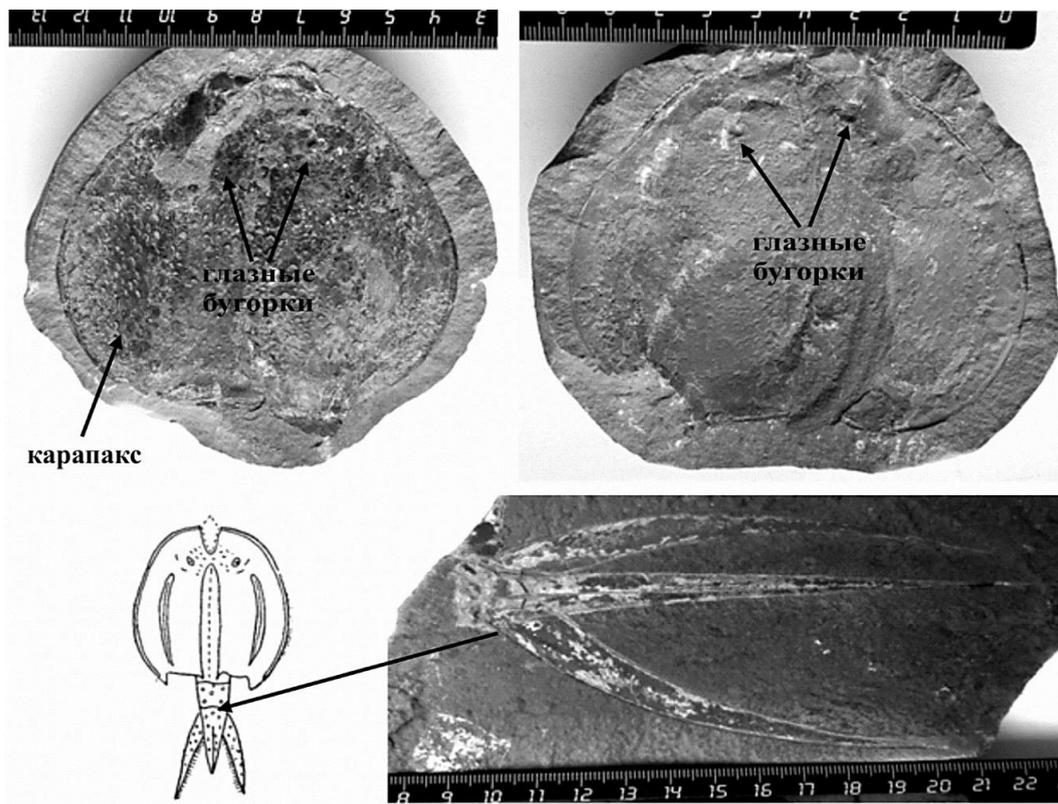


Рисунок 5 - Карапакс девонского рака (?) (верхний ряд) и тельсонфиллокарид, верхний девон, р. Чуть, Т.Н. №2

Библиографический список:

1. Максимова С. В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. М.: Наука, 1970. – 86 с.
2. Юдина Ю. А., Москаленко М. Н. Опорные разрезы франского яруса южного Тимана. Путеводитель полевой экскурсии. СПб: ВНИГРИ, 1997. – 80 с.

УДК 57.07(470.13)

Ископаемая флора средних юрских отложений Сосногорского района

Шулепов И.Н.

Научный руководитель – Бакулина Л.П.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Образец для исследования был обнаружен группой геологов в юрских отложениях на правом берегу реки Ижмы напротив деревни Пожня (рис. 1).

Данная территория характеризуется следующей палеогеографической обстановкой: на протяжении всего триасового периода и до конца ааленского века средней юрской эпохи территория Сосногорского района находилась выше уровня моря, осадконакопления (рис. 2) не происходило.

В последующие байосский и батский века средней юры на территории возобновился процесс седиментации, она представляла собой аккумулятивную равнину (рис. 3), где накапливался преимущественно терригенный материал – алевриты и пески.

В келловейский век среднеюрской эпохи исследуемая территория была охвачена морской трансгрессией (рис. 4), Тиманская гряда представляла собой серию островов, с которых под действием процессов выветривания происходил снос обломочного материала.

Вместе с этим осадком в морской бассейн попадали и отдельные фрагменты ископаемой флоры, которая захоронялась будущими слоями горных пород.

Исследуемый образец характеризуется следующими размерами: длина около 18 см, ширина – 7 см, толщина – 2,5 см; форма поперечного сечения овальная; окраска черная с сильным смолистым блеском. Внешне напоминает уголь, но при этом обладает повышенной плотностью – тонет в воде (рис. 5). Сложено ископаемое дерево кальцитом – при взаимодействии на образец соляной кислоты наблюдается бурная шипящая реакция (рис. 6).

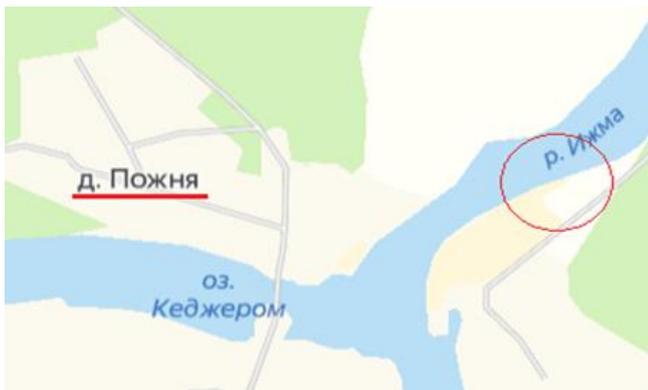


Рисунок 1 - Место обнаружения ископаемой флоры



Рисунок 2 - Ааленский век. Континентальный режим

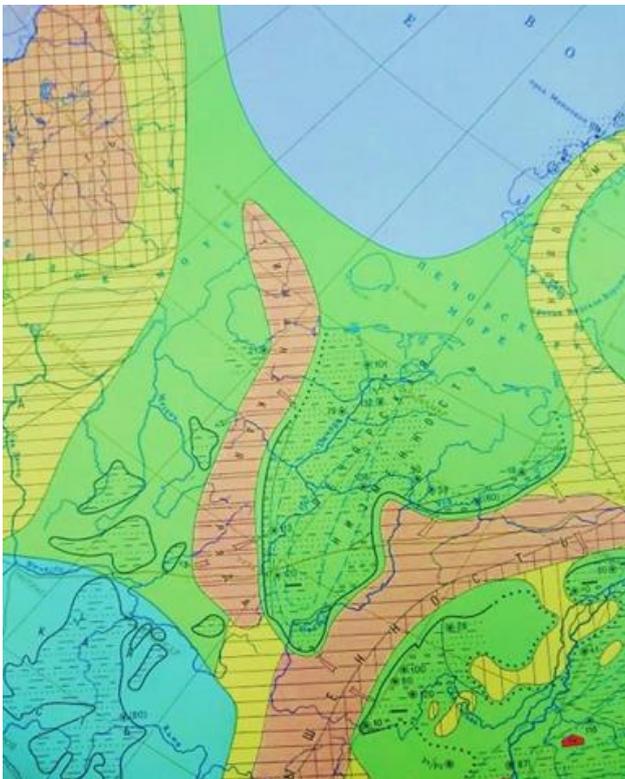


Рисунок 3 - Байосский и батский века. Аккумулятивная равнина



Рисунок 4 - Ааленский век. Морская трансгрессия

При изучении образца под микроскопом отчетливо видна органогенная структура дерева (рис.7), которая за время нахождения древесных остатков в морском бассейне замещается на неорганическую – процесс карбонатизации. Данный кальцит относится к первой генерации. Кальцит второй генерации заполняет («заживляет») образовавшиеся трещины в теле окаменелости (рис.8).

При исследовании образца под рудным микроскопом заметно, что кальцит частично замещается пиритом, но при этом структура дерева не нарушается. На поперечном спиле образца, отчетливо видны сохранившиеся годовичные кольца (рис. 9).

По своим анатомическим признакам ископаемая древесина может быть отнесена к семейству Гинкговых растений, к роду *Protoginkgoxylon Chudajberdyev*. Древесина, относящаяся к этому роду, обладает хорошо заметными годовичными кольцами. Единственным представителем, который дожил до современности, является знаменитый *Ginkgobiloba*.



Рисунок 5 - Размеры и поперечное сечение образца



Рисунок 6 - Результат реакции с соляной кислотой

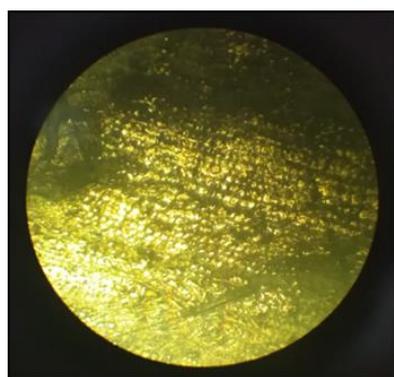


Рисунок 7 - Отчетливая структура дерева под микроскопом

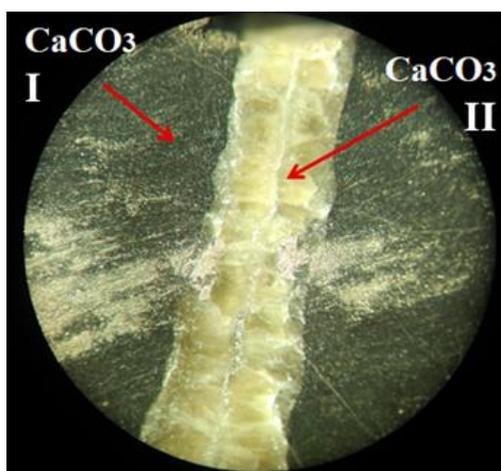


Рисунок 8 - Органогенная структура дерева сложенная кальцитом I. Трещины в теле дерева, залеченные кальцитом II генерации

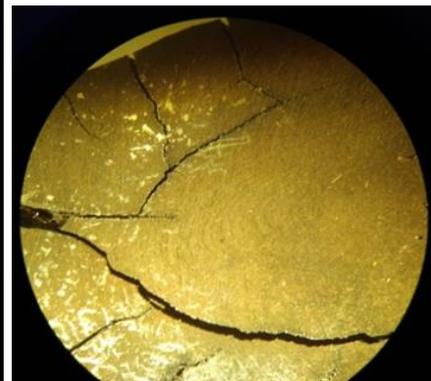


Рисунок 9 - Годовичные кольца

Исследуемый объект, вероятнее всего, является фрагментом (*окаменелой веткой*) этого древнего растения. Гинкго считается «живым ископаемым». Предполагают, что гинкговые являются непосредственными потомками одной из групп древних семенных папоротников (*птеридоспермов*).

Ископаемые гинкговые возникли в начале позднего пермского периода, а максимального разнообразия достигли в середине юрского периода. Вырастает дерево до 40 м в высоту и диаметром ствола в 4,5 м. гинкго имеют уникальную для них форму листьев – веерообразную пластинку шириной 5-9 см, на тонком черешке длиной до 10 см (рис. 10 и 11).



Рисунок 10 - Окаменелая часть гинкгового растения



Рисунок 11 - Листья современного гинкго

Библиографический список:

1. <http://www.maleus.ru/index.php/collection/75-ginkgo/>
2. <http://plantlife.ru/books/item/f00/s00/z0000029/st130.shtml>

СЕКЦИЯ 15. СОВРЕМЕННЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

УДК: 004.658.2

Разработка информационной системы «WEB-портал школы физики «Ампер»

Денисова А.А.

Научный руководитель: Кунцев В.Е.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Дополнительное образование школьников является средством комплексного обучения ребенка и формирования личности. Репетиторы и кружки по интересам набирают обороты и все больше родителей желают предоставить возможность своим детям всестороннее развитие в том или ином направлении.

Школа физики «Ампер» занимается осуществлением подготовки к государственным экзаменам, олимпиадам, которые встречаются на пути учеников 7-11 класс, а также помогает просто подтянуть знания.

За 5 лет работы школа достигла больших успехов в области дополнительного образования школьников, поэтому компания занимает лидирующее место в городе Ухта.

Основная задача в образовании – это контроль успеваемости и посещаемости учеников, как со стороны родителей, так и со стороны преподавателей. И сотрудникам школы приходится вручную, без использования необходимого ПО, формировать журналы для своих групп, что ведет за собой следующие последствия:

- Необходимость затрат большого количества времени для внесения всех данных;
- Отсутствие общего доступа всех преподавателей ко всем журналам;
- Утеря данных о посещении учеников;

—Отсутствие данных об успеваемости в силу человеческого или временного фактора;

—Отсутствие регулярного контроля учеников со стороны родителей, так как нет для них никакой отчетности в визуальном формате.

Актуальностью данной работы обусловлена, в первую очередь, недостатком подобной информационной системы в данной организации, а также отсутствием коммерческих систем подобного направления.

Объектом исследования является организация Школа физики «Ампер». Предметом исследования является процесс учёта успеваемости и посещаемости учеников школы.

Целью работы является разработка информационной системы учета деятельности школы, которая значительно упростит данный процесс и позволит избежать лишних ошибок при внесении данных, а также сможет визуализировать картину успеваемости в различных отчетах для своевременного принятия решения об изменении в образовательном процессе или информировании родителей.

Были выделены основные функциональные требования, согласно которым системы должна:

- 1) Осуществлять аутентификацию пользователя при входе в систему;
- 2) Позволять вносить и редактировать данные об учениках, родителях, преподавателях, группах.
- 3) Формировать расписание занятий с различным интерфейсом для разных ролей.
- 4) Формировать занятие в журнале с личного кабинета преподавателя и дневник ученика в личном кабинете ученика.
- 5) Формировать следующие виды отчетов:
 - a) Отчет успеваемости и посещаемости ученика за выбранные даты
 - b) Отчет успеваемости и посещаемости группы за выбранные даты
- 6) Производить расчет количества необходимых методических материалов и позволять вносить и редактировать информацию о методических материалах;
- 7) Позволять вносить и редактировать оплаты, которые были произведены за определенный месяц.
- 8) Позволять рассчитать вознаграждение преподавателя по проведенным занятиям.

Для разработки системы планируется решить следующие задачи:

- 1) Формирование требований к ИС
 - a. Проведение предпроектного анализа
 - b. Сбор требований
 - c. Анализ требований
 - d. Изучение аналогов
 - e. Создание черновой версии спецификации проекта
 - f. Обсуждение спецификаций проекта
 - g. Доработка спецификация ПО с учетом замечаний
- 2) Проектирование
 - a. Пересмотр предварительных спецификаций ПО
 - b. Разработка функциональных спецификаций
 - c. Разработка интерфейсного прототипа
 - d. Разработка логической модели БД
 - e. Ревизия функциональных спецификаций
 - f. Доработка функциональных спецификаций с учетом замечаний
- 3) Разработка
 - a. Разработка тестовой версии интерфейса
 - b. Разработка кода
 - c. Разработка итоговой версии интерфейса
 - d. Первичная отладка

Чтобы доказать актуальность разработки Web-портала школы физики «Ампер» был проведен обзор аналогов в данной теме. Стоит отметить, что абсолютных аналогов в выбранной сфере найдено не было. В выбранные системах отсутствует ряд основных функций, которые необходимы для корректной работы предприятия (Таблица 1).

Таблица 3 - Аналоги разрабатываемой системы

Требования	Hollihop	Параплан	Web-портал школы физики Ампер
Аутентификация	+	+(нет кабинета ученика)	+
Учет данных об:			
• учениках,	+	+	+
• группах(база/профиль),	+ –	+ –	+
• преподавателях,	+	+	+
• родителей	–	–	+
Формирование расписания	+	+	+
Формирование замен	–	–	+
Формировать журнал:			
• Ставить оценки	–	– +	+
• Посещаемость	+	+	+
• Контроль отработок	–	+	+
Требования	Hollihop	Параплан	Web-портал школы физики Ампер
• Домашнее задание	–	+	+
Формировать отчет об успеваемости	–	–	+
Учет методических материалов	–	–	+
Расчет материалов	–	–	+
Контроль оплат учеников по месяцам	+	+	+
Расчет вознаграждения преподавателям	+	+	+

На основе сбора информации о предметной области, была составлена диаграмма потоков данных нулевого уровня декомпозиции с помощью инструмента Visual Paradigm (Рисунок 1).

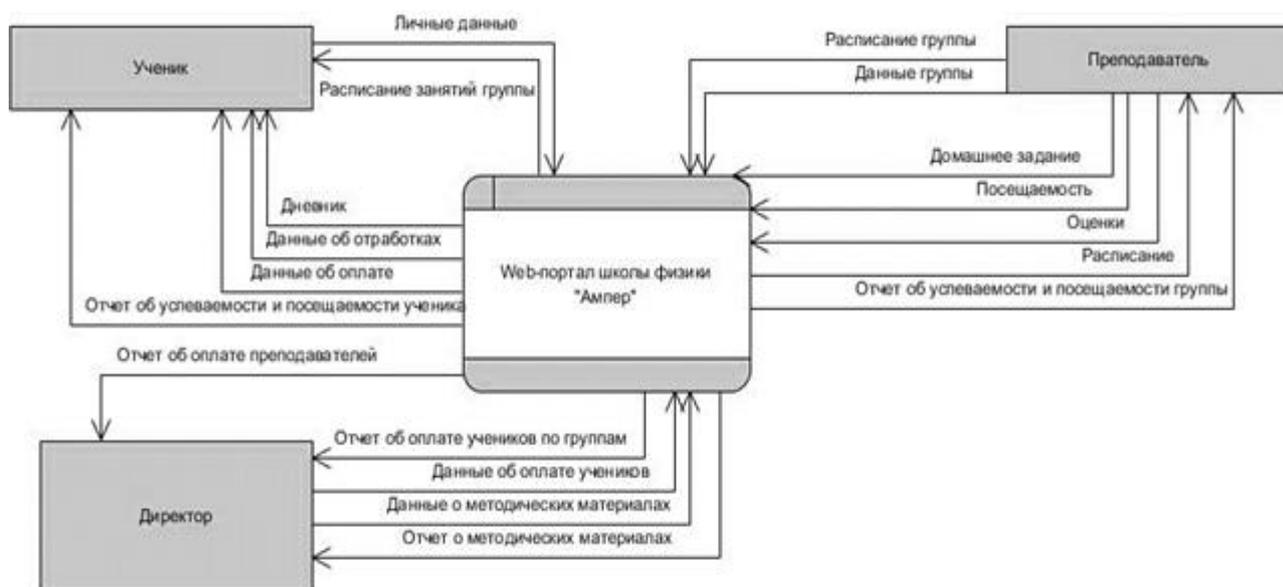


Рисунок 13 - Диаграмма потоков данных нулевого уровня

После сбора требований и сведений о предметной области была составлена логическая модель базы данных [2], которая отражает основные сущности и их атрибуты (Рисунок 2)

УДК 004.51

Каразработка системы учета и мониторинга сетевого оборудования для «Ростелеком» с применением Гис технологий

Шорохов И.А.

Научный руководитель - Шилова С.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Новый виток научно-технического прогресса способствовал расширению возможностей массовых коммуникаций, которые можно уподобить кровеносной системе современного общества. Массовая коммуникация, подобно паутине, покрывает современное общество. И параметры ее размещения способны определять алгоритм развития (или изменения) как самого общества, так и человека, в нем существующего.

В этом процессе определяющие роли играют телевидение и Интернет. Несмотря на быстрое и широкое распространение Интернета, телевидение пока не потеряло своего значения как главного источника информации (так считают 52% населения России, по данным ВЦИОМ). Телевидение воспринимается как СМИ с высокой степенью ответственности, а интернет-ресурсы дают слишком мозаичную и противоречивую картину, вызывающую сомнение в ее достоверности.

На данный момент компания «Ростелеком» является лидирующей компанией в аспекте предоставления услуг интернета и интерактивного телевиденья. Но, как и у всех компаний «Ростелеком» сталкивается с проблемой, которая заключается в скорости подключения новых абонентов и технической поддержке уже имеющихся абонентов. Для того, чтобы решить такую проблему, как трата времени технических специалистов на то, чтобы проанализировать заявку абонента на подключение новых услуг или на дополнительных подключение к уже имеющимся услугам и это первая проблема. На данный момент, чтобы подключить нового клиента компании приходится тратить время на так называемые технические справки, в ходе которых мы выявляем техническую возможность подключения нового абонента и для этого требуется выезд самого специалиста, что непосредственно влияет на скорость выполнения самой заявки, из-за чего специалисту требуется выезжать дважды:

- Техническая справка
- Непосредственное подключение услуг, если есть техническая возможность

Наша геоинформационная система решает такую проблему тем, что специалист, может находясь в офисе или в любой точке мира визуально проанализировать ситуацию о технической возможности подключения нового абонента, что экономит человеко-часы и ресурсы компании, а самый главный ресурс при решении технических задач – это, конечно же, время. Чем меньше времени мы тратим на подключение нового абонента, тем больше абонентов мы сможем подключить.

Вторая проблема — это интуитивно непонятный интерфейс уже имеющихся продуктов по учету оборудования, так как в нынешних продуктах все очень и очень неудобно. Специалисту, чтобы получить нужную ему информацию об оборудовании, как у абонента, так и об оборудовании, которое привязывается к домам, требуется большое количество времени, что снова влияет на скорость выполнения заявок. Наш продукт поможет специалисту интуитивно получать информацию об оборудовании, тратя на это гораздо меньше времени и получать из этого как можно больше нужной ему информации.

Вторая проблема это удобство уже имеющихся продуктов по учету оборудования, так как в нынешних продуктах все очень и очень неудобно. Специалисту, чтобы получить нужную ему информацию об оборудовании, как у абонента, так и об оборудовании, которое привязывается к домам, требуется большое количество времени, что снова влияет на скорость выполнения заявок. Наш продукт поможет специалисту эффективнее получать информацию об оборудовании, тратя на это гораздо меньше времени и получать из этого как можно больше нужной ему информации.

При первоначальном ознакомлении с предметной областью были выделены основные сущности для моделирования и связи между ними:

1. ORK (расшифровка нужна) - должна содержать данные о оборудовании дома, такие как: тип, дата регистрации, дата последнего ТО, номер оборудования, подъезд, этаж, количество портов.

2. Streets-должна содержать данные о доме, такие как: город, улица и географические координаты.

3. Tenants - должна содержать данные о жильце, такие как: ФИО, серия паспорта, номер паспорта, дата выдачи, лицевой счет, тип клиента, телефон, тип подключения, дата подключения, подъезд, этаж и квартира.

4. Equipment - должна содержать данные о оборудовании жильца, такие как: дата установки, услуга, данные, модель оборудования.

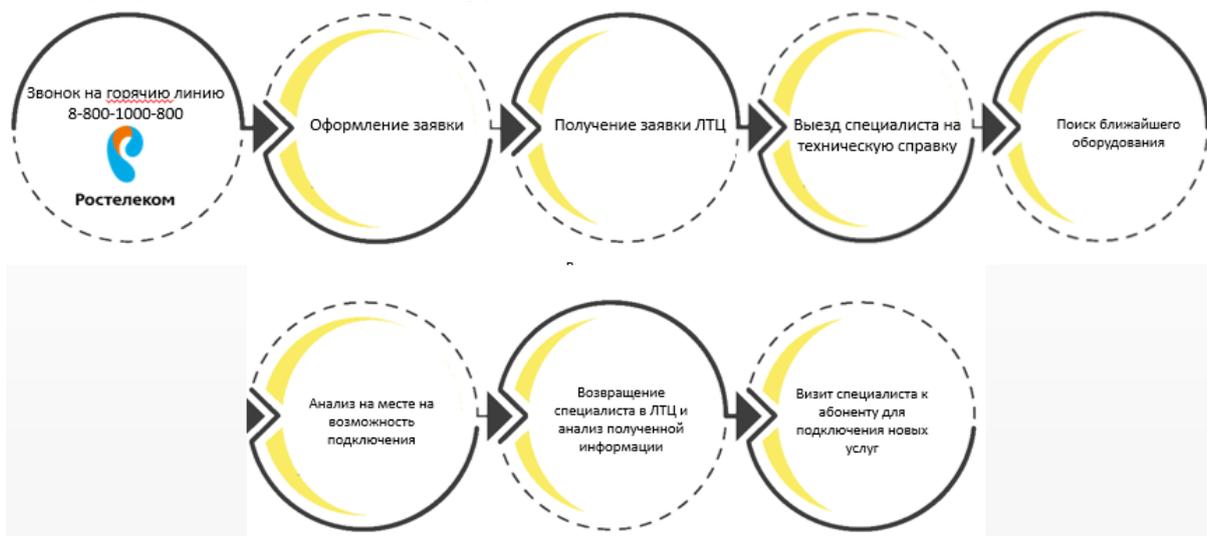


Рисунок 1 – Цепочка подключения новых абонентов на данный момент

А также была составлена концептуальная модель, отображающая связи между сущностями: На основе анализа сущностей предметной области, после генерации отношений была составлена логическая и физическая модели системы, определить способы размещения данных в среде хранения и способы доступа к этим данным.

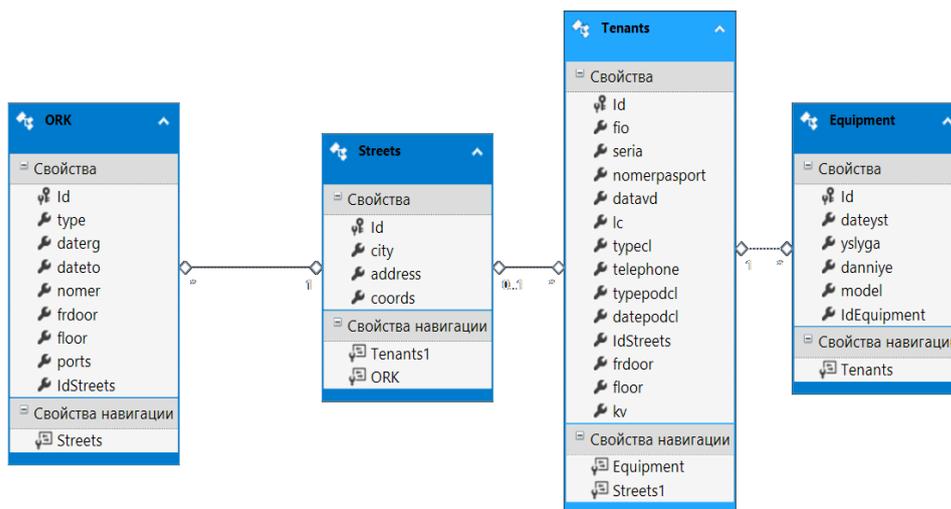


Рисунок 2 - Логическая модель

Наша задача заключалась в разработке адаптивного веб-интерфейса с подключением к проекту Yandex Maps API. И основным функционалом является отображение карты и работа с ней. Например, нахождение количества свободных портов в выделенной области и отображение их на карте с помощью меток. Анализ выделенной области не только по количеству свободных портов, но и по такому критерию, как тип подключения. Анализ спроса на оборудование и услуг в заданной области.

Разработка приложения ведется в среде ASP.Net, на языке программирования C#. В качестве картографического сервиса подключена Yandex Maps с частично открытым API.

Наш проект рассчитан на своевременную адаптацию в плане функций в соответствии с развитием технологий и спектра услуг компании. И создается с расчетом на простое внедрение этих функций в будущем. Рассмотрим возможное теоретическое исполнение функции нахождения кратчайшего пути.

В веб-интерфейсе будут реализованы разбиение функционала по ролям. Основными ролями выделены: системный администратор, оператор и непосредственно мастера. Системный администратор получит право редактировать, добавлять и изменять данные непосредственно в базе данных для того, чтобы мастера и операторы могли получать гораздо больше информации и тратя на это гораздо меньше времени. Непосредственно операторы смогут контролировать процесс технической и поддержки, и процесс инсталляционных работ в г. Ухта и близь лежащих поселков которые входят в зону обслуживания. Так как на данный момент времени при подключении новых абонентов оптические порты бронирует непосредственно координатор, начальник отдела, то данный проект позволит снять часть нагрузки с координатора и позволит мастерам самим бронировать свободный порт на оптических распределительных коробках или же на оптических распределительных шкафах. Так же мы снимем часть обязанностей с координатора, который назначает заявки мастерам по принципу «кто ближе находится у места, где требуется техническая поддержка». Наша система будет автоматически распределять заявки по тому же самому принципу, но не требующего постоянного внимания координатора. Так же одному из мастеров не будет назначаться две и более заявок на одну временную квоту, то есть если на время выделено три квоты, то мастеру будет назначаться лишь одна заявка из трех, что позволит мастеру делать работу качественно и не беспокоиться, что он может не успеть на следующую заявку или просрочить время закрытия наряда.

Основным функционалом является работа с картой, что позволит визуализировать место нахождения технического оборудования и технических заявок, а также заявок на новое подключения. Так же для работы с картой будет интегрировано несколько слоев, которые будут отображать нужную информацию. Первый слой будет реализовывать добавление новых домов и это будет реализовано интуитивно понятно. С помощью клика по нужному дому на карте мы будем получать город, адрес и географические координаты. Так будет реализован ручной ввод адреса, координат и добавление дома в базу данных, а при добавлении нового дома, мы сможем добавлять оборудование к этому дому такие как оптические распределительные коробки, оптические распределительные шкафы, телефонные распределительные коробки и шкафа, которые находятся в близости домов и охватывают некоторый диапазон домов. Так, при добавление новых домов, мы сможем добавлять жильцов и оборудование которые они приобретают в аренду или же собственность, а также позволит видеть какими услугами пользуются, что плавно нас переносит ко второму слою. Второй слой позволит нам видеть проникновение услуг по тому или иному адресу, а также в городе или поселке и анализировать полученные данные. Данные полученные с данного слоя позволят понять куда стоит вложить больше сил по пиару и рекламированию наших услуг или выявить недостатки предоставляемых услуг и понять почему люди не хотят подключать наши услуги.

Библиографический ссылки:

1. Венц, Кристиан Программирование в ASP.NET Ajax / Кристиан Венц. - М.: Символ-плюс, 2008. - 512 с.
2. Камерон, Роб ASP.NET 3.5, компоненты AJAX и серверные элементы управления для профессионалов / Роб Камерон, Дэйл Михалк. - М.: Вильямс, 2009. - 608 с.
3. Ник, Рендольф Visual Studio 2010 для профессионалов / Рендольф Ник. - М.: Диалектика / Вильямс, 2011. - 549 с.
4. Фримен, Адам ASP.NET MVC 3 Framework с примерами на C# для профессионалов / Адам Фримен, Стивен Сандерсон. - М.: Вильямс, 2011. - 672 с.
5. Эвери, Дж. Microsoft ASP.NET. Конфигурирование и настройка / Дж. Эвери. - М.: Эком, 2005. - 183 с.

УДК 004.912

Информационная система автоматического поиска и анализа научных публикаций

Юдин М.О., Куделин А.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ни для кого не секрет, что Интернет является наиболее масштабным хранилищем данных. В Интернете можно найти невообразимое количество данных на разнообразную тематику. В большинстве своем эти данные хранятся в текстовом формате и с каждым годом количество публикаций увеличивается. В то же время, для научного сообщества прежде всего информация является ценной, если она предоставляется в виде рецензируемых статей научных журналов. Основным источником рецензируемых статей является хранилище «Scopus».

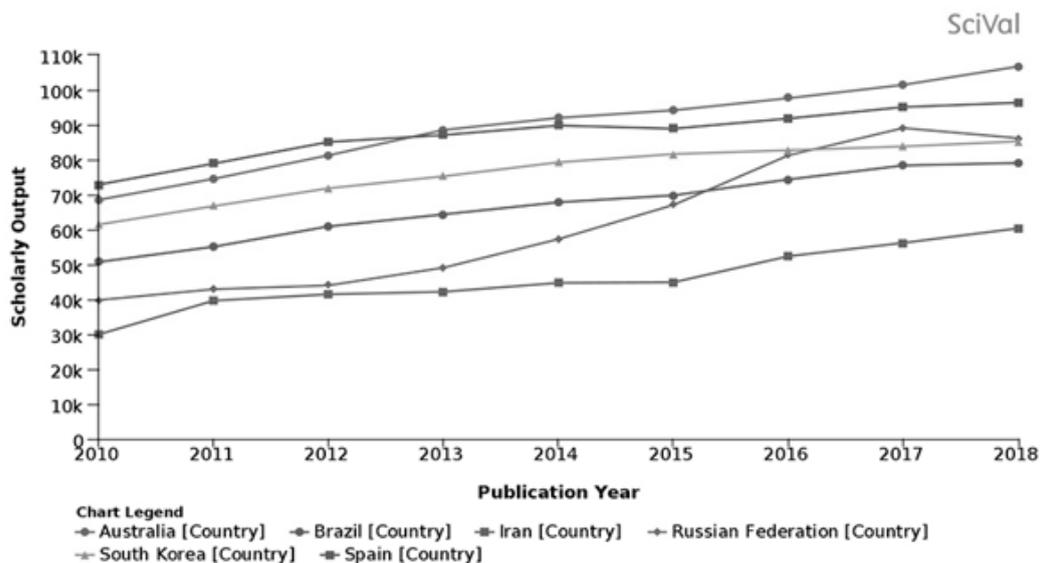


Рисунок 14 – Статистика опубликованных статей из разных стран в системе «Scopus».

«Scopus» – это библиографическая и реферативная база данных и инструмент для отслеживания цитируемости статей, опубликованных в научных изданиях [1].

Даже поиск, по ключевым словам, выводит очень много результатов. Чтобы как-то ускорить данный процесс было решено разработать информационную систему автоматического поиска и анализа научных публикаций и последующего их отображения на созданном веб-ресурсе.

Для того, чтобы получить статьи, попавшие в хранилище «Scopus», необходимо их загрузить в базу данных посредством API, которое предоставляется разработчиками в издательском доме «Elsevier». «Elsevier» — это один из четырех крупнейших издательских домов мира, который ежегодно выпускает около четверти всех статей из издаваемых в мире научных журналов. Перед использованием контракта API следует получить API ключ, который предоставляется всем, зарегистрировавшимся пользователям на сайте «Elsevier Developer». Далее необходимо определить подходящие для поставленной цели API. В данном случае были использованы три контракта:

- «Serial Title API» предоставляет список всех журналов, которые были проиндексированы в системе;
- «Scopus Search API» позволяет получить список статей, которые были опубликованы и проиндексированы в журнале, а также их уникальных идентификатор «Scopus ID»;
- «Article (Full Text) Retrieval API» возвращает полный текст статьи, включая ее абстракт, при указании ее «Scopus ID».

Полученные данные необходимо сохранить в БД для последующих действий по определению меры семантической близости между подтвержденными пользователем статьями и статьями, полученными при помощи API.

Мера семантической близости — это особая мера близости, предназначенная для количественной оценки семантической схожести лексем, например, существительных или многословных выражений. Такая мера показывает высокие значения для пар слов, находящихся в семантических отношениях (синонимия, гипонимия, ассоциативность, когипонимия), и нулевые значения для всех остальных пар [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Используя семантический анализ текста можно определить, что два текста схожи между собой по тематике, даже если эта схожесть выражена косвенно. Или, например «лыжи» и «автомобиль» по отдельности относятся к разным категориям, но будучи использованы вместе, могут быть интерпретированы в таких категориях, как «спорт» и «отдых».

На данный момент существует несколько способов определения меры семантической близости между текстами:

- Байесовский классификатор;
- латентное размещение Дирихле;
- нейронные сети;
- векторные методы;
- деревья решений эволюционный анализ и генетическое программирование;
- латентно-семантический анализ.

На данном этапе разработки был выбран метод латентно-семантический анализ (LSA – Latent semantic analysis), он же латентно-семантическое индексирование (LSI) [4].

Суть латентно-семантического анализа состоит в том, что порядок слов в тексте не имеет значения и в каких морфологических формах они представлены, важно только количество вхождений конкретных слов. Предположим, что каждую тему можно охарактеризовать определенным набором слов и частотой их появления. Если в тексте конкретный набор слов употребляется с определенными частотами, то текст принадлежит к определенной теме.

Однако в первую очередь прежде, чем переходить к оценке меры семантической близости, необходимо обработать текст – освободить текст от шумов. Для этого можно использовать: семантическое ядро и стемминг. Стемминг – это процесс нахождения основы слова для заданного исходного слова [2]. Семантическое ядро – это подборка понятий, имеющих существенное значение для данной предметной области [2].

После определения меры семантической близости несколько статей с наибольшей мерой семантической близости с ранее выбранными пользователями статьями помещаются в отдельные таблицы базы данных, которые в последствии отображаются пользователю, как наиболее подходящие для изучения и опубликования на сайте.

На данном этапе для разработки обеспечения помощи научных сотрудников необходимо было выявить наиболее подходящую под поставленные задачи CMS (Content Management System), которая помогла бы упростить и значительно ускорить выполнение задачи по разработке и наполнению контентного сайта. Среди множества представленных на данный момент систем управления содержимым (CMS) нами была выделена одна наиболее подходящая под наши задачи – WordPress.

WordPress – это самая популярная среди всех остальных CMS с открытым кодом, которая в основе своей использует язык разработки PHP. Была выбрана эта система управления контентом, поскольку она имеет открытый исходный код, с возможностью разработки собственных плагинов для web-приложения, кроме того в ней имеются все необходимые инструменты для разработки новостного сайта, а также богатейший выбор все возможных тем и плагинов, которые помогают решить большинство задач по разработке Web-портала.

Изначально при проектировании сайта важно выбрать подходящую тему, которая будет правильно отражать суть новостного портала. Выбор пал на ColorMag, эта адаптивная тема, заточенная на публикацию новостей, газет, журналов и прочих видов сайтов. При помощи данной темы был предопределен первичный вид сайта: выставлена шапка сайта с меню и логотипом сайта, основная часть сайта была разделена на подзаголовки, которые разделяют новости на под темы. Также в нижней части сайта расположился футер с дополнительной информацией о компании, представляющей данный портал. Далее необходимо было найти все

нужные плагины, помогающие добавить функционал и корректно настроить его работу. Elementor – средство редактирования страниц на сайте, позволяющее легко выставить контент в нужные блоки на сайте. Ultimate Member – плагин, добавляющий окно регистрации на сайт, при помощи него администратор сможет разделить пользователей по ролям, выделив простых читателей, писателей и пр.

Для сайта был разработан плагин, использующий возможности API «Scopus» для сбора данных о журналах и статьях, которые в них публиковались и последующего отображения пользователю в удобного для чтения формате.

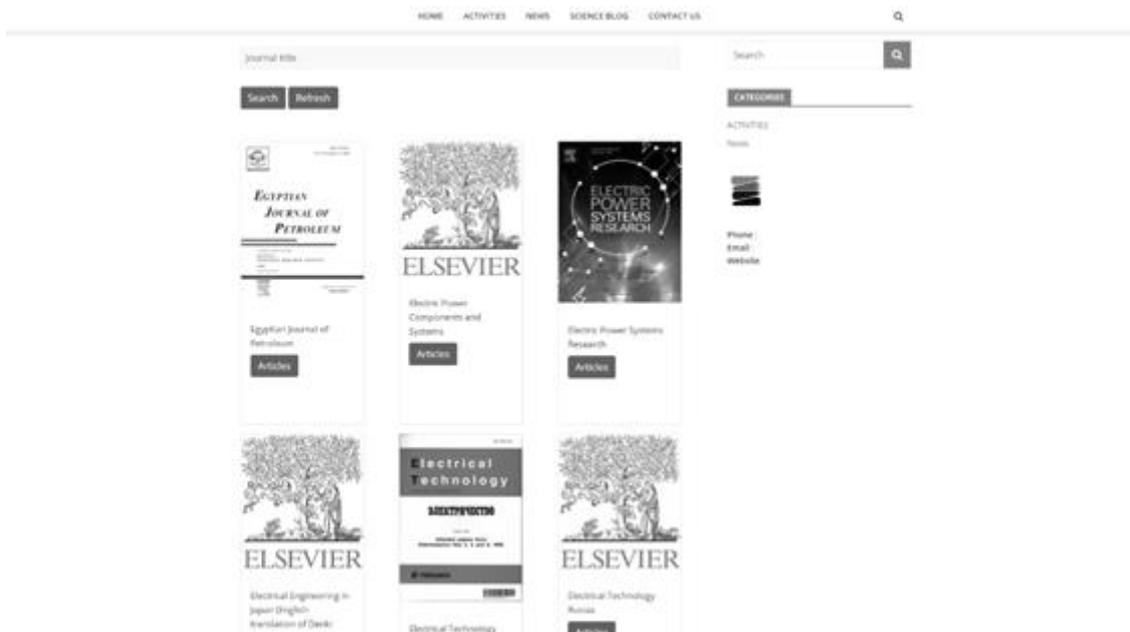


Рисунок 15 - Страница списка журналов



Рисунок 16 - Страница с текстом статьи в журнале

Поскольку на сервере находится помимо разрабатываемого нами сайта другие web-ресурсы, было принято решение о распределении необходимых для работы файлов в контейнеры, при помощи программного обеспечения docker.

Библиографический список:

1. Scopus: сайт Википедия [Электронный ресурс] //Wikipedia.org. Дата обновления 20.03.2021. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Scopus>. (дата обращения 14.03.2021).
 2. Бондарчук Д. В. Определение семантической близости термов с помощью контекстного множества [Электронный ресурс] //Уральский государственный университет путей сообщения. URL: <https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/43751/1/cai-2016-41.pdf>. (дата обращения 14.03.2021)
 3. Российская наука в Scopus и WoS: количество или качество: сайт Indicator [Электронный ресурс] //Indicator.ru. Дата обновления: 08.02.2019. URL: <https://indicator.ru/engineering-science/rossijskaya-nauka-v-scopus-i-wos-kolichestvo-ili-kachestvo.htm> (дата обращения 15.03.2021)
 4. Латентно-семантический анализ: сайт Habr [Электронный ресурс] //Habr.com. Дата обновления: 20.12.2010. URL: <https://habr.com/ru/post/110078/> (дата обращения 15.03.2021)
 5. Бондарчук Д. В. Алгоритмы интеллектуального поиска на основе метода категориальных векторов [Электронный ресурс] //Уральский государственный университет путей сообщения. 2016. URL: <https://www.susu.ru/sites/default/files/dissertation/dissertation.pdf> (дата обращения 15.03.2021)
- Мера семантической близости: сайт NLPub [Электронный ресурс] //NLPub.ru: каталог ресурсов для обработки естественного языка. Дата обновления: 13.10.2017.

СЕКЦИЯ 16. СТРОИТЕЛЬСТВО

УДК 662.99

Стационарный метод и устройство для определения коэффициента теплопроводности инновационных жидкокерамических теплоизоляционных материалов

Карпов Д.Ф., Павлов М.В., Березина В.П.

Научный руководитель – Сеницын А.А.

Вологодский государственный университет, г. Вологда

Актуальность и выбор темы статьи связаны с тем, жидкая тепловая изоляция с каждым годом все больше завоевывает рынок отечественного энергосбережения. Все важнее и насущнее становится вопрос о конкуренции с зарубежными жидкими утеплителями. Это объясняется тем, что во времена СССР был приоритет дешевой энергии, и вопрос об энергосбережении так остро не стоял, как в настоящее время. В последние 2-3 десятилетия Российская Федерация обратила пристальное внимание на проблему энерго- и ресурсосбережения, так как цены на энергоносители резко возросли, появилась необходимость в разработке, а соответственно, и в исследовании новейших, в том числе инновационных энергосберегающих теплоизоляционных материалов [1–3].

Современное строительство невозможно представить без теплоизоляции, к которой предъявляются все более жесткие требования эффективности и экологичности. Применение теплоизоляции дает возможность в несколько раз увеличить эксплуатационные характеристики объектов капитального и завершеного строительства, инженерно-технических систем и подсистем жизнеобеспечения (рисунок 1), а также позволяет решать вопросы экономии энергетических ресурсов за счет снижения затрат на его отопление в холодный период года, и кондиционирование воздуха летом. Важной особенностью теплоизоляции являются ее звукоизоляционные характеристики. Конечно, это не прямая функция утеплителя, но в совокупной работе со специальными звукоизоляционными покрытиями, они дают достаточный для локализации шума эффект.

В статье представлен стационарный метод и устройство определения коэффициента теплопроводности жидкого энергосберегающего теплоизоляционного материала – термокраски.

Знание точной величины коэффициента теплопроводности термокраски позволяет определять объективный расход данного строительного материала и, соответственно, объем денежных средств, необходимых для тепловой изоляции различных объектов капитального и завершеного строительства, инженерно-технических систем и подсистем жизнеобеспечения [1–6].



Рисунок 1 – Примеры теплоизоляции объектов капитального и завершеного строительства, инженерных систем жизнеобеспечения современными утеплителями

Основным теплофизическим свойством инновационных жидкокерамических теплоизоляционных материалов – термокрасок, является коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К) [1–8]. Тепловые методы и устройства для их реализации позволяют максимально эффективно, достаточно точно и быстро идентифицировать весь комплекс теплофизических характеристик, в том числе теплопроводные качества, подобных строительных материалов, как стационарных лабораторных условиях, так и в реальных эксплуатационных [7, 8].

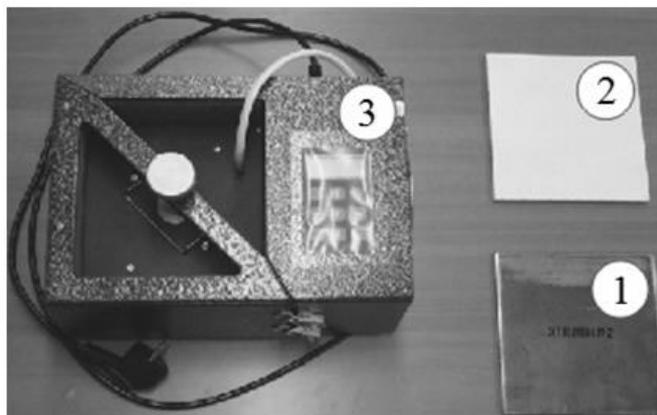
Предложенный метод является стационарным и реализуется в лабораторных условиях на устройстве (рисунок 2) в соответствии со схемой (рисунок 3) в такой последовательности:

1. Измеритель теплопроводности 3 с помощью нагревателя 4 и холодильника 5 создает стационарный тепловой поток, проходящий через плоский трехслойный образец. По величине плотности теплового потока, температуре противоположных лицевых граней плоского трехслойного образца и его толщине, равной сумме толщин двух теплопроводных эталонов 1 и слоя термокраски 2, т. е. $2\delta + \delta_{из}$, измеритель теплопроводности 3 вычисляет эквивалентный коэффициент теплопроводности $\lambda_{эКВ}$ плоского трехслойного образца.

2. Коэффициент теплопроводности $\lambda_{из}$ термокраски 2 вычисляют по специальной расчетной формуле:

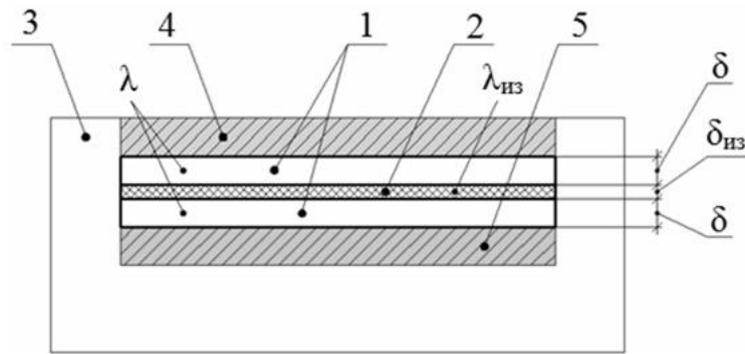
$$\lambda_{из} = \delta_{из} / \left(\frac{2\delta + \delta_{из}}{\lambda_{эКВ}} - \frac{2\delta}{\lambda} \right),$$

где $\lambda_{эКВ}$ – эквивалентный коэффициент теплопроводности плоского трехслойного образца, определенный измерителем теплопроводности 3; λ – коэффициент теплопроводности материала теплопроводных эталонов 1; δ – толщина одного эталона 1; $\delta_{из}$ – толщина слоя термокраски 2.



1 – стальные теплопроводные эталоны (пластины); 2 – слой термокраски на стальной эталонной пластине; 3 – измеритель теплопроводности ИТС-1 «150»

Рисунок 2 – Визуализация устройства для реализации предложенного метода



1 – стальные теплопроводные эталоны (пластины); 2 – слой термокраски на стальной эталонной пластине; 3 – измеритель теплопроводности ИТС-1 «150»; 4 – нагреватель; 5 – холодильник

Рисунок 3 – Схема реализации предложенного метода

Рассмотрим численный пример предложенного метода.

Определим коэффициент теплопроводности инновационного энергосберегающего жидкокерамического теплоизоляционного покрытия в лабораторных условиях на примере термокраски Terplomett Стандарт толщиной $\delta_{из} = 2 \cdot 10^{-3}$ м, расположенной между двумя теплопроводными эталонами толщиной $\delta = 6 \cdot 10^{-3}$ м каждого из них, изготовленными из нержавеющей стали с коэффициентом теплопроводности материала $\lambda = 50,2$ Вт/(м·К). Ширина и высота плоского трехслойного образца имеют размеры 0,15 x 0,15 м.

По результатам лабораторных измерений измерителем теплопроводности ИТС-1 «150» эквивалентный коэффициент теплопроводности плоского трехслойного образца составил $\lambda_{экр} = 0,035$ Вт/(м·К). Тогда коэффициент теплопроводности жидкой тепловой изоляции Terplomett Стандарт по специальной расчетной формуле будет равен:

$$\lambda_{из} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{\frac{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 10^{-3}}{0,0351} - \frac{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{50,2}} = 0,005 \text{ Вт/(м·К)}.$$

Коэффициент теплопроводности инновационного энергосберегающего жидкокерамического теплоизоляционного покрытия Terplomett Стандарт, полученный в лабораторных условиях, отличается от заявленного производителем коэффициента теплопроводности материала ($\lambda_{из} = 0,003$ Вт/(м·К)), в 1,67 раза. Однако оба значения численно сопоставимы.

В качестве заключения отметим, что по результатам многочисленных проведенных исследований, расчетно-экспериментальные значения коэффициента теплопроводности инновационного энергосберегающего жидкокерамического теплоизоляционного покрытия на примере термокраски, как правило, превышают данные завода-изготовителя (производителя), что, несомненно, способствует увеличению расхода материала и повышению стоимости работ по теплоизоляции объектов.

Также отметим, что заявленный метод и устройство для его реализации, относятся к неразрушающим тепловым методам и средствам контроля строительных материалов.

Библиографический список:

1. Карпов Д. Ф. Тепловые методы и средства контроля теплопроводности термокраски // Вестник БГТУ им. В. Г. Шухова. 2019. № 2. С. 61-68.
2. Павлов М. В., Карпов Д. Ф., Березина В. П. Инновационные теплоизоляционные материалы для энергосбережения и повышения энергетической эффективности объектов капитального строительства. Проблемы экономического роста и устойчивого развития территорий: материалы V международной науч.-практ. интернет-конференции, г. Вологда, 18-22 мая 2020 г. Вологда. ФГБУН ВолНЦ РАН. 2020. С. 224-227.

3. Павлов М.В., Карпов Д.Ф., Березина В.П. Современные теплоизоляционные материалы для повышения теплозащитных свойств ограждающих конструкций зданий и энергоэффективности инженерных систем // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения. Сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции. Саратов. СГТУ им. Ю. А. Гагарина, 2020. С. 81–87.
4. Павлов М.В., Карпов Д.Ф. Методика определения теплопроводности жидкого теплоизоляционного покрытия на участке трубопровода // Научно-технический журнал «Энергосбережение и водоподготовка». 2020. № 6 (128). С. 18-23.
5. Pavlov M., Karpov D., Akhmetova I. and Monarkin N. Assessment of energy efficiency of application heat-insulating paint for the needs of district heat supply systems. В сборнике: HSTED-2020. E3S Web of Conferences 178, 01004 (2020).
6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021611555. Программа для расчета коэффициента теплопроводности тепловой изоляции на поверхности трубопровода: № 2021610623: заявл. 26.01.2021: опубл. 01.02.2021 / М. В. Павлов, Д. Ф. Карпов, В. П. Березина; правообладатель ВоГУ.
7. Устройство и способ комплексного определения основных теплофизических свойств твердого тела: пат. 2530473 Рос. Федерация. № 2013119005/28; заявл. 23.04.2013; опубл. 10.10.2014. Бюл. № 28.
8. Карпов Д.Ф., Павлов М.В., Игонин В.И. и др. Экспериментально-расчетное определение приведенного коэффициента теплопроводности фрагмента неоднородной ограждающей строительной конструкции из силикатного кирпича на цементно-песчаном растворе методом теплового неразрушающего контроля // Вестник МГСУ. 2011. № 3. Т1. С. 351-358.

УДК [727:378,4]:351,862.211.1(470.13)

Процесс проектирования корпуса Л «УГТУ» под защитное сооружение Расчет на действие обычных средств поражения

Лапин Н.С.

Научный руководитель – Майорова Н.С.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Актуальной проблемой в сфере гражданской обороны является малое количество защитных сооружений как новых, так и приспособленных существующих зданий и сооружений. Это приводит к опасности встречи с чрезвычайными ситуациями неподготовленными

Целью данного исследования является расчёт корпуса Л «УГТУ» по адресу город Ухта, улица Сенюкова, дом 13 на действие обычных средств поражения (попадание фугасных боеприпасов в защитное сооружение), для того чтобы узнать возможно ли приспособить данное здание под укрытие гражданской обороны.

Для того что бы понять необходимость и принцип данного расчёта для проекта следует разобрать понятие «защитное сооружение» и «обычное средство поражения». Защитное сооружение гражданской обороны (ЗС ГО) это специальное сооружение, предназначенное для защиты населения, личного состава сил гражданской обороны, а также техники и имущества гражданской обороны от воздействий средств нападения противника [1]. Обычное средство поражения это - вид оружия, не относящийся к оружию массового поражения, оснащенный боеприпасами, снаряженными взрывчатыми или горючими веществами [1].

Чтобы лучше понимать, что из себя представляют защитные сооружения, следует учесть ее виды: убежища; укрытие гражданской обороны; противорадиационное укрытие. В данном исследовании рассматривается расчёт для укрытия гражданской обороны, к ним предъявляются меньшие требования по защите, что в свою очередь снижает требования по прочности конструкций.

Для проведения данного расчёта были собраны исходные данные в виде обмеров конструкций здания с помощью лазерного дальномера ADA Cosmo 50, внесенного в госреестр СИ и визуального осмотра здания. На основании обмеров был создан план подвала здания и определены несущие конструкции.



Рисунок 1 – Фотография подвала корпуса «Л»

По результатам обследования перекрытия выполнены в виде пустотных плит с опиранием на сборные железобетонные балки с одной стороны и опиранием на кирпичную стену с другой. Стыки заделаны цементным раствором, плиты связаны между собой анкерной арматурой.

Стены выполнены в виде сборных фундаментных блоков на высоту от пола подвала на 1800 мм и кирпичной кладкой на оставшуюся высоту далее. Высота помещений варьируется от 1840 до 2600. Присутствует сетка колонн с шагом 6 м на которые опираются ригели перекрытий. Колонны сборные железобетонные с сечением 300 мм на 300 мм

Расчетные тактико-технические характеристики боеприпаса, соответствующие объекту, отнесенному к 1 категории по ГО, приведены в таблице Таблица Б.1 [1].

Для расчета покрытия подвала необходимо определить точку взрыва расчетного боеприпаса при его попадании в элементы внешнего контура всего сооружения. Для определения точки подрыва боеприпаса при попадании его в покрытие и перекрытия наземного здания определим глубину проникновения боеприпаса в сплошную железобетонную толщу перекрытия и кирпичную кладку.

Расчет укрытия на прямое попадание обычных средств поражения проведен для следующих случаев проникновения боеприпаса:

1. Случай 1 – проникание боеприпаса к покрытию подвала через два перекрытия наземного здания;
2. Случай 2 – проникание боеприпаса к стене подвала через грунтовую толщу;
3. Случай 3 – проникание боеприпаса к покрытию подвала через стену наземного здания; Глубина проникновения боеприпаса рассчитывается по формуле:

$$h_{np1} = 1,73 \times K_{np1} \times V_0 \times \frac{P}{d^{1,76}} \times \cos(a), \quad (1)$$

где K_{np1} – коэффициент податливости среды прониканию по таблице Б.1 [1], 11×10^{-7} ;

d – диаметр боеприпаса, м по таблице Б.1а [1], 0,114 м;

P – вес боевой части боеприпаса по таблице Б.1а [1], 17 кгс;

V_0 – скорость встречи боеприпаса с преградой Б.1а [1], 350 м/с;

α – угол встречи боеприпаса с преградой, отсчитываемый от нормали к поверхности преграды [1];

План подвала

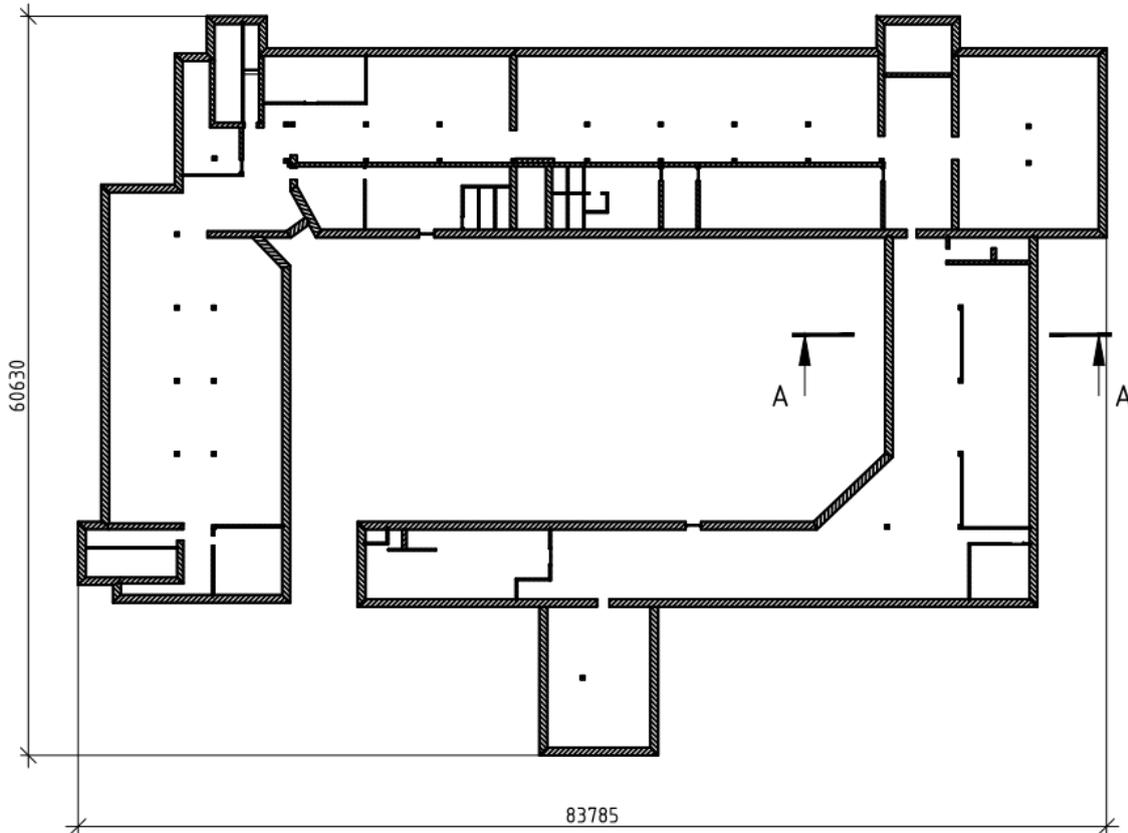


Рисунок 2 – План подвала корпуса «Л»

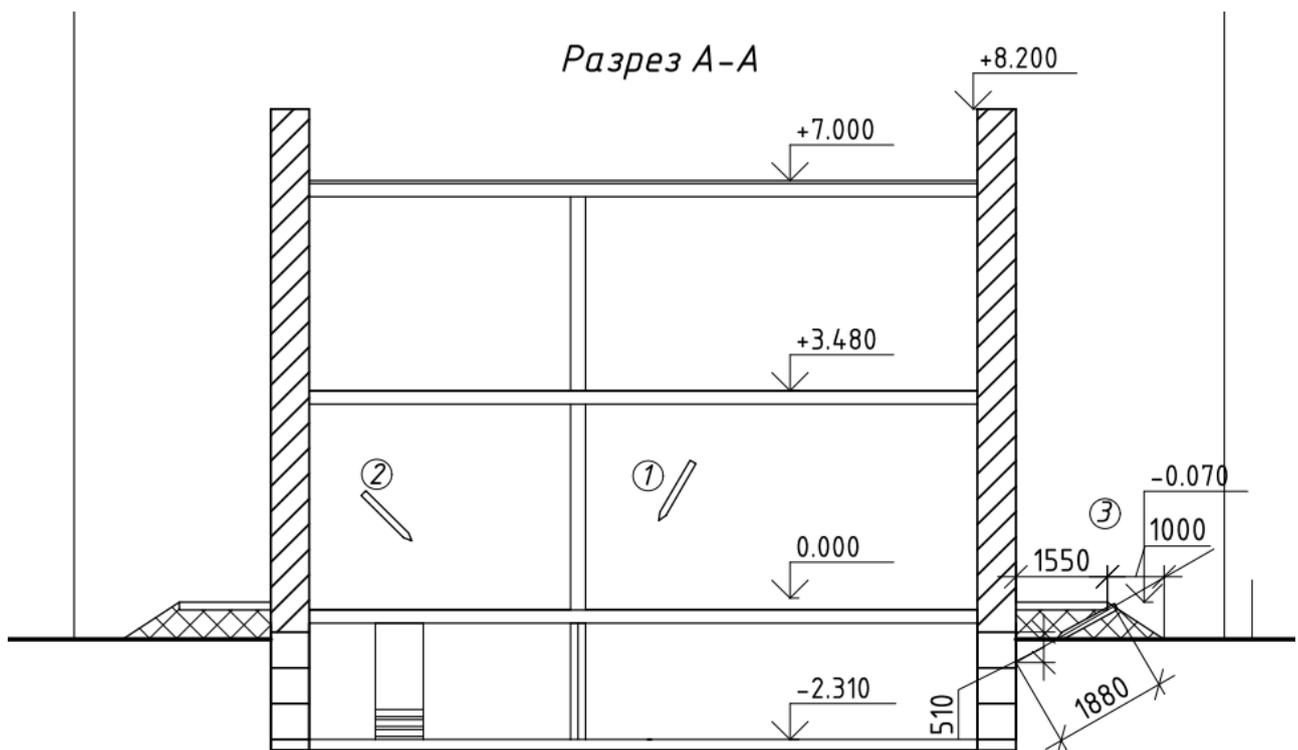


Рисунок 2 – Разрез А-А

Вычисленная глубина проникновения $h_{np} = 0,448$ м. Для обеспечения подрыва боеприпаса в полу наземного здания при его проникании через оба перекрытия (рисунок 2, расчетный случай «1») необходимая толщина бетонного армированного пола составляет $H_{пола} = 0,1$ м.

Для определения точки подрыва боеприпаса определим возможность инициирования взрывателя боеприпаса (обеспечения подрыва боеприпаса) при проникании в покрытие и перекрытия наземного здания

$$Hk_1 = K_1 \times d \times \cos(a), \quad (2)$$

где $K_1 = 1,3$ - для бетонной (железобетонной) конструкции [1].

$Hk = 0,128$ м, так как толщина перекрытий $H_{перек} = 0,22$ м, инициирование взрывателя боеприпаса происходит в перекрытие и $H_{пола} = 0,1$ м не требуется.

Для расчётного случая 2 определим возможность инициирования взрывателя боеприпаса в стене (определения точки подрыва боеприпаса определим возможность) при проникании в стену наземного здания.

Толщина однослойной кирпичной конструкции стены H_k , при проникании в которую происходит взрыв фугасного боеприпаса, определенная по формуле (Б.2) [1] составляет:

$$Hk_2 = K_1 \times d \times \cos(a), \quad (3)$$

где $K_2 = 1,5$ - для кирпичной конструкции [1].

Полученная толщина при которой происходит взрыв снаряда $0,148$ м. Так как толщина стен надземной части здания $H_{стен} = 0,71$ м, инициирование взрывателя боеприпаса происходит в стене. Для случая 3 определим требуемую толщину сборных блоков при контактном взрыве из условия недопущения откола по формуле Б.4 [1].

$$H_{эм} = 1,2 \times K_{отк} \times (\sqrt[3]{C_{эф}}) - Ц, \quad (4)$$

где $\sqrt[3]{C_{эф}}$ – тротиловый эквивалент заряда, 2 кг;

$K_{отк}$ – коэффициент в таблице Б.2 [1] для сборной конструкции равен $0,73$;

$Ц$ – принимается равным: $0,5d$ [1]

Полученная требуемая толщина блока $0,487$ м. Так как их толщина $H_{бл} = 0,6$ то усиление не требуется. Для случая 3 определим требуемую толщину кирпичной кладки при контактном взрыве из условия недопущения откола по формуле Б.4 [1].

$$H_{эм} = 1,2 \times K_{отк2} \times (\sqrt[3]{C_{эф}}) - Ц, \quad (5)$$

где $K_{отк2}$ – коэффициент в таблице Б.2 [1] для кирпичной кладки конструкции;

В результате расчёта требуемая толщина кирпичной кладки $1,047$ м. Из этого следует что контактный взрыв недопустим. Глубина проникания (при местном действии удара) боеприпаса в грунт (супесь) h_{np} , определенная по формуле (Б.1) [1], составляет:

$$h_{np2} = 1,73 \times K_{np2} \times V_0 \times \frac{P}{d^{1,76}} \times \cos(a) \quad (6)$$

Максимальная глубина проникания в грунт по расчёту $2,037$ м.

Расчет безопасного расстояния взрыва боеприпаса от кирпичной стены подвала толщиной $H_k = 0,64$ м:

$$R = \frac{H_{эм} - H_k}{1,2 \times K_{от}} \quad (7)$$

Полученное безопасное расстояние взрыва равно $0,510$ м, расчетный случай «3» на рисунке 2. Учитывая, что стена не воспринимает контактное действие взрыва необходимо обеспечить подрыв боеприпаса на удалении от стены, сделать это нужно укладкой

железобетонных конструкций толщиной $H_k = 0.15$ по верху грунта у стены укрытия [1]. Для подрыва в грунте на безопасном расстоянии от стены, максимальная глубина проникания в грунт, расположенный ниже укладываемой железобетонной конструкции составляет 2.04 м. Толщина укладываемой железобетонной конструкции в этом случае составит 0,15 м, а ее вынос (ширина) от края стен укрытия составит 1,55 м. Из приведённых выше результатам расчетов покрытия и стен укрытия на местное и общее действие обычных средств поражения, можно сделать следующие вывод, что для того что бы здание корпуса «Л» проходила на действие обычных средств поражения нужно запроектировать обсыпку высотой 500мм по периметру и укладку поверх неё железобетонных плит толщиной 0,15.

Библиографический список:

1. 2. СП 88.13330.2014. «СНиП II–11–77*Защитные сооружения гражданской обороны»
2. Тонких Г. П. Руководство по проектированию новых и приспособлению существующих зданий и сооружений под укрытия гражданской обороны: учеб. пособие / Г.П. Тонких, Н.Н. Посохов, Р.А. Бузин, А.С. Халимова ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ). – Москва, 2017 – 138 с.

УДК 338.43

Перспективы развития регионального агрохолдинга ЗАО «Сернурский сырзавод»

Грибченко М.С.

Научный руководитель – Назарова И.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Агроклиматические условия и географическое положение Республики Марий Эл соответствуют всем нормам и особенностям для развития сельского хозяйства. Республика является регулярным поставщиком продовольственных товаров, таких как: мясопродукты, молочные и кондитерские изделия и т. д. в крупные промышленные центры, а также северные регионы России.

Поволжье характеризует себя как ведущий аграрный регион Российской Федерации, а также лидирует в позиции производства мясных и молочных продуктов, а также сырного производства. Стоит отметить, что Республика Марий Эл активно развивает направление сельского хозяйства в последнее десятилетие. Исследуемая организация ЗАО «Сернурский сырзавод» входит в состав крупнейшего не только в Республике Марий Эл, но и в стране агрохолдинга «Лукоз», где производятся сыры из козьего и овечьего молока, ставшими особенно популярными среди жителей европейской части Российской Федерации [2].

В исследуемом регионе имеются не только региональные, но и федеральные сети, что позволяет свидетельствовать о значительно высокой степени рыночной конкуренции. Является необходимым проведение анализа конкуренции с целью определения оценки организации на рынке в субъекте РФ. Основопологающим способом осуществления данной разновидности анализа является метод конкурентных карт. Названный метод считается системообразующим маркетинговым инструментом при осуществлении стратегического анализа.

Для того, чтобы провести анализ конкуренции организаций, необходимо исследовать карту конкурентов ЗАО «Сернурского сырзавода», представленного на рисунке 1.

Исходя из данных рисунка 1 видно, что среди представленных организаций, ЗАО «Звениговский Городской Молочный Комбинат» является лидером, что и подтверждает метод конкурентных карт. Стоит отметить, что комбинат расположен в хорошем положении, и за ним закреплена наибольшая рыночная доля, сравнительно с другими организациями, важно то, что ЗАО «ЗГМК» лидирует по высоким показателям темпа роста выручки. Для оптимизации деятельности организации стоит рекомендовать стремиться к сохранению позиций на рынке конкурентов, а также организовать разработку специальной программы по привлечению новых заинтересованных покупателей с расширением границ продаваемой продукции [1].

Проанализировав конкурентов ЗАО «ССЗ» стоит отметить количество организаций, которые оказались аутсайдерами по методу конкурентных карт. Данные организации

удерживают свои слабые позиции и показатели темпа роста продаваемой продукции, а также доли, занимаемые на рынке, поэтому позволительно предполагать факт того, что данный перечень организаций-аутсайдеров в ближайшее время покинут свой отраслевой рынок. Немаловажным является то, что названные компании не имеют возможности расширить свои финансовые ресурсы и профессиональный опыт, исключая вероятность кризисного положения организации-аутсайдера. Возможно, факт снижения «престижа» организации произошел из-за появления на рынке более успешных компаний-лидеров.

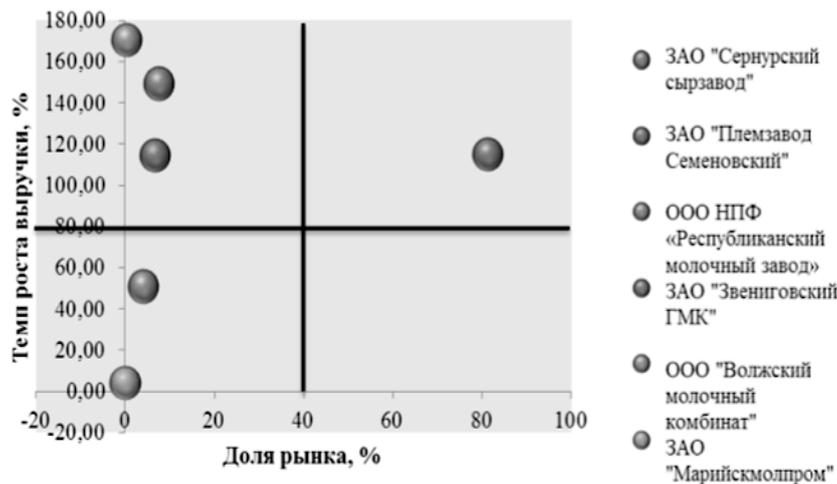


Рисунок 1 – Карта конкурентов ЗАО «Сернурский сырзавод»

Исследовав следующие организации: ЗАО «Сернурский сырзавод», ООО «Волжский молочный комбинат», а также ЗАО «Племзавод Семеновский» видно, что организации занимают отличные конкурентные позиции и имеют высокие показатели темпа роста выручки, включая рыночную долю, что свидетельствует о значительно скором развитии данного перечня организаций на рынке агропромышленности. Стоит порекомендовать компаниям-лидерам направить производственные силы на завоевание значимой части рынка, возможно сконцентрироваться на ограниченной территориальной местности, что в дальнейшем позволит максимально быстро повысить уровень узнаваемости торговой марки и экономить на других статьях расходов.

Рассмотрев уровень конкуренции с применением метода конкурентных карт, отметим, что руководству ЗАО «Сернурский сырзавод» стоит направить свои профессиональные усилия на проработку вопроса по расширению рынков сбыта в других регионах, особенно в северных уголках страны, где высокий уровень платежеспособности населения. Таким образом, разлив налаженную систему логистики производства, анализируемая организация займет значительную долю рынка сырного и молочного производства, увеличив объемы производимой продукции, а вследствие и объемы продаж и уровень доходов организации в целом.

Организация ЗАО «Сернурский сырзавод» имеет ряд видимых преимуществ, среди которых:

- 1) стремительное развитие показателей спроса на продукцию сырзавода;
- 2) отличительное качество производимой продукции;
- 3) отсутствие расходов на сырье, в связи с собственным производством сырья;
- 4) продукция выращивается и производится в условиях высокой экологической обстановки.

Данные преимущества исследуемой организации позволяет выгодно отличаться среди других конкурентов сферы сельскохозяйственной промышленности. Одной из ключевой особенностью является сохранение и развитие потребительского спроса на продукцию агропромышленного комплекса «Лукоз» и входящего в его состав «Сернурского сырзавода», с учетом производства высококачественной продукции.

Стоит отметить, что ЗАО «Сернурский сырзавод» является обладателем ряда значительных возможностей, которые способствуют большему укреплению позиций организации на отраслевом рынке, а именно разграничение рынка сбыта, что приведет к стремительному росту объемов продаж

завода и, соответственно, ее прибыли. Но важно отметить, что данная рекомендация требует значительных финансовых и производственных вложений.

Для того, чтобы проявить влияние на организации-аутсайдеров, а также максимально увеличить скорость по овладению лидирующих позиций, необходимо расширить границы сбыта производимой продукции, в чем может помочь организация разработки оптимальной карты транспортировки продукции, которая позволит грамотно исследовать, на какие расстояния стоит транспортировать ту или иную продукцию, включая все существующие меры сопротивления, например: сезонность и трудности доставки товара.

Для полного анализа ЗАО «Сернурский сырзавод» необходимо провести SWOT-анализ, позволяющий определить сильные и слабые стороны организации, а также ее возможности и угрозы.

Таблица 1

Сильные стороны	Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> – предприимчивость руководства организации; – длительное сотрудничество с поставщиком коровьего молока; – наличие собственных козьих и овечьих ферм; – высокое социальное развитие организации; – производство высококачественной продукции; – регулярные разработки новых видов продукции; – налаженная система сбыта; – активный маркетинг в социальных сетях; – наличие интернет-магазина; – увеличение спроса на продукцию. 	<ul style="list-style-type: none"> – сезонный характер поступления основного потока денежных средств; – цена на единицу продукции выше среднего (выше, чем у всех других производителей); – слабо развитая логистика.
Возможности	Угрозы
<ul style="list-style-type: none"> – мода на здоровый образ жизни и правильное питание; – санкции на аналогичную импортную продукцию; – рост доверия к торговой марке приводит к росту покупок через интернет-магазин; – расширение рынка сбыта. 	<ul style="list-style-type: none"> – значительное количество конкурентов, имеющие высокие позиции, но их качество ниже ЗАО «ССЗ»; – вступление в силу закона о маркировке товаров средствами идентификации; – нестабильная ситуация в экономике, влияющая на доходы населения; – страх населения покупать продукты питания через интернет-магазины.

Исходя из данных сильных и слабых сторон, а также угроз и возможностей организации стоит отметить, что угрозы имеют лишь внешний характер, поэтому ЗАО «Сернурский сырзавод» не имеет возможности воздействовать на них. В конкретном случае, необходимо своевременно адаптироваться к условиям внутренней и внешней среды, которые имеют свойство изменяться, так как гибкость компании – это важнейшее условие рыночной экономики.

Таким образом, необходимо сделать вывод, что главному руководству анализируемой организации стоит принять меры по ускорению роста рыночной доли с помощью устранения организаций-аутсайдеров, ведь тогда появится возможность войти в численность компаний-лидеров в отрасли сельского хозяйства. При этом регулярный анализ свободных ниш со слабой конкурентной позицией позволит разрабатывать и производить новые виды и категории товаров. Рекомендовано сохранять имеющиеся на сегодняшний день позиции организации и стараться увеличивать свое положение на конкурентном рынке, придерживаясь разработанной стратегии и используя собственные преимущества компании.

Библиографический список:

1. Официальный сайт «Лукоз Агрохолдинг». Режим доступа: <https://lukoz-saba.ru>
2. Официальный сайт ЗАО «Сернурский сырзавод». Режим доступа: <https://sernur.club>

УДК 336.7

Задолженность организации: анализ и методы управления

Корб Е.А.

Научный руководитель – Назарова И.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности – важный момент оценки дебиторской и кредиторской задолженности, дающий возможность раскрыть причины ее образования.

Для этого необходимо сравнить состояние двух направлений задолженности и найти коэффициент соотношения между дебиторской и кредиторской задолженности. Данный показатель фиксирует, сколько дебиторской задолженности организации приходится на один рубль обязательств перед кредиторами.

Таблица 1 – Анализ соотношения дебиторской и кредиторской задолженности ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3»

Наименование показателя	2017 год	2018 год	Отклонения	
			абс. +/-	отн. %
Общая сумма дебиторской задолженности, тыс. руб.	29816	43300	13484	45,22
Общая сумма кредиторской задолженности, тыс. руб.	8419	18361	9942	118,09
Коэффициент соотношения дебиторской и кредиторской задолженности	3,5	2,3	- 1,2	- 34,2

По данным таблицы наблюдается изменение уровня дебиторской и кредиторской задолженности в большую сторону. Дебиторская задолженность по сравнению с 2017 годом выросла на 13484 тыс. руб., а кредиторская на 9942 тыс. руб.

Но если сравнивать коэффициент соотношения, то наоборот, оборачиваемость уменьшилась в 2018 году по сравнению с 2017 годом. Полученный результат в 2017 году означает, что на 1 рубль кредиторов приходится 3,5 рубля дебиторской задолженности.

Рассмотрим динамику дебиторской и кредиторской задолженности на рисунке 1.

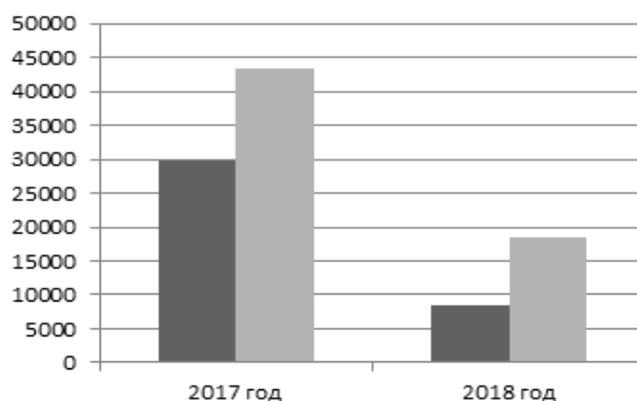


Рисунок 1 – Динамика дебиторской и кредиторской задолженности ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3» за 2017-2018гг

На графике видно, что и дебиторская, и кредиторская задолженности имеют тенденцию к увеличению.

Оценивая состояние дебиторской и кредиторской задолженности важно сравнить показатели оборачиваемости дебиторской и кредиторской задолженности.

В 2018 году произошло снижение эффективности управления дебиторской задолженностью, так как уменьшился коэффициент оборачиваемости и увеличен период

погашения задолженности дебиторами на 12 дней. Рассмотрим на рисунке 3 структуру погашения дебиторской и кредиторской задолженности.

Таблица 9 – Оборачиваемость дебиторской и кредиторской задолженности ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3»

Наименование показателя	Дебиторская задолженность		Кредиторская задолженность	
	2017 год	2018 год	2017 год	2018 год
Средняя величина задолженности, тыс. руб.	28860	36558	9043	26780
Коэффициент оборачиваемости	7,05	5,67	19,5	12,7
Срок погашения задолженности, дней	51	63	19	28

Сравнение дебиторской и кредиторской задолженности позволяет сделать о том, что в ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3» преобладает сумма дебиторской задолженности. В результате более низкая скорость обращения у дебиторской задолженности.

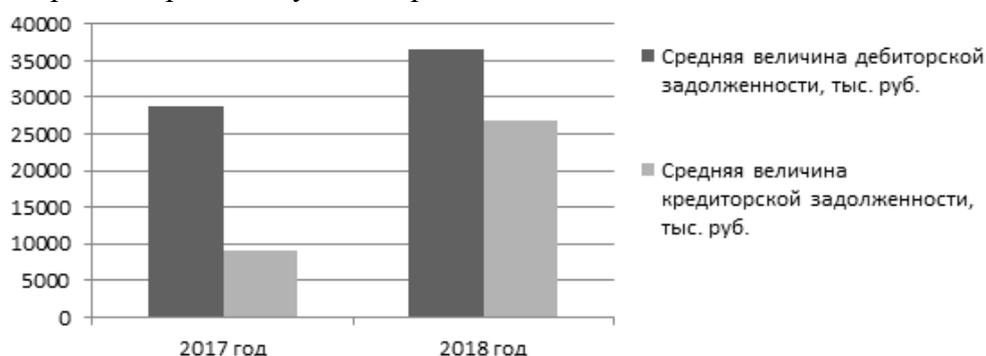


Рисунок 2 – Динамика средней величины дебиторской и кредиторской задолженности ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3» за 2017-2018гг.

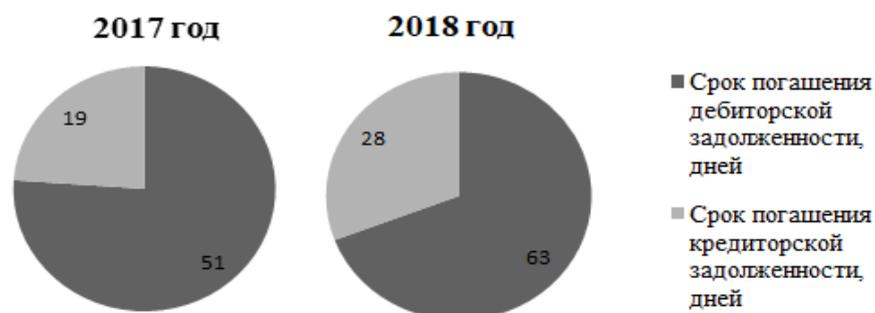


Рисунок 3 – Структура погашения дебиторской и кредиторской задолженности ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3» за 2017-2018гг

Период погашения задолженности перед кредиторам вырос с 19 до 28 дней. В 2018 году произошло снижение эффективности управления дебиторской задолженностью, так как уменьшился коэффициент оборачиваемости.

Период погашения задолженности дебиторами перед ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3» вырос на 12 дней.

Управление дебиторской задолженностью особенно значимо, потому как влечет к отвлечению денежных средств. Дебиторская задолженность может вызвать дефицит средств для погашения обязательств.

Первоначальной стадией работы с должниками является досудебная претензионная работа по погашению дебиторской задолженности. Данная работа более эффективна, так как большинство контрагентов исполняют обязательства, не прибегая к судебному разбирательству, и начинать работать необходимо сразу же, как только будут нарушены условия договора в части оплаты. В других случаях целесообразно обратиться в арбитражный суд с требованием о возврате долга.

Метод претензионной работы начинается с представления должнику официального требования оплаты основного долга с учетом возникших процентов. Тем самым, дебитор должен осознать, что длительный невозврат долга повлечет выплату неустойки и возмещению всех убытков.

При составлении претензии обязательно указать основания по представлению требований, ссылаясь на конкретные пункты договора и статьи закона.

На сегодняшний день важнейшей частью приходится мониторинг дебиторской и кредиторской задолженности.

В пределах мониторинга выполняется проверка оформления первичных учетных документов, контроль за своевременностью поступления денежных средств от контрагентов, согласно сроков по расчетам и проведение сверок расчетов.

Проверка первичных учетных документов является важнейшей функцией управления. Необходимо проверить заполнение надлежащим образом документов, для исключения налоговых рисков. Первичными учетными документами являются счета-фактуры, договоры, акты выполненных работ, гарантийные письма, платежные поручения и пр. Все документы должны быть подписаны лицами, ответственными за их составление с расшифровкой, а также содержать печать, если она предусмотрена.

Для контроля за своевременностью поступления денежных средств мониторят данные о выставленных счетах, срок просрочки по оплате в разрезе контрагентов, анализируют размер безнадежной и сомнительной задолженности. Мониторинг по проведению сверок расчетов заключается в выявлении неподтвержденных и необоснованных сумм и их устранении разногласий.

Хотелось бы отметить, что в большинстве случаев сроки оплаты оговорены и прописаны в договорах на реализацию, поставку, выполнение товаров, работ, услуг. Поскольку от своевременных расчетов зависит необходимость в оборотных средствах, соблюдение сроков должно непрерывно контролироваться. Для этого необходимо назначить ответственного.

Вдобавок, договором на оказание услуг, поставку товаров необходимо оговаривать условие предоплаты.

Значимым показателем является оценка дебиторов. Максимально тщательно проверять контрагентов. В настоящее время доступны такие сайты как картотека арбитражных дел, база судебных приставов-исполнителей, портал фискального органа. По этим данным можно избежать рисков, связанных с платежеспособностью контрагента.

В целях избежания налоговых рисков с помощью электронной услуги на сайте налогового органа можно проверить данные по наличию задолженности перед налоговыми органами, данные о возможной ликвидации или реорганизации, а так же о предстоящем исключении из реестра предприятий.

Для достоверности данных ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3» обязаны осуществлять сверку расчетов с контрагентами. Если по итогам инвентаризации обнаружены расхождения, должны быть приняты меры по их устранению.

В целях снижения уровня дебиторской задолженности по авансам выданным на командировочные расходы, а также своевременного удержания из заработной платы суммы неизрасходованного аванса, еженедельно проводить работу с ответственными работниками ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3» в части своевременного предоставления авансовых отчетов.

Среди мероприятий по снижению дебиторской задолженности так же следует рассмотреть наиболее популярные способы: направление писем, телефонные переговоры, персональные визиты.

Предоставление скидок покупателям, при условии досрочной оплаты, так же может благотворно воздействовать на деятельность ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3». Необходимо проработать данный момент с контрагентом Северная дирекция инфраструктуры. Таким образом, можно сократить дебиторскую задолженность примерно на 10 000-15 000 тыс. руб.

Данное предоставление скидок может привлечь новых клиентов, способных внести оплату в поставленные сроки.

Ещё одним мероприятием предлагается внедрение юридически значимого электронного документооборота (ЮЗЭДО) с контрагентами. Это позволит отправлять и получать документы прямо из своей учетной системы, мгновенно отправлять, получать и вносить корректировки в документы.

Организация рабочего места с изготовлением и выдачей сертификата варьируется от трех тысяч рублей до шестидесяти тысяч рублей, в зависимости от выбора дополнительных услуг. Действует предоплатная система расчетов. В зависимости от документооборота можно выбрать подходящий тарифный план, стоимость которого варьируется от девятисот до семидесяти тысяч рублей. Тарифный план действует двенадцать месяцев.

Переход на ЮЗЭДО дает возможность онлайн контролировать статус документа и не требует дублирования на бумаге, так как электронные документы, подписанные квалифицированной электронной подписью приравниваются к бумажным аналогам.

В целях расширения полигона внедрения ЮЗЭДО совместно с оператором электронного документооборота провести вебинар для контрагентов ВЧДр Сосногорск АО «ВРК-3». В рамках вебинара довести информацию о легитимности юридически значимого электронного документооборота, его возможностях и преимуществах.

Для привлечения максимального количества участников, имеющих действующие договора на приобретение, реализацию товаров, работ, услуг и материально-производственных запасов, необходимо направить в адрес контрагентов письмо-приглашение на вебинар. Так же для оперативности информирования контрагентов приглашение может быть отправлено на электронную почту или факс.

Таким образом, при внедрении ЮЗЭДО с АО ТД РЖД сумма кредиторской задолженности значительно уменьшится, поскольку вся сумма приходится на неотфактурованную поставку запасных частей.

При управлении кредиторской задолженностью важно соблюдать сроки возврата, так как при наложении штрафов и пеней возможен риск расторжения договоров с поставщиками и подрядчиками.

Для регулирования кредиторской задолженности необходимо установить приоритетность платежей. Первоочередными платежами должны быть расчеты по задолженности перед сотрудниками, бюджетом и внебюджетными фондами.

Библиографический список:

1. Никулин, С. О. Дебиторская задолженность в коммерческой организации: анализ и управление [Электронный ресурс]: статья. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32508107> (дата обращения 02.03.2021).
2. Парушина, Н. В. Анализ дебиторской и кредиторской задолженности [Текст]: учебное пособие / Н.В. Парушина.– Москва: Бухгалтерский учет, 2018. – 140 с.
3. Официальный сайт АО «ВРК-3» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vrk-3.ru/compan/> (дата обращения 05.03.2021).

УДК 697.947

Высокочастотный озонатор - рециркулятор

Мирсаяпов А.Р., Ведешкин Д.А.

Научный руководитель – Охотников М.В.

ФГБОУ ВО Уфимский государственный авиационный технический университет г.Уфа

Аннотация. В данной работе рассматривается универсальный высокочастотный озонатор - рециркулятор, выполненный с возможностью обеззараживания воздуха, как при отсутствии людей, так и в присутствии. Рассматривается конструкция, параметры озонатора - рециркулятора, а также возможность повышения его производительности и уменьшение массо-габаритных показателей.

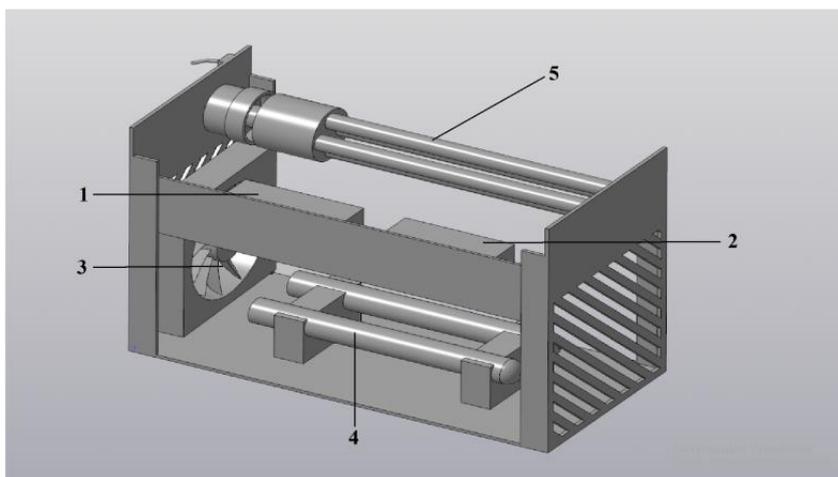
Введение. В условиях бурно распространяющейся по всему миру пандемии, актуальность вопроса очистки и обеззараживания воздуха решается различными способами, в число которых входит возможность обеззараживания с помощью озонаторов воздуха.

Такие устройства нельзя использовать в помещении с людьми, так как озон является ядовитым газом. Одной из проблем при производстве озона являются большие затраты на оборудование, т.е. большие капитальные вложения. Поэтому основная проблема расширения области применения озона заключается в снижении стоимости исходного оборудования.[1]

Применение озонатора запрещено в присутствии людей и животных, так как большая концентрация озона вредит здоровью. Максимальная, предельно допустимая концентрация (ПДК) озона в воздухе согласно ГОСТ 12.1.007-76 составляет $0,16 \text{ мг/м}^3$; среднесуточная ПДК в атмосферном воздухе населённых мест $0,03 \text{ мг/м}^3$ [2]; ПДК в воздухе рабочей зоны составляет $0,1 \text{ мг/м}^3$ [2]. При вдыхании высоких концентраций озона (9 мг/м^3) и выше может появиться кашель, раздражение глаз, головная боль, головокружение и за грудинные боли [2]. Однако повышенное значение озона в воздухе позволяет эффективно бороться с вирусами, бактериями, грибами и пр [2].

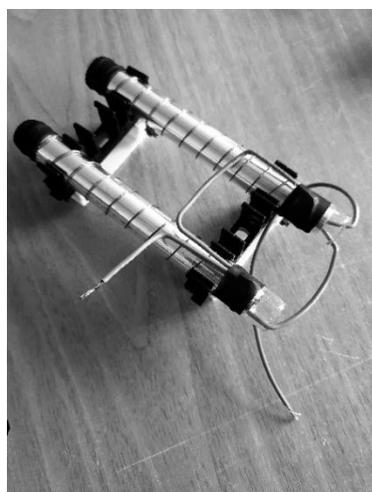
Предлагаемая авторами конструкция относится к устройствам для получения озона из кислорода или воздуха и может быть использовано для решения экологических проблем, в различных отраслях. Данный озонатор можно использовать как при людях, так и в отсутствие людей, благодаря совмещению озонатора и рециркулятора в одном корпусе.

Высокочастотный озонатор - рециркулятор состоит из преобразователя, задающего исходную частоту напряжения повышаемого высоковольтным трансформатором, электродов, вентилятора и таймера (рис.1). В таком исполнении возможно применение электродов различных видов, трубчатых и плоских (рис.2).



1-повышающий трансформатор и преобразователь, 2- таймер, 3- вентилятор, 4- электрод, 5- бактерицидная лампа

Рисунок 1 - Высокочастотный озонатор – рециркулятор



а) трубчатый электрод, б) плоский металлизированный электрод

Рисунок 2 - Электроды озонатора

В отличие от большинства озонаторов конструкция предлагаемая авторами позволяет изменять концентрацию генерируемого озона, что тем самым без особого удорожания конструкции позволяет оптимизировать устройство под требуемые площади помещения и при этом сохраняя габариты устройства.

Основная характеристика озонатора, его производительность по озону при определенной концентрации можно рассчитать как:

$$G = v \cdot C;$$

где v – объёмная скорость газа, $м^3 / с$;

C – концентрация озона в озono-воздушной смеси, $г / м^3$;

Концентрация озона на выходе озонатора [3]:

$$C = C_e (1 - e^{-k_1 \frac{N}{v}});$$

где C_e – стационарная концентрация озона, $г / м^3$;

k_1 – сумма констант скоростей образования и разложения озона, отнесенной к единице удельной мощности разряда, $м^3 / (Вт с)$;

Мощность разряда зависит от давления газа в озонаторе[4]:

$$N = N_0 (1 - kp_2)$$

где N_0 – активная мощность разряда при атмосферном давлении, Вт;

k – коэффициент, учитывающий давление газа, $1 / кПа$;

p_2 – давление газа в озонаторе, кПа;

Средняя площадь разрядной зоны озонирующего элемента [4]:

$$F_{p.z.} = \frac{N}{8fU_2 \varepsilon_2 \left[(U_0 - U_2) \frac{\varepsilon_2}{\Delta_\delta} - \frac{U_2}{\Delta_\varepsilon} \right]};$$

где ε_2 – диэлектрическая постоянная газа, Ф/м.

$\Delta_\delta, \Delta_\varepsilon$ – толщина диэлектрического барьера, разрядного промежутка, м;

U_0 – рабочее напряжение на озонаторе, В;

U_2 – напряжение горения, В;

f – частота электрического тока, Гц.

Из полученных выше выражений, можно получить формулу максимальной допустимой частоты преобразователя:

$$f = \frac{4U_2 F [(U_0 - U_2) c_\delta - U_2 c_n] (T_\delta^{kp} - T_\delta')}{\left(R + \frac{1}{mc_p} \right) (1 - kp_2)};$$

где R – полное термическое сопротивление теплопередачи в озонирующих элементах, $(К \cdot м^2) / Вт$;

T_δ^{kp} – максимально возможная температура поверхности диэлектрического барьера, при которой еще сохраняется высокая надежность диэлектрика, К;

m – удельный, приходящийся на единицу площади, расход охлаждающей среды, $кг / (м^2 \cdot с)$;

c_p – удельная изобарная теплоемкость охлаждающей среды, Дж/кг·К;

c_n – ёмкость разрядного промежутка, Ф;

c_6 – ёмкость диэлектрического барьера, Ф;

Полученная формула, исходя из соображений термохимической прочности, позволяет рассчитать частоту электротока питания озонатора при которой достигается максимальная концентрация озона на выходе озонирующих элементов [5]. Таким образом можно определять концентрацию озона с помощью задаваемой частоты, тем самым подстраивая производительность озонатора под требуемые параметры.

Высокочастотный озонатор – рециркулятор обладает высокой производительностью и стабильностью рабочих характеристик. В минимальной компоновке устройство способно обеззараживать помещение объемом до 250м³, что сопоставимо с большинством офисных и жилых помещений. Его конструктивные возможности позволяют изготавливать малогабаритные, переносные устройства с небольшими габаритами и массой.

Рассмотренная конструкция и ее параметры позволяют говорить о возможности создания компактных дезинфицирующих устройств, с привлекательными технико-экономическими параметрами.

Библиографический список:

1. Диссертация, кандидат технических наук Дунаев С.А. Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/pararezonansnyi-vysokochastotnyi-poluprovodnikovyi-ozonator-s-shirotno-impulsnym-regulirovan>
2. ГОСТ 12.1.007-76
3. Васильев С.С., Кобозев Н.И., Еремин Е.Н. Кинетика реакций в электрических разрядах. – ЖФХ., 1936, Т.7. – с. 619-644
4. Курников А.С. Исследование и разработка методики проектирования судовых систем приготовления озона. Автореферат диссертации канд. техн. наук. – Л.: ЛКИ, 1984. – 20 с.
5. А.С. Курников, д. т. н., профессор, В.Н.Власов, аспирант, ВГАВТ. 603600, Нижний Новгород, ул. Нестерова 5.

СЕКЦИЯ 17. ТЕХНОЛОГИЯ ЛЕСОЗАГОТОВИТЕЛЬНЫХ И ДЕРЕВОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ

УДК 630*18(075.8)

Преобразование отходов лесного производства в топливные гранулы

Ребров В.С.

Научный руководитель – Чемшикова Ю.М.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний день производство пеллетов в республике Коми занимает не такое важное место в лесной промышленности, как хотелось бы. Данный факт подтверждается тем, что в нашем регионе, на данный момент, существует только один действующий завод по переработыванию лесных отходов биоэнерго топлива.

Мое видение проблемы в статье заключается в том, чтобы привести положительные аргументы в отношении строительства заводов данного вида.

Во-первых, завод по производству пеллетов, топливных гранул, предотвращает заболачиваемость лесосек. При вырубке леса, сортиментной или хлыстовой заготовки древесины остаются отходы в виде стужки, щепы, соломы, сена, коры, опилок, веток, которые необходимо собирать. Что в свою очередь обеспечивает рациональную утилизацию и получение дополнительного дохода.

Во-вторых, удобство при логистике и хранении. Пеллеты, благодаря своей оптимальной форме и инновационному материалу изготовления, не требуют дополнительных усилий и затрат при перевозке и эксплуатации. Также стоит отметить удобство при хранении материала даже на протяжении длительного времени.

В-третьих, в сравнении с другими видами топлива, пеллеты под воздействием высокой температуры не представляют опасность для здоровья окружающих. Так как они не имеют следующих свойств: взрывоопасность и самовоспламенение.

В-четвертых, в нашем регионе стоимость производства 100 кг древесных гранул в разы дешевле, нежели добыча 100 кг каменного угля, а также эквивалентно:

- 160 кг дровяной;
- 48 л газа;
- 50 л дизельного топлива;
- 70 л мазута;

При сжигании пеллет образуется ровно столько CO_2 , сколько было поглощено растением во время роста

Преимущество производства топливных гранул заключается не только в их экологичности, безопасности использования, но и в простоте производства.

Технологический процесс включает в себя следующие пункты:

– сушка (для начала производства пеллет или топливных гранул, сырье, из которого они будут состоять должно иметь влажность не более 15 %)

– измельчение (после просушки сырья, следующим этапом оно должно пройти через молотковую дробилку или измельчитель рулонов соломы и сена, для того чтобы добиться оптимального размера частиц сырья, которого составляет 1-3 мм)

– прессование (3 фаза, которая придает форму гранулам для дальнейшего взаимодействия с гранулами)

– охлаждение (так как для формирования гранул примются высокие температуры, для качества полученного продукта используют охлаждение, тем самым удаляют излишнюю влагу, гранулы приобретают твердость и прочность)

– просеивание (просеивание служит для того, чтобы мелкая фракция, которая не сформировалась, отделилась от готовой продукции и вернулась на пресс для повторного прессования. В итоге готовый продукт содержит не более 1% несгранулированной части)

– фасовка (фасование может быть любым удобным способом, которое наиболее подходит вашему типу склада)

Таким образом мы получаем полностью автоматизированное производство, с маленьким процентом брака и высокими показателями экологичности, а так же не прихотливым сырьём, которое не требует специальной обработки.

Хочется отметить, что данное производство может подойти как частным предпринимателям, так и производствам более крупного масштаба.

В данной статье описывается процесс производства, основанный на примере линии гранулирования серии «Доза».

Оборудование для линий гранулирования:

– сушильные комплексы (включают в свою основу трехпроходный сушильный барабан, его конструкция позволяет просушивать сырьё, снимая влагу с 50-60% до 10-12%);

– измельчители сырья (молотковая дробилка ДКР, измельчитель рулонов соломы и сена ИРР, блок измельчения рулонов соломы и сена БИС)

– пресс грануляторы серии ОГМ-6 (способствуют прессованию трудногранулируемого и тяжеловесного сырья, а так же с помощью двухступенчатого редуктора, скорость которого составляет 140-150 оборотов в минуту при мощности двигателя 90 кВт / 110 кВт, это позволяет получать прочные и качественные гранулы из всех видов биомассы и сырья);

– охладители гранул (охладитель гранул ОКТ, колонна охлаждения КО, блок охлаждения БО);

Оборудование для хранения и фасовки:

– бункеры – ворошители БМ;

- бункеры готовой продукции;
- весовые дозаторы;
- весы платформенные;
- мешкозащивочная машинка.

Требования к производственному помещению по производству топливных гранул

Комплексная линия монтируется в помещении категории «Б» СНИП 31-03-2001 (ВП по ПУЭ)

Толщина покрытия поверхности пола должна составлять не менее 200 мм. Материал – бетон.

Нормы естественного и искусственного освещения производственного помещения должны соответствовать строительным нормам и правилам, и санитарно-гигиеническим нормам. Освещенность рабочего места не менее 150 люкс.

Микроклимат производственного помещения должен соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005. Диапазон рабочих температур оборудования +1...+40 °С

В помещении должна быть обеспечена пожарная безопасность согласно Федеральному закону РФ №123-ФЗ ОТ 22.07.08 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». К помещению должны быть обеспечены подъездные пути для подвоза сырья и вывоза готовой продукции.

Требование к энергоснабжению помещения:

Сеть переменного трехфазного тока напряжением 380 В и частотой 50 гц. Общая мощность ТП 250 кВА.

Потребление электроэнергии:

Установленная мощность линии 203,4 кВт. Энергопотребление в нормальном рабочем режиме: 142,38 кВт/ч (k=0,7)

Система управления

Линия комплектуется распределённой системой управления: каждая функциональная зона управляется своим пультом(-ами) управления, что особенно упрощает работу, так как позволяет операторам управлять производственным процессом в непосредственной близости от оборудования, что повышает уровень техники безопасности.

Все пульты имеют несколько степеней защиты, предотвращающих возникновение аварийных ситуаций:

1. встройка тепловой защиты предотвращают перегрев двигателей и перегрузки сети;
2. вводные автоматы защищают от коротких замыканий;
3. на пульт выводятся концевые выключатели от оборудования, прекращающие подачу электроэнергии в случае механических повреждений или несанкционированного доступа к рабочему агрегату;
4. кнопка аварийного выключения позволяет в ручном режиме выключить всё оборудование при необходимости.

Обслуживающий персонал

Комплексная линия производства пеллет компании «Доза-Гран» удобна, надежна и проста в эксплуатации, поэтому для эффективной работы необходим персонал, не требующий высокой квалификации, в количестве 4-х человек в смену:

1. бригадир (слерась) в кол-ве 1 человек
2. оператор подачи сырья (разнорабочий) в кол-ве 1 человек
3. оператор блока управления (разнорабочий) в кол-ве 1 человек
4. фасовщик (разнорабочий) в кол-ве 1 человек

Расчёт потребности в сырье

В качестве сырья для производства гранул используется древесный опил естественной влажности. Для того, чтобы определить необходимое количество сырья для гранулирования, необходимо произвести расчёт по следующей формуле:

$$m = \frac{(100 - w')}{(100 - w)} \times m' \times k$$

w' - относительная влажность сырья после сушки

w – относительная влажность сырья до сушки

m - необходимая масса высушенного материала

k – коэффициент технического использования оборудования

m – искомая масса сырья естественной влажности для гранулирования

Определение необходимого объёма сырья

$$V \frac{m}{\rho}$$

m - необходимая масса сырья естественной влажности

ρ – плотность сырья, обычно принимают $0,4 \text{ т/м}^3$

Потребность топлива для теплогенератора

В качестве топлива для для теплогенератора используется древесное сырьё естественной влажности. Для генерации 1 мВт тепловой энергии в час, необходимого для работы линии сушки, необходимо около 500 кг древесного сырья в час.

Подводя итоги моей статьи, хочется отметить, минимальное количество отходов производства, а так же экологичность.

Заводы по производству биоэнергетического топлива позволят обеспечить в Республике Коми рабочие места. Стоит отметить, что компания при регистрации юридически в нашем Коми-крае будет облагаться налогом, что можно считать большим плюсом.

Библиографический список:

1. Техническое задание для организации производства топливных гранул (пеллет) из отходов лесопиления и деревообработки (опил и крупнокусковые отходы) «Дозагран» – Нижний Новгород, 2012.

УДК 630*18

Развитие и использования лесных шин

Сметанин В.В.

Научный руководитель – Чемшикова Ю.М.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Лесные машины нуждаются зачастую по причине сложной местности и для выполнения работы необходим специальный комплект шин. Лесные шины должны выдерживать высокие механические нагрузки и надежно фиксировать лесную машину. Но в то же время они должны как можно бережней нагружать почву (...меньше причинять вред почве). В этом направлении конструкторы (шин), постоянно совершенствуют лесные шины, они работают над новыми конструкциями, размерами шин и профилями. Для достижения этих целей, прежде всего необходимо использовать более широкие радиальные шины, низкопрофильные шины и гусеничную ленту, а также развивать систему электронной автоматической регулировки давления (в шинах) и пробуксовки

Современные самоходные лесозаготовительных машин являются либо СТЛ-машинами («Cut-To-Length» (обрабатывать изделие на определенную длину), как харвестер и форвардер) или трелёвщиками. Используют объем и комбинации этих трех основных типов. Отсюда основные требования предъявляют к шинам. Они должны стать платформой (основанием, опорой) для машины и выдерживать сложности рельефа. Это определяют отличительные микрорельефу (бугорки, камни, пеньки, ступени), локально значительные подъемы (до 40%) и изменчивое состояния почвы с повышенной влажностью. Кроме этого, подвергают нагрузке острые предметы (сучья, шипы и т. д.) и деформирование шины. Помимо этих основных требований, которые распространяются в основном на харвестер, добавляется для форвардера приём нагрузки при транспортировке леса. При этом должны нагрузка на колесо поддерживается от трех до пяти тонн. У машины, трелюющей бревно (трелевщик и соответствующие комбинированные машины) тяговые усилия передается на шины. Кроме того эти функции должны в не повреждающий почву образом могут быть удовлетворены.

Лесные шины для легких лесных машин

Для тракторов лесные шины диагональной конструкции делаются с уменьшенными значениями грузоподъемности (несущей способностью) и, следовательно, низким PR-числом, отказался стального армирования для защиты от проколов. В зависимости от цели использования шины с тяговым профилем для тракторов с двигателями различной мощности, работающих преимущественно (в основном) в лесу или по дорогам с высокой долей движения. Различают возникают в основном при назначении шипов, интервале между шипами и шириной, а также при дизайне центральной части шины. Несмотря на преобладающий тяговый профиль, пробуют для дорожного использования определенного шпильки уплотнения добиться. Для тракторной шины в исключительных и тяжелых лесных условиях, защита от проколов имеет важное значение.

До сих пор развитие лесных шин формирует оптимизация устойчивости и несущей способности в условиях очень тяжелых дорожных условий. Для этого цели очень твердые шины изготавливаются из относительно твердых резиновых смесей, они нуждаются в сравнительно высоком внутреннем давлении. По причине надежности доминирует диагональная конструкция лесных автомобильных шин. В профилях предпочитают относительно агрессивные тяговые профили. Импульс-тяговые профили можно используют ограниченно, если они не работают с гусеничными лентами. Использование радиальных шин, усиленное применение широких шин, при необходимости низкопрофильные конструкций, а также применение гусеничных лент в настоящее время способствуют лучшему сбережению почв.

Пробуксовка и образование колеи

По причине нагрузки от грунта и шин сначала возникают прежде всего продольные деформации зацепления шин и почвы. Шина продолжает вращаться как автомобиль подъезжает, возникает пробуксовка (проскальзывание). Тяговое усилие будет высоким, настолько что колесо будет срезать почву и вызывать (образовывать) колею. Колесо зарывается в землю, тем самым образуя колею. Этот эффект принципиально нежелательный, так как трелёвочный волок после многократных проездов нельзя использовать. Поэтому во время эксплуатации необходимо стремиться свести (удержать) пробуксовку к минимуму. Это только до некоторой степени полезно, поскольку без проскальзывания может быть построена. Проскальзывание превышающие значения выше 20% по возможности следует избегать: это возможно с помощью антипробуксовочной системы (ASR).

Эффект уплотнения

В основном (главным образом) вертикальная нагрузка уплотняют почву. Когда нарушение функций почвы (например, воздухообмена, водного и питательного снабжения) больше не обеспечивается, это говорит о вредных уплотнениях. Между тем как уплотнение для почвы выглядят принципиально проблематичными, они могут быть проход технически выгодными, так как они увеличивают несущую способность дорожного полотна и снижают сопротивление качению. В принципе уменьшение веса машины позволяет увеличить площадь контакта, диаметр и ширину шины, а также снизить давления в шинах уменьшают уплотнение. Однако вопреки сказанному, в последние годы вес машин скорее возрос и размеры шин достигли определенных границ. Хотя некоторое и незначительное увеличение ширины шины еще возможно. Помимо этого, последовательное применение радиальных шин может еще больше уменьшить нагрузка на почву. Критичными в этой взаимосвязи являются высокие PR числа сегодняшних лесные шины. Что бы шины на твёрдой поверхности правильно прокручивались и необходима прочность против внешней нагрузки, часто требуется давление заполнения от трех до пяти бар. На мягком грунте снижение давления в шинах возможно при определенных обстоятельствах. Однако это требует введения системы регулирования давления в шинах.

Размеры шины

Наряду с конструкцией, размеры шины предлагают ещё некоторые возможности для развития. Под рабочей поверхностью образуется поле напряжения, которое в зависимости от состояния почвы, ширины покрышки и давление сверху тянется на различную глубину в почву. В принципе давление измеряется как сила, которая распределяется на площадь контакта (шины с дорогой). Отсюда давление на грунт уменьшается, если длина или ширина шины увеличится. К сожалению распределение давления в шинах длина-ширина не равномерно, но давление под

шинами увеличивается к центру, там оно достигает своего максимума. Поскольку силы тяги развиваться прежде всего в продольном направлении шины, сначала выгодно было бы увеличить диаметр шин. Конструкция современных лесозаготовительных машин это позволяет, однако, по крайней мере у *Vogieachsaggregaten* со своими двумя близкими осями, едва ли можно еще увеличивать диаметр шин. Поэтому лесные шины фактически могут «расти только в ширину». На больших харвестерах и форфардарах сегодня устанавливают шины с шириной от 700 до 750 миллиметров уровня техники, в большинстве случаев производители предлагают шины шириной до 800 миллиметров. Ещё более широкие шины, как они частично встречается в сельском хозяйстве (1.000 мм), найти по меньшей мере в настоящее время себе нишу применения, так как они с одной стороны очень дорогие и отчасти даже заметно на дороге допустимая ширина возвышались. Размеры трелёвочного волокна устанавливают четкую границу. Последовательная оптимизация, однако может создать дополнительные потенциалы. Дополнительно необходимо указать обратить внимание на протяжении нескольких лет возрастающие использование низкопрофильных шин. У этой конструкции ширина шины составляет менее 80 процентов высоты фронтальной (боковой) поверхности. У современных лесозаготовительных машин соотношения высоты фронтальной (боковой) поверхности с шириной находится между 45 до 65 процентами. Недавние исследования (Jecke и Ebel 2006) показывают, что при правильном использовании такая конструкция обеспечивает более равномерное распределение давления под шинами, чем у стандартных шин. Радиальная конструкция может усилить этот эффект.

Профили

По причине срезающей нагрузке соответственно срезания грунта конструируют шины на тяговых. До некоторой степени она возникает из-за трения и прилипания грунта к шинам. Для повышения прочности конструкции, вшивается шин с шипами своего профиля в подполье. Производители шин предлагают для самоходных лесных машин между тем многие профили конструкции, различают общий профиль сцепления и импульс-профиль сцепления. Стреловидно расположенный, прямо, высокие шипы с большими интервалами охарактеризовать в нескольких распространенных вариантов тяги профили. Шины плеча (протектор) образует довольно острый угол. Эта форма профиля принудительно проникает в почву и позволяет срезать блоки грунта между шипами и таким образом получать высокое тяговое усилие. Кроме этого, между шинами и почвой получается большая поверхность контакта. Еще одна особенность профиля заключается в обеспечении самоочистения покрышки.

Конструкция шин: диагональные против радиальных

Конструкторы шин до сих пор придерживается концепции диагональных шин с высоким PR-числом (PR-Ply Rating = расположение и количество). Этот тип шин характеризует основная часть (каркас), множество пересекающиеся по диагонали слоев к направлению вращения удерживающих пластиковых нитей. Количество и прочность этих слоев определяют PR-число шины, чем больше это число, тем прочнее шина. У таких шин рабочая поверхность (протектор) и фронтальная поверхность образуют один блок. Фронтальная поверхность шины показывает схожую с рабочей поверхностью прочность. По причине веса машины в лесу в настоящее время в основном используют шины со значениями от 16 PR, более тяжелые и мощные машины частично используют шины с PR-числами от 20. Прогиб (амортизация) шины (на фронтальной поверхности) переносится на рабочую поверхность (протектор). Увеличение PR-числа повышает грузоподъемность (несущую способность) шины, однако требуется более высокое давление воздуха, чем у шины с меньшим PR-числом. Жесткий каркас необходим для правильной работы и для планирования тиража (например, на дороге) эксплуатироваться с более высоким внутренним давлением, чтобы они могли работать правильно. Непосредственно, когда шины не работают в полную силу, возникают технические недостатки по причине излишнего давления на почву. Защита рабочей поверхности направляет современные диагональные лесные шины стальные лежали на качестве гравировки защиты, однако они не берут на себя никакой несущей функции.

Библиографический список:

1. <https://lesprominform.ru/jarticles.html?id=2617>
2. https://spbftu.ru/wp-content/uploads/2020/04/Sbornik_-Aktualnyye-voprosy-transoppta.pdf

УДК 630*32

Подбор оборудования для производства ДВП (MDF) плит

Поляков И.В.

Научный руководитель – Коломинова М.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

ДВП (MDF) – это листовый материал, который изготавливается из древесного волокна в виде ковра в процессе горячего прессования. Для транспортировки древесного волокна и формирования ковров применяется вода. Связующими веществами выступают лигнин и иные натуральные компоненты, а не фенол и эпоксидные смолы, как в случае с ДСП. Соответственно, МДФ более приемлем с точки зрения заботы об экологии и здоровье владельцев конечных изделий. Плиты древесноволокнистые изготавливаются из древесины хвойных и лиственных пород в соответствии с ГОСТ 4598-86 (рисунок 1).



Рисунок 1 – Плита MDF (ДВП)

Этапы технологии производства MDF:

1. Заготовка сырья. В качестве сырья в технологии производства МДФ используется обычный круглый лес. С помощью специального оборудования, бревна отчищают от коры и рубят на мелкие щепы. Полученную массу промывают от грязи, мусора и песка, и затем обдают горячим паром.

2. Древесная масса. В дефибраторе древесная масса изготавливается из щепы, которая размалывается между двумя рифлеными металлическими дисками, неподвижным и вращающимся. Исходный материал, получаемый путем измельчения лесопильных отходов в рубильных машинах, предварительно подвергается обработке паром при давлении 10-12 кгс/см² и температуре 165-175°С. Тепловая обработка ослабляет связи между древесными волокнами, в результате чего процедура размола становится более эффективной и менее энергозатратной.

3. Ковер. На формирующем станке массу сжимают в ковер и отправляют на предварительный пресс, где выдавливают оставшийся после циклонов воздух.

4. Прессовка. Наиболее важным этапом в технологии производства МДФ является окончательное прессование. Ковер из древесного волокна окончательно прессуют, нарезают на плиты и охлаждают.

5. Шлифовка. Поверхность охлажденных плит шлифуют, выравнивают толщину листов, и удаляют возникшие в процессе производства внешние дефекты [1].

В таблице 1 приведено основное оборудование для производства МДФ при производительности 15-20 тыс. м³/год.

На рисунке 2 изображена барабанная рубительная машина МРБ-3, на рисунке 3 – схема формирующей машины для производства МДФ, а на рисунке 4 – магнитный сепаратор СМ.

В таблице 2 приведены технические характеристики барабанной рубительной машины МРБ-3.

Таблица 1 – Основное оборудование для производства МДФ при производительности 15-20 тыс. м³/год

Оборудование	Назначение	Цена, тыс. руб.
Ленточный транспортер	Необходим для перемещения древесного материала.	~300
Рубительная машина	Предназначена для измельчения бревен в щепу.	~800
Конвейер подачи щепы	Необходим для перемещения щепы и стружки.	~200
Магнитный сепаратор	Предназначен для выявления металла в ковре древесного волокна, чтобы не повредить горячий пресс.	~500
Сортировщик щепы	Слишком мелкую и слишком крупную стружку отделяют от основного потока.	~200
Дефибратор	Предназначен для получения древесной массы.	~700
Формирующий станок	Предназначен для формирования ковра и первичной прессовки.	~300
Предпресс	Необходим для удаления из плиты воздуха.	~800
Диагональные пилы с системой подачи	Необходимы для отделения плит нужной длины без остановки процесса прессования.	~600
Поперечные пилы	Необходимы поперечной резки плит необходимых размеров без остановки процесса прессования.	~400
Система конвейеров от диагональной плиты до прессы	Необходима для подачи подпрессованной плиты в горячий пресс.	~300
Горячий пресс	Предназначен для удаления дефектов после прессования.	~1000
Плоскошлифовальный станок	Предназначен для устранения дефектов после прессования.	~400
Общая стоимость линии		~6500

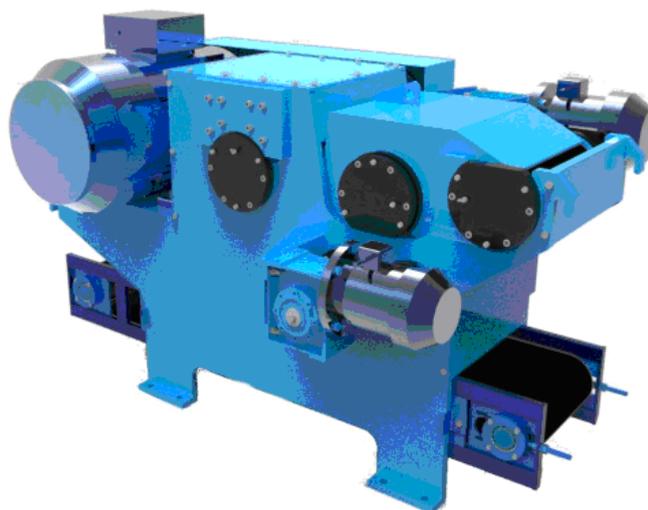
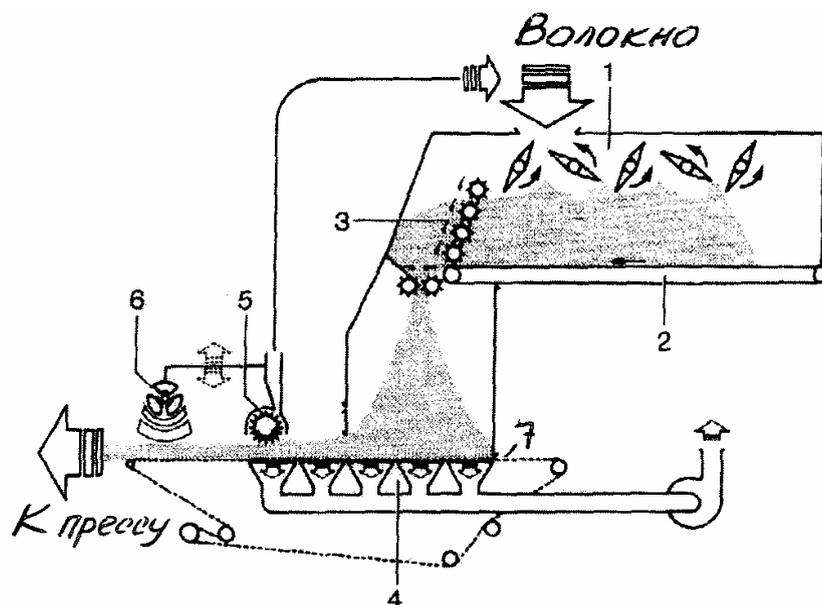


Рисунок 2 – Барабанная рубительная машина МРБ-3

Таблица 2 – Технические характеристики барабанной рубительной машины МРБ-3

Показатели	Показатели
Размеры загрузочного окна	300×120 мм
Диаметр барабана	400 мм
Общая мощность	34,1 кВт

Производительность не более	4000 кг/ч
Максимальный диаметр сырья	100 мм
Мощность основного двигателя	30 кВт
Мощность двигателя верхней рябухи	1,1 кВт
Мощность двигателя нижней рябухи	1,5 кВт
Мощность двигателя нижнего транспортера	1,5 кВт
Количество подвижных ножей	6 шт.
Размер получаемой щепы (регулируется)	10-60 мм
Скорость вращения барабана	550 об/мин.
Габариты	1800×1000×1200 мм
Вес	2300 кг



1 – горизонтальный бункер для волокна, 2 – донный конвейер; 3 – вальцовая стенка, 4 – конвейер для формирования ковра, 5 – гребенчатый валец для выравнивания поверхности ковра; 6 – изотопный плотномер (денсиметр)

Рисунок 3 – Схема формирующей машины для производства MDF

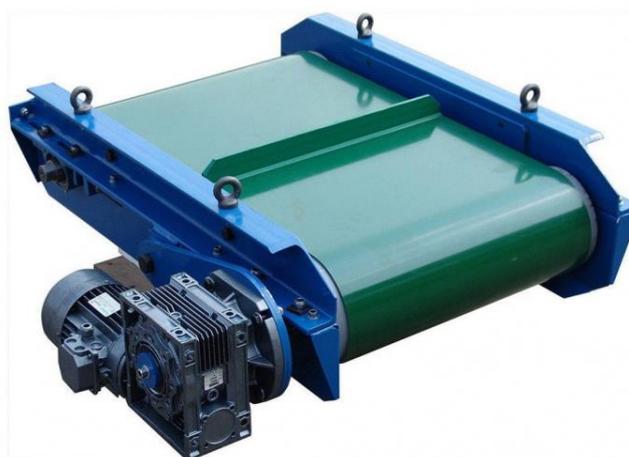


Рисунок 4 – Магнитный сепаратор СМ

На рисунке 5 представлен план цеха по производству МДФ.

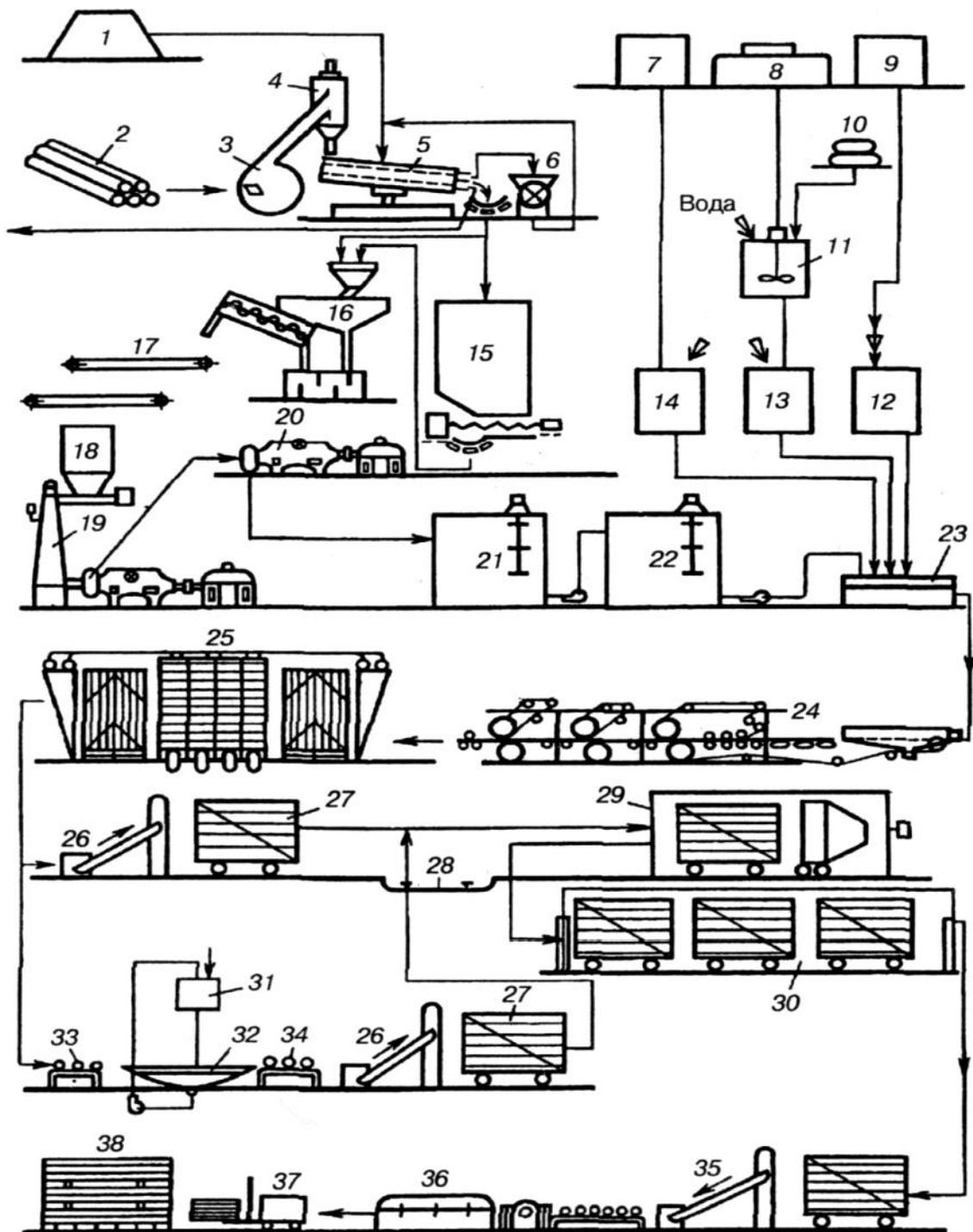


Рисунок 5 – План цеха по производству МДФ:

- 1 – щепа; 2 – круглая древесина и кусковые отходы; 3 – рубительная машина; 4 – циклон;
 5 – сортировка щепы; 6 – дезинтегратор; 7 – емкость для связующего; 8 – емкость для парафина;
 9 – емкость для серной кислоты; 10 – мешки с эмульгатором; 11 – эмульсатор;
 12; 13; 14 – расходные емкости соответственно для осадителя, парафиновой эмульсии и
 связующего; 15 – бункер щепы; 16 – установка для мойки щепы; 17 – ленточные конвейеры;
 18 – расходный бункер для щепы дефибратора; 19 – дефибратор; 20 – рафинатор;
 21 – рафинаторный бассейн; 22 – массный бассейн; 23 – ящик непрерывного проклеивания;
 24 – отливная машина; 25 – пресс; 26; 35 – загрузочное и разгрузочное устройство;
 27 – вагонетка; 28 – траверсный путь; 29 – камера термообработки; 30 – камера увлажнения;
 31 – емкость для пропитывающего состава; 32 – пропиточная машина;
 33; 34 – роликовые конвейеры; 36 – форматно-обрезная установка;
 37 – электропогрузчик; 38 – склад готовой продукции

Выводы. ДВП плиты в дефиците в России. Мощности большинства предприятий довольно старые, оборудование используется еще с советских времен. Так, в предбанкротном состоянии находился ООО «Княжпогостский завод ДВП».

Княжпогостский завод ДВП является единственным в Республике Коми предприятием, выпускающим твердую древесноволокнистую плиту мокрым способом. Постоянными потребителями продукции являются предприятия и фирмы строительной, мебельной и автомобильной промышленности (рисунок 6).

Для развития производства на «Княжпогостском заводе ДВП» необходимо было 100-процентное обновление производственных мощностей, что и произошло в 2020 году, после того как его выкупил ООО «Плитный мир». Все работы по ремонту и модернизации оборудования в 2020 году были проведены собственными силами завода, без участия подрядных организаций. Для обеспечения работы специальной ремонтной бригады предприятие закупило вспомогательное оборудование. При этом в ООО «Плитный мир» отмечают, что такой подход к организации капитального ремонта заметно снизил затраты на него. Общий объем средств, направленных на проведение работ и закупку специального оборудования, составил 21 млн. рублей, еще 27,3 млн. рублей было потрачено на реализацию проекта по модернизации теплотехнического цеха [2].



Рисунок 6 – Цеха ООО «Княжпогостский завод ДВП»

Библиографический список:

1. Производство МДФ как бизнес: перечень оборудования, описание технологии изготовления, нюансы дела. Режим доступа: <https://moybiznes.org/proizvodstvo-mdf>.
2. Общество с ограниченной ответственностью «Плитный мир». Режим доступа: <https://dvp-komi.ru>.

УДК 630.0.232

Анализ производственных и технологических параметров многооперационных лесозаготовительных машин

Шило А.В.

Научный руководитель – Михайленко Е.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Лесозаготовительные работы в современных условиях в основном ведутся многооперационными высокопроизводительными устройствами – харвестерами и валочно-пакетирующими машинами. Большая удаленность лесозаготовительных участков от потребителя, низкое кадровое обеспечение, при увеличении спроса на древесину определяет необходимость повышения эффективности работы лесозаготовительных работ. Основным фактором влияющим на повышении эффективности является производительность.

Производительность многооперационных машин зависит от: климатических и почвенно-грунтовых характеристик района, среднего запаса на 1 га, среднего объема хлыста, технических и конструкционных характеристик машин, квалификации оператора.

Рассмотрим технические и конструкционные характеристики машин. Можно выделить следующие характеристики: массово-габаритные параметры, мощность, вылет и угол поворота стрелы.

В работе были рассмотрены харвестеры Ponsse Ergo 8W, Амкодор 2551, John Deere 1270D. Технические характеристики рассматриваемых харвестеров представлены в таблице 1. [2].

Характеристики	Ед. изм	Показатели		
		Ponsse Ergo 8W	John Deere 1270D	Амкодор 2551
Длина	мм	9660	7 400	10250
Ширина	мм	2630	2 930	2900
Высота	мм	3800	3 720	4000
Клиренс	мм	600	624	500
Мощность	л.с.	279	203	148
Используемые манипуляторы тип	тип	C5, C44+	CH7	KESLA 25RH II
Вылет стрелы	м	8,6-11	1-10	3,5-9,5
Подъемный момент	кНм	250	240	100
Угол поворота стрелы	град	250	220	260
Используемые харвестерные головки тип	тип	H5, H6, H7	H480	KESLA 25RH II

Рисунок 1 - Технические характеристики рассматриваемых харвестеров

Для полноценного анализа влияния производственных и технологических параметров произведем расчет производительности харвестеров.

Примем для расчета следующие производственные параметры: ширина полосы разрабатываемая за один проход, средний объем хлыста, ликвидный запас, диаметр дерева на высоте срезания. Расчет произведен для интенсивности сплошной рубки.

Часовую производительность харвестера определим по формуле [1]:

$$\Pi = \frac{(T - t_{п-з}) \cdot \varphi_1 \cdot V_{хл} \cdot n}{t_1 + t_{ц} \cdot n}, \quad (1)$$

где: T – продолжительность смены, с;

$t_{п-з}$ – время на выполнение подготовительно-заключительных операций, с;

φ_1 – коэффициент использования рабочего времени;

$V_{хл}$ – средний объем хлыста, м³;

n – число деревьев, срезаемых и обрабатываемых с одной рабочей позиции (с одной технологической стоянки) машины, шт.;

t_1 – время на переезд машины с одной рабочей позиции на другую, с;

$t_{ц}$ – время на спиливание и обработку (очистку от сучьев и раскряжевку) одного дерева, с.

Для того, чтобы более детально рассмотреть влияние природных и производственных параметров на производительность многооперационной машиной необходимо учесть при расчете изменение величины вылета манипулятора харвестерной головки, ширину ленты осваиваемой харвестером за один проход, принятую технологию лесозаготовительных работ, интенсивность рубки насаждения. Для этого произведем расчет количества деревьев по формуле (2). [1]

Число деревьев, срезаемых и обрабатываемых с одной рабочей позиции машины равно:

$$n = \frac{a \cdot b \cdot Q_{га} \cdot i}{1000 \cdot V_{хл}}. \quad (2)$$

харвестер может срезать и обрабатывать деревья спереди по ходу движения машины, а также справа и (или) слева, что зависит от конструкции машины. В этом случае ширина ленты, осваиваемая харвестером с одной рабочей позиции, будет зависеть от максимального (l_{max}) и минимального (l_{min}) вылета

Ширина разрабатываемой полосы леса харвестера зависит от величины максимального вылета манипулятора, конструкции машины и принятой технологии работ и может быть равна l_{\max} или же $2 l_{\max}$.

Интенсивность рубки насаждения зависит от вида рубки. При сплошных рубках $i = 1$

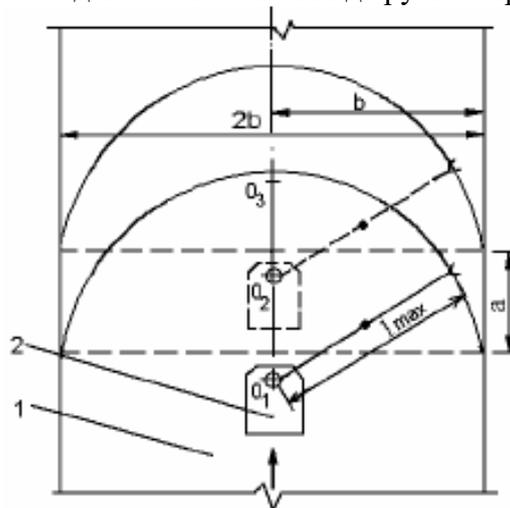


Рисунок 1 – Схема для расчета ширины полосы леса (b, 2b), разрабатываемой харвестером за один проход, и ширины ленты (a), осваиваемой харвестером с одной рабочей позиции: 1 – полоса леса, разрабатываемая харвестером; 2 – харвестер; 01, 02, 03 – рабочие позиции харвестера; l_{\max} – максимальный вылет манипулятора

Среднее время на переезды харвестера с одной рабочей позиции на другую:

$$t_1 = \frac{a}{v_{\text{дв}}}, \quad (3)$$

где: $v_{\text{дв}}$ – средняя скорость движения харвестера при переезде с одной рабочей позиции на другую или от дерева к дереву, м/с.

Время на спиливание и обработку одного дерева:

$$t_{\text{ц}} = t_2 + t_3 + t_4 + t_7 + t_8, \quad (4)$$

где: t_2 – время на подготовку дерева к спиливанию (подвод срезающего механизма к дереву и захват дерева), с;

t_3 – время на спиливание дерева, с; t_4 – время на сталкивание (повал) спиленного дерева, с;

t_7 – время на очистку дерева от сучьев, с;

t_8 – время на раскряжевку хлыста, с.

Значения t_3 может быть рассчитано по формуле (5):

$$t_3 = \frac{V_{\text{хл}}}{\Pi_{\text{пил}} \cdot \varphi_2 \cdot f \cdot (H - 1,3)} \quad (5)$$

Время на очистку одного дерева от сучьев:

$$t_7 = \frac{H - kH - l_{\text{в}}}{u_{\text{ср}}}, \quad (6)$$

где: H – средняя высота спиливаемых деревьев, м: она зависит от среднего диаметра деревьев на высоте груди и разряда высот и может быть определена по материалам отвода насаждений в рубку;

k – коэффициент, показывающий, какая часть длины дерева протаскивается через сучкорезный механизм за время падения дерева;

$l_{\text{в}}$ – средняя длина вершины дерева, не подлежащая очистке от сучьев, м;

$u_{\text{ср}}$ – средняя скорость протаскивания дерева через сучкорезный механизм с учетом замедления скорости перед каждым пропилом в процессе раскряжевки, м/с.

Время на раскряжевку хлыста:

$$t_8 = \frac{d_{\text{ср}} \cdot m_{\text{п}}}{u_{\text{н}}}, \quad (7)$$

где: d_{cp} – средний диаметр пропилов, м: обычно за d_{cp} принимается диаметр дерева на половине его высоты;

u_n – средняя скорость надвигания пильного механизма на хлыст, м/с: она зависит от конструкции пильного механизма и мощности двигателя, т. е. от производительности чистого пиления пильного механизма ($\Pi_{пил}$);

m_p – число пропилов (резов) на один хлыст, шт.: оно зависит от длины хлыста и средней длины выпиленных сортиментов (l_{cp}):

$$m_p = \frac{H - l_B}{l_{cp}}$$

С учетом сказанного выше формула (8) примет следующий вид:

$$t_8 = \frac{\pi \cdot d_{cp}^2 (H - l_B)}{4 \Pi_{пил} \cdot \varphi_2 \cdot l_{cp}} \quad (8)$$

где: φ_2 – коэффициент использования $\Pi_{пил}$ пильного механизма.

Сравнение результатов расчета представлено на рисунках 2 и 3.

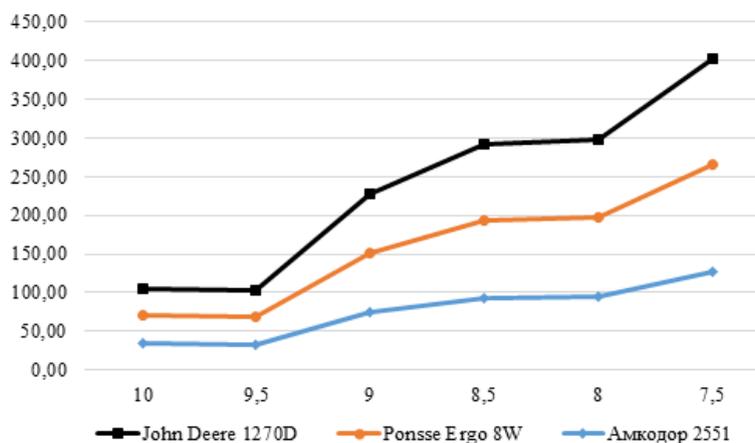


Рисунок 2 – Графики зависимости производительности харвестеров от ширины полосы, разрабатываемой за один проход

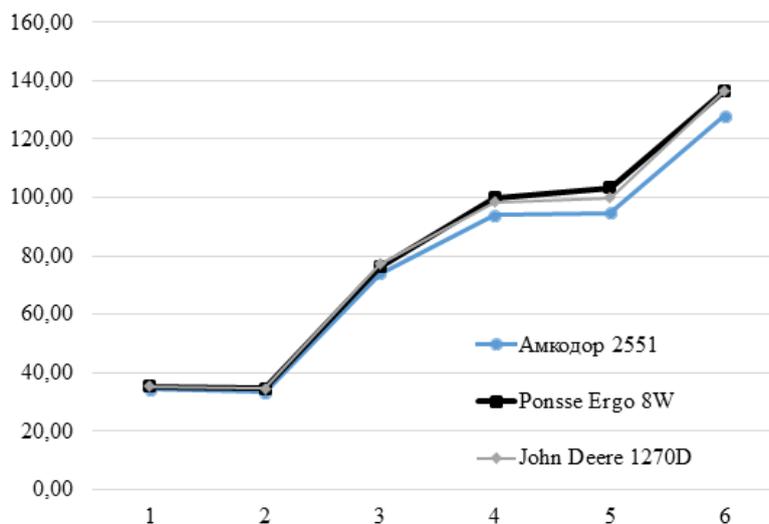


Рисунок 3 – Сравнение производительности харвестеров

По результатам расчетов были сделаны следующие выводы.

При увеличении среднего объема хлыста, ликвидный запас, диаметр дерева на высоте среза производительность всех моделей харвестеров увеличивается. А также производительность увеличивается при уменьшении ширины полосы разрабатываемой за один проход, это происходит за счет увеличения среднего времени переезда харвестера с одной рабочей позиции на другую.

В большей степени на производительность влияют такие технологические характеристики как максимальный вылет стрелы манипулятора и производительность чистого пиления, скорость движения с одной рабочей позиции на другую. Так для харвестера Амкодор 2551 с наименьшим максимальным вылетом стрелы ширина разрабатываемой полосы ограничена и составляет 3,84 м, скорость передвижения с одной рабочей позиции на другую так же наименьшая, что при других, одинаковых для всех рассматриваемых машин показателях, у данного харвестера показывает наименьшую производительность.

Анализ показал, что наибольшая производительность в различных природных условиях у харвестера Ponsse Ergo 8W.

Библиографический список:

1. Практикум по технологии и оборудованию лесозаготовительного производства / А.П. Матвейко, Д.В. Клоков, П.А. Протас. – Минск. : БГТУ, 2005. – 160 с.
2. Лесотехника [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.lesotehnika.ru> (дата обращения: 01.12.2020).

УДК 656.02

Безтрелёвочная вывозка в условиях лесных массивов Красноярского края

Шаронова Д.З., Демакова Т.С.

Научный руководитель – Миронов Г.С.

Сибирский Государственный университет науки и технологий имени академика М.Ф. Решетнева в г. Красноярск

Красноярский край – огромный по площади регион в самом центре Сибири, на 70% покрытый лесами. Общий запас древесины в крае составляет 14% от общероссийского объема, при этом в лесном фонде преобладает древесина хвойных пород. Красноярск является наиболее лесным из всех регионов России [1].

Современный лесозаготовительный процесс характеризуется многообразием применяемой техники и технологических приемов выполнения работ. Один из характеризующих эффективность лесотранспортного комплекса является процесс транспортировки продукции с участка вырубki до места переработки. Общепринятый процесс транспорта древесины с лесосек до нижних складов состоит из двух транспортных операций – трелевки (и в большинстве случаев тракторами) и вывозки (автомобилями, по узкоколейным дорогам или другими средствами) [2].

С целью оценки перспектив безтрелёвочной вывозки устанавливаем следующие задачи:

1. Анализ применяемых технологий трелевки лесоматериалов
2. Анализ имеющейся перспективной техники первичного лесного транспорта
3. Рассмотреть логистические цепочки доставки лесоматериалов

Трелевка леса – представляет собой перемещение деревьев, хлыстов или сортиментов от места валки до лесопогрузочного пункта или лесовозной дороги. Одна из самых трудоемких операций лесозаготовительного процесса, доля затрат труда на которую достигает 65-70% и более [3].

В конце 50 – начале 60 годов прошлого века, с целью исключить трелевку из технологического процесса, инженеры – технологи разработали безтрелёвочный способ вывозки леса. Этот метод предполагал вывозку леса автомобилями [2]. В конце 1950-х г. Минский автомобильный завод и Гипролесмаш создали для без трелёвочной вывозки леса опытный образец автомобильного лесовозного тягача МАЗ-532, а затем тягача Т-30 на базе автомобиля МАЗ-501. При новой технологии тягач, обладая высокой проходимостью за счет пониженного давления в шинах, трелевал пачки деревьев с кроной от 6 до 12 м³ и создавал запас объемом 30–40 м³. Затем автомобиль-тягач грузил под трелёванную древесину с помощью лебедки на специальный большегрузный прицеп и вывозил ее на нижний лесосклад, двигаясь со скоростью 20–30 км/ч. Безтрелёвочная вывозка подразумевала ликвидацию верхнего склада и снижение

расходов на строительство и содержание лесовозных дорог. Дальнейшего распространения подобная технология не получила поскольку к трелевочной машине и лесовозному автомобилю предъявлялись различные требования и для каждой из этих операций создавались специализированные машины.

При безтрелёвочной вывозке, трелевка вообще выпадает из производственного процесса. Предполагается, что транспортная машина, работающая на вывозке леса (например, автомобиль повышенной проходимости, колесный тягач), должна заходить на лесосеку, брать древесину, предварительно не стрелеванную и вывозить ее в полностью погруженном виде. Безтрелёвочную вывозку в летний период следует применять на участках с твердым грунтом, а в период, когда грунт замерз, по снежному покрову глубиной меньше 30 см, и на участках с мягким и заболоченным грунтом.

В зависимости от природных и производственно-организационных условий, в которых работают лесозаготовительные предприятия, применяют три транспортно-технологические схемы вывозки древесины (рис. 1):

1. Одноступенчатую вывозку древесины;

При одноступенчатой вывозке древесину концентрируют на верхних лесопромышленных складах, расположенных у лесовозных дорог. Здесь ее грузят на транспортные средства — автомобили, автопоезда, железнодорожные вагоны-сцепы или платформы, а затем вывозят на нижние склады или потребителям. Одноступенчатая вывозка древесины наиболее распространена в лесной промышленности России. С ее использованием вывозят более 90 % древесины.

2. Двухступенчатую вывозку древесины;

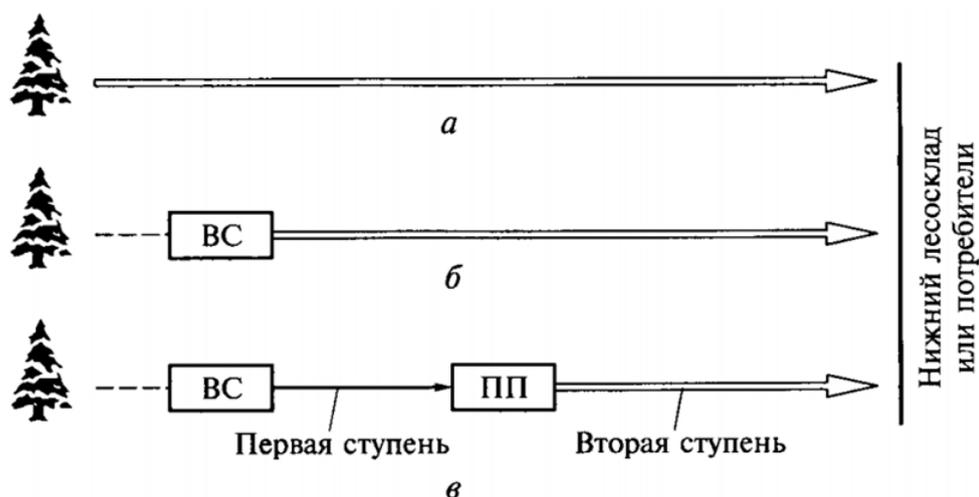
При двухступенчатой вывозке древесину из лесосек по лесовозным усам и веткам вывозят легкими автопоездами на перегрузочный пункт, расположенный у магистрали — первая ступень. От перегрузочного пункта по магистрали транспортировка осуществляется автопоездами более тяжелых типов или по узкоколейной железной дороге (УЖД) — вторая ступень. Такая технология эффективна при больших расстояниях вывозки, а также при высокой степени заболоченности лесосек, когда использование большегрузных автопоездов в них становится проблематичным. Широкого применения двухступенчатая технология не нашла по двум причинам. Во-первых, снижается общая производительность лесотранспортной системы из-за появления дополнительных технологических операций по перегрузке древесины. Во-вторых, наличие в автохозяйстве лесовозных автомобилей различных марок ведет к росту эксплуатационно-ремонтной базы. Поэтому в настоящее время двухступенчатую вывозку в основном используют с разделением ступеней по сезонам года: первая ступень — зимой, вторая ступень — летом. На обеих ступенях вывозки используют автопоезда одного и того же типа

1. Прямую вывозку (рис. 2), при которой древесину вывозят от места валки до конечного пункта без перегрузок, применяют обычно на начальной стадии работы лесопромышленных предприятий, когда расстояние вывозки до 20 км, а лесовозные дороги еще не возведены. Вывозку ведут по первичным тракторным дорогам. Одновременно с этим предприятие строит сеть лесовозных дорог. В целом по стране таким способом вывозят не более 5 % древесины [4].

Безтрелевочный способ вывозки эффективно реализовывать в летний, ранний осенний период и ранний зимний период в Красноярском крае, с учетом специфики грунта и образования снежного покрова в регионе.

Рассмотрим положительные и отрицательные стороны прямой вывозки. Осуществление такой вывозки встречает ряд осложнений — трудность создания подвижного состава; одинаково эффективного при движении по лесосеке (без дорог) и по дорогам; трудности обработки деревьев на лесосеке для удобной их перевозки и т.д. Поэтому прямая вывозка сейчас применяется редко — на малые расстояния и в основном по тракторным дорогам. Положительными сторонами этой вывозки является:

- снижение расходов на перевозку древесины с лесосеки на нижний склад;
- универсальность работы машин не только в условия лесосеки, но и на дорогах общего пользования;
- высокая производительность;



а) — прямая вывозка; б) — одноступенчатая вывозка; в) — двухступенчатая вывозка;
 ВС — верхний склад; ПП — перегрузочный пункт

Рисунок 1 - Транспортно-технологические схемы вывозки древесины



Рисунок 2 - Транспортно-технологическая схема прямой вывозки древесины

Основной проблемой безрельсовой вывозки леса является отсутствие развитой дорожной сети, большие затраты для содержания качественных лесовозных дорог, а так же отсутствие специализированных машин предназначенных для прямой вывозки леса (автомобиль повышенной проходимости).

Лесовозные дороги имеют большое значение в развитии общей экономике того района, где они построены. Незрелая в регионах лесозаготовок дорожная сеть приводит к слишком большим расстояниям вывозки по лесовозным дорогами соответственно высоким затратам на заготовку древесины.

Выводы:

1. Существуют две технологии вывозки леса это трелевочная и безрельсовая. В настоящий момент наиболее распространен трелевочный способ.
2. Факторы ограничивающие применения безрельсовой вывозки, это:
 - отсутствие развитой дорожной сети;
 - большие затраты на содержание качественных лесовозных дорог;
 - отсутствие специализированных машин.
3. При проектировании лесозаготовительных предприятий не учитывалась возможность применения безрельсовой вывозки.

Библиографический список:

1. Лесопромышленный комплекс Красноярского края: тенденции и перспективы развития [Электронный ресурс]. URL <https://cyberleninka.ru/article/n/lesopromyshlennyy-kompleks-krasnoyarskogo-kraya-tendentsii-i-perspektivy-razvitiya>
2. Красноярский край (состояние и перспективы развития ЛПК края) // ЛесПромИнформ. - № 2 (15).
3. Крашенинников Е. М. Лесотранспортные машины: Краткий справочник. - Петрозаводск: Гос. изд-во КАССР, 1958. – 211 с.
4. Соколов И.В., Соколов В.А., Втюрина О.П. и др. Организация лесопользования в Красноярском крае // Лесная таксация и лесоустройство. – 2003. – № 1(32). – С. 85–89.

СЕКЦИЯ 18. ТЕХНОСФЕРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

УДК 62-05

Оценка вероятности ошибок персонала опасного производственного объекта нефтегазовой отрасли

Белякова Е.А.

Научный руководитель – Гуськов М.А.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Москве

Профессиональные ошибки, которые приводят к несчастным случаям различной тяжести, также могут привести к серьезным катастрофам и гибели людей. Возможно ли устранить вмешательство человеческого фактора в системы, от которых зависит безопасность работающего персонала на предприятии?

Данная работа посвящена изучению оценки рисков ошибок персонала, в ней приведены исследования необходимости рассмотрения данного вопроса. При возникновении отказов человеческий фактор является в большинстве случаев ключевым. Обслуживающий персонал – его ошибки, могут быть причинами всевозможных отказов на предприятии, включая аварии. Недостаточный уровень знаний и навыков, усталость, нарушения трудовой дисциплины и различные другие факторы, могут послужить как источники ошибок персонала. Следовательно, можно утверждать, что интенсивность отказа будет преимущественно больше, чем больше равна разница между профессиональным уровнем работника и уровнем, который требуется для выполнения работы.

В наше время данная тема является актуальной, так как остро стоит вопрос о необходимости снижения вероятности появления ошибок персонала, какие всевозможные методы снижения могут в настоящий момент применяться и являются наиболее эффективными. Необходимо выделить те факторы, на которые мы можем непосредственно воздействовать.

Целью работы является оценка вероятности возникновения человеческого фактора в системе «человек – машина» на опасном производственном объекте нефтегазовой отрасли.

В первом разделе представлена статистика, основанная на отчетах о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2010-2019 год. [1] За эти годы случилось множество аварий на производственных объектах нефтяной промышленности с последующими несчастными случаями, связанные с ошибками работающего персонала на объекте.

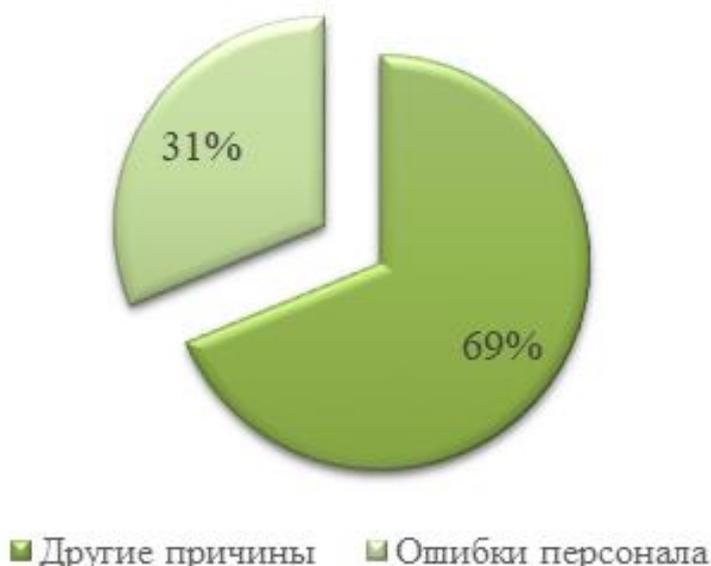


Рисунок 1 - Причина аварий как «ошибки персонала» относительно остальных причин

По всем объектам нефтегазовой отрасли, надзор за которыми осуществляется РОСТЕХНАДЗОРОМ, кроме объектов магистрального трубопровода, это: объекты нефтегазодобывающей промышленности, объекты нефтехимической, нефтегазоперерабатывающей промышленности и объекты нефтепродуктообеспечения, объекты газораспределения и газопотребления, за 10 лет в среднем произошло 31% аварий, связанных с ошибками работающего персонала. Это достаточно много, так как аварии в последствии зачастую приводят к травматизму персонала, и это еще не самый страшный исход.



Рисунок 2 - Статистика аварий по причине ошибок персонала относительно остальных причин по годам 2010г – 2019г

В работе приведены исследования необходимости анализа влияния человеческого фактора на появления всевозможных аварий и несчастных случаев на примере одной из ведущих строительных компаний нефтехимического и нефтегазового комплекса. Согласно актам расследования, большинство нарушений, а также аварий и травм упираются в одни и те же факторы. Показаны графики зависимости аварий от ошибок персонала, которые говорят нам о том, что около 31%, происходят по вине человека: недостаточный уровень работающего персонала, низкое качество работ, неудовлетворительный уровень технологической и трудовой дисциплины – эти причины относятся к организационным. Создание здоровых и безопасных условий труда на предприятиях обуславливает необходимость изучения человеческого фактора.

Разобрана надежность сотрудника как составляющая технической системы «человек – машина». А также рассмотрено на примере одной из нефтегазовых компаний, как часто возникают похожие ошибки на предприятии. За основу проведения анализа были взяты акты предписания, по результатам проверок заказчиком, Службой ОТПБиЭ и Управление ОТПБиЭ за 2019-2020 год (Рис.3.). За выделенный период было выявлено 1415 нарушений. Цель анализа – выявление систематических нарушений требований охраны труда и промышленной безопасности и разработка мероприятий, позволяющих уменьшить количество циклических нарушений.

Исходя из графика, представленного выше можно полагать, что Служба ОТПБиЭ работает достаточно хорошо, так как линия, отражающая показатели проверок Службой расположена выше, чем линия проверок Заказчиком.

Далее мы распределили виды допущенных нарушений по видам работ (Рис.4.). В нашем случае получилось, что 1415 пунктов относятся, к 9 видам нарушений. Основными причинами нарушений стали организационные причины, связанные с отношением персонала к требованиям безопасности.

В настоящее время, хоть прогресс и стремится к автоматизации всей системы, в большинстве систем вне зависимости от уровня их автоматизации необходимо в той или иной мере присутствие человека. В той системе, в которой одним из звеньев является человек, появляются ошибки. В связи с этим прогнозирование надежности оборудования не дает истины, пока не будет учтен человеческий фактор.[2]

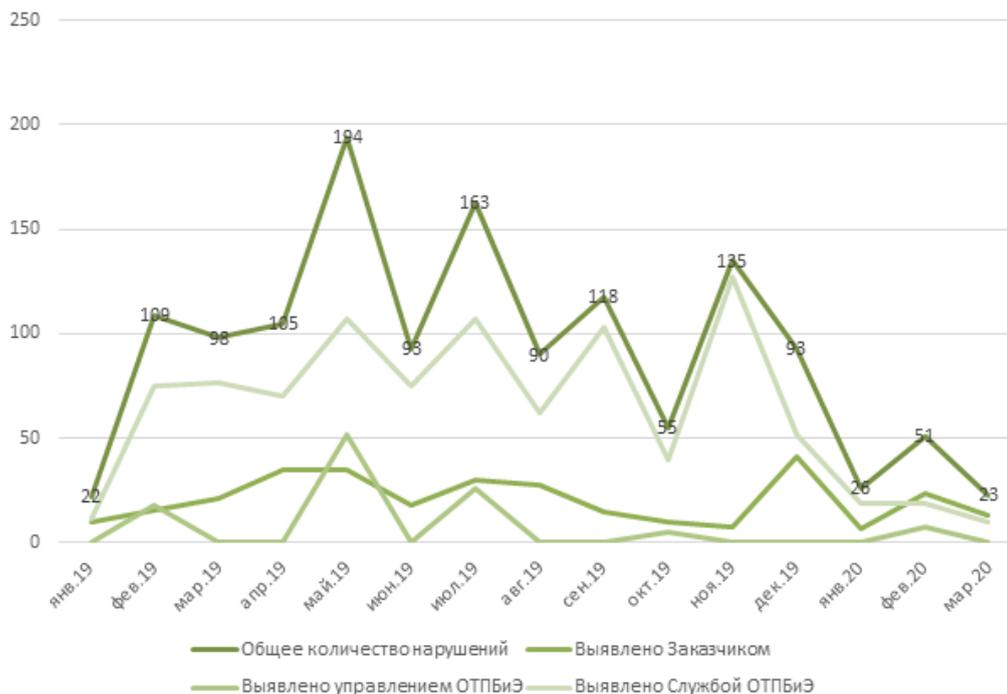


Рисунок 3 - Динамика нарушений на объекте

Ошибки, виной которым является человек, возникают тогда, когда:

1. Сотрудник, выполняющий действие, стремится к получению ошибочной цели
2. Поставленная перед работником задача недостижима из-за неправильных действий оператора
3. Бездействие оператора в момент, когда его участие в процессе является необходимым.



Рисунок 4 - Виды допущенных нарушений за 2019-2020 год

Ошибки системы «человек-машина»:

- | | |
|------------------------|---|
| Ошибки проектирования: | Возникают, когда качество проектирования неудовлетворительно |
| Операторские ошибки: | Неправильное выполнение рабочими установленных процедур |
| Ошибки изготовления: | Качество работы имеет неудовлетворительную оценку (сварочный шов, неправильный выбор материала и др.) |

Ошибки технического обслуживания:	Возникают при эксплуатации. Вызваны некачественным ремонтом, неправильным монтажом
Ошибки контроля:	Неправильный прием устройства, характеристики которого выходят за пределы допуска
Ошибки организации рабочего места:	Такие как: теснота рабочего места, шум, высокая температура, недостаточность освещения
Ошибки управления коллективом:	Недостаточное стимулирование специалистов, психологическая несовместимость

Человеку свойственно ошибаться, исходя из его психофизиологических особенностей. Вероятность ошибок определяется в основном параметрами внешней среды, в которой находится человек

Далее рассмотрены различные методы улучшения профессиональных качеств рабочего и другие различные меры предотвращения ошибок персонала, с целью уменьшения вероятности возникновения аварий и травматизма на предприятии. Рассмотрена японская система «5S», в качестве предотвращения ошибок на рабочем месте. В этой системе «5S» советуют начинать с качества на самом рабочем месте. Название системы исходит из пяти слов, которые начинаются на букву «С»:

1. «сэйри» (сортировка)
2. «сэйсо» (очистка),
3. «сэйтон» (организация),
4. «сэйкэцу» (стандартизация)
5. «сицукэ» (самопроверка).

Перевод этих слов является не четким, но дает вполне хорошее представление о содержании мероприятий по улучшению качества. Вкратце можно определить эту схему как: «прежде чем начинать работу, необходимо разобраться с порядком»

Культура безопасности рассмотрена, как важный элемент системы – основные принципы ее формирования и развития (системный подход, процессный подход, приверженность и лидерство, активность и вовлеченность персонала, свободный обмен информацией, а также атмосфера справедливых доверительных отношений). [3]

При возникновении отказов человеческий фактор является в большинстве случаев ключевым. Обслуживающий персонал – его ошибки, могут быть причинами всевозможных отказов на предприятии, включая аварии. Недостаточный уровень знаний и навыков, усталость, нарушения трудовой дисциплины и различные другие факторы, могут послужить как источники ошибок персонала.

Остро стоит вопрос о необходимости снижения вероятности появления ошибок персонала, какие всевозможные методы снижения могут в настоящий момент применяться и являются наиболее эффективными. Создание здоровых и безопасных условий труда на предприятиях обуславливает необходимость изучения человеческого фактора.

В системе «человек-машина» человеческий фактор является неотъемлемой частью, так как заведомо человек является звеном в цепочке выполняемых действий. В связи с этим необходимо формировать и развивать культуру безопасности, в особенности на опасных производственных объектах, для того чтобы минимизировать такой опасный производственный фактор как ошибка человека.

Библиографический список:

1. Годовые отчеты о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2010-2019 годах [Электронный ресурс] // Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору [Офиц. сайт].. – URL: <http://www.gosnadzor.ru/> (дата обращения: 11.01.2015).
2. Надежность технических систем и техногенный риск. Электронное учебное пособие [Электронный ресурс] – URL: <http://www.obzh.ru/nad/index.html>
3. Каледина Н.О., Воробьева О. В.. О роли организационных рисков на горных предприятиях//Технадзор. – 2009. -№8. –С.78-79.

УДК 622.276.55:614.3

Организация исследований результатов периодических медицинских осмотров работников, задействованных в условиях термощахтной добычи нефти

Блинова А.Ю.

Научный руководитель – Грунковой Т.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ярегское месторождение получило мировую известность за счет применяемой термощахтной технологии добычи высоковязкой нефти. Поэтому в нефтешахтах сформировались уникальные условия труда не сопоставимые с другими отраслями промышленности, включающими в себя целый комплекс таких негативных факторов как шум, вибрация (локальная и общая), АПФД, углеводороды алифатические предельные С1-10, микроклимат (повышенная температура и влажность). Всего лишь 4 % рабочих мест в нефтяных шахтах отнесены по условиям труда к допустимому 2 классу, все остальные к вредным с подклассом 3.1-3.2 (рисунок 1) [1].

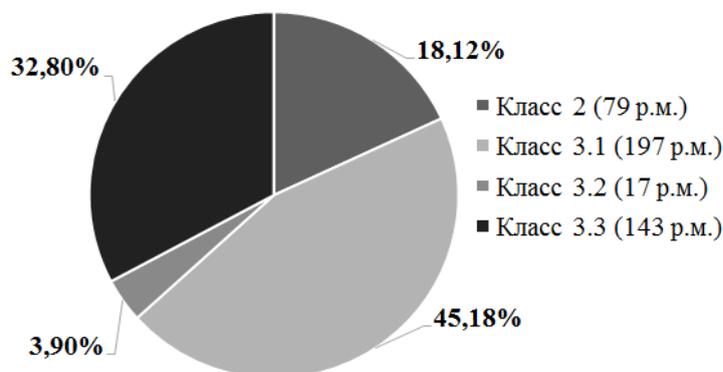


Рисунок 1 - Распределение рабочих мест по классам условий труда

Основные профессии подклассом 3.3 являются проходчик, крепильщик, оператор ДНГ, МГВМ, машинист БУ.

Работа во вредных условиях труда несет риск получения профессиональных заболеваний. В период с 2009 по 2018 гг. установлено 140 случаев профессиональных заболеваний у работников нефтешахт (рис. 2) [2].

Наибольшее число случаев профессиональных заболеваний зарегистрировано в 2011 году (29 случаев у 15 человек) и 2018 году (24 случая у 16 человек). Причины роста профессиональных заболеваний в эти годы связаны с интенсификацией производственных процессов термощахтной добычи нефти. Кроме основного заболевания у работника диагностируется по два и три сопутствующих профзаболевания.

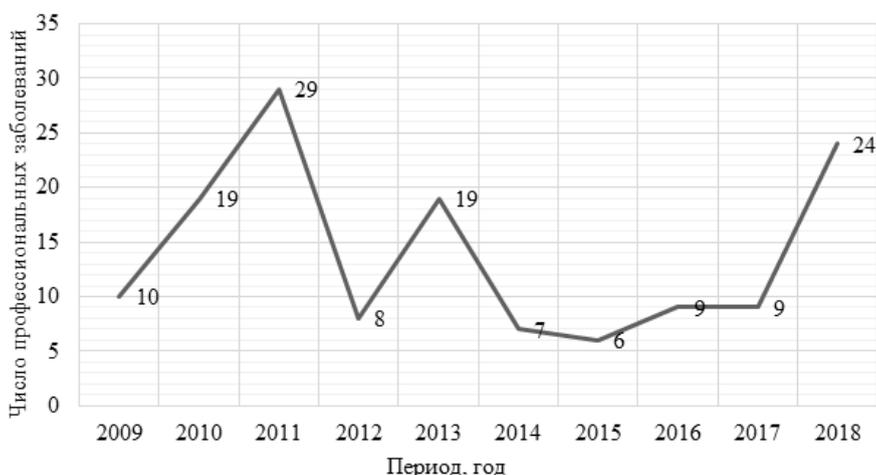


Рисунок 2 - Динамика количества с 2009 по 2018 год при термощахтной добыче нефти

Высокий уровень профессиональных заболеваний зарегистрирован на следующих рабочих местах: проходчик, крепильщик, МГВМ, оператор ДНГ, ДПР и др. Основной причиной формирования шахтеров-нефтяников профпатологий является продолжительное влияние производственных факторов, превышающих нормативные значения, источником которых является используемая технология ведения работ [3].

Для своевременного определения у персонала задействованного во вредных условиях термощахтной добычи нефти первичных признаков производственно–обусловленных отклонений с дальнейшим формированием профессиональных заболеваний проводятся периодические медицинские осмотры согласно приказа Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. № 302н. Результаты, которых являются основой для принятия решений, направленных на их профилактику.

Перечень лабораторных и функциональных исследований и осмотр врачами - специалистами проводится согласно результатов специальной оценки условий труда и выявленных в ходе нее вредных производственных факторов (ВПФ) на рабочих местах шахтеров-нефтяников.

Ценность результатов периодических медосмотров теряется из-за отсутствия донозологической диагностики, с последующей оценкой риска развития и получения профзаболеваний.

Анализ данных с амбулаторных карт работников нефтешахт позволит изучить происходящие изменения в системах организма под влиянием производственной среды и определить пограничное состояние здоровья у персонала между нормой и патологией.

Проведение донозологической диагностики предполагает под собой сбор, анализ и обработку медицинской информации.

Для проведения данных исследований собран материал 132 амбулаторных карт подземных работников нефтешахт. В основную группу для проведения исследования вошли такие профессии как проходчик, крепильщик, оператор ДНГ, которые задействованы на рабочих местах с подклассом 3.3 по условиям труда и сочетанным влиянием ВПФ. Для группы сравнения взяты работники, задействованные на рабочих местах ГРП, с подклассом 3.1 и изолированным воздействием всего лишь одного ВПФ.

Требования, предъявляемые к амбулаторным картам работников являются только профессия, возраст и стаж работы на данном рабочем месте (таблица 1). Все работники мужчины.

Таблица 1 – Требования к амбулаторным картам работников

Профессия	Количество, шт.	Возраст, лет	Стаж работы, лет
Проходчик	37	32-36	3-5
Крепильщик	30	32-36	3-5
ГРП	30	32-36	3-5
Оператор ДНГ	35	32-36	3-5

Отобранные медицинские карты работников обезличивались, присваивался только индивидуальный номер. Для проведения обработки и анализа лабораторных и функциональных исследований, содержащихся в амбулаторных картах, результаты заносились в базу данных Excel по следующим показателям: ЭКГ, спирометрия, ОАК, сахар, холестерин, внутриглазное давление, АД, пульс, рост, вес, ЧДД в 1 мин, ЧСС в 1 мин, SpO₂, вибрационная чувствительность, биохимия крови, аудиограмма, акуметрия, динамометрия.

Воздействие внешней среды (плохая экология, ведения здорового образа жизни, занятие спортом, вредные привычки) не учитывалось, за исключением курения. Еще одним из критериев отбора амбулаторных карт работников является прохождение срочной службы в рядах вооруженных сил РФ.

Обработка результатов амбулаторных карт работников основывается на таких статистических методах исследования как методы параметрической и непараметрической статистики.

Дальнейшее проведение исследований по данным периодических медицинских осмотров позволит определить отклонения в состоянии здоровья работников под влиянием ВПФ. Полученные результаты будут использованы для выявления профессионально-обусловленных отклонений с последующей прогнозной оценкой риска развития и получения профессионального заболевания.

Для проведения донозологической диагностики в рамках всего предприятия или целой отрасли необходимо формирование общей базы данных с внесением результатов с амбулаторных карт работников, задействованных с вредными и опасными производственными факторами (ВиОПФ).

Библиографический список:

1. Грунковой, Т.В. Аналитический обзор условий труда подземного персонала нефтяных шахт Ярегского месторождения / Т.В. Грунковой, В.П. Перхуткин, А.Г. Бердник // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 4. – С. 378–390.
2. Фомин А.И. Особенности формирования профессиональных заболеваний работников при разработке месторождений тяжелой нефти подземным способом / А.И. Фомин, Т.В. Грунковой // Вестник Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2019. – № 1 – С. 35–41.
3. Грунковой, Т.В. Гигиеническая оценка риска развития профзаболеваний у работников, занятых термошахтной добычей нефти / Т.В. Грунковой, А.Г. Бердник, М.М. Бердник // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18. – № 1. – С. 85–100.

УДК 622.8

Организация обучения работников, занятых в подземных условиях

Пельмегов Р.В.¹, Белов Д.А.², Валишин РД.³

1 - ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта,

*2 - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Нефтяное производственное предприятие «Яреганефть»,
г. Ухта, пгт. Ярега, Россия*

*3 - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Центрально-административный управленческий аппарат,
г. Ухта, Россия*

В последнее время одним из основных факторов, препятствующих достижению высокого уровня производственных показателей и промышленной безопасности на предприятиях, является недостаток квалифицированного рабочего персонала. Квалифицированный рабочий персонал – движущая сила любого промышленного предприятия. Но когда спрос на рынке труда превышает предложение, для решения этой проблемы нужен системный плановый подход, четкий алгоритм действий.

НШПП «Яреганефть» относится к опасным производственным объектам 1 класса, где добыча производится шахтным способом, которая стоит на грани двух отраслей промышленности – горной и нефтяной, имеет много общего с каждой из них и в то же время резко от них отличается. Шахтная добыча нефти основана на проведении системы подземных горных выработок и сопряжена с необходимостью работы людей под землей. Наличие активных газопроявлений, газовой шапки, активных подошвенных и контурных вод, рыхлых пород или пльвунов, представляющих продуктивный пласт осложняют процесс добычи нефти и требует уделить особое внимание подготовке и обучению специалистов, т.к. одной из главных причин возникновения аварий на предприятии является нарушение работниками правил ПБ и охраны труда. Недостаточный уровень знаний правил промышленной безопасности, может привести к несчастным случаям с летальным исходом, простоям на производстве и дополнительным затратам на ликвидацию аварий.

Основной проблемой при поиске высококвалифицированных специалистов по направлению деятельности, является специфика предприятия, которая не имеет аналогов в РФ и затрудняет привлечение специалистов из смежных отраслей, т.к. при работе их знания и навыки, приобретенные ранее, не позволят учесть специфические особенности нефтешахтного производства и достичь максимального уровня производственных показателей и промышленной безопасности.

Для определения «узких мест» в знаниях работников и уровня их квалификации, в НШПП «Яреганефть» среди рабочих подземных профессий выборочно проведено тестирование, на основе правил ПБ, технологических карт и регламентов на ведение работ в горных выработках. Тесты состояли из 4 разделов:

- Общая часть. Основные правила промышленной безопасности.
- Технологический раздел. Вопросы, непосредственно связанные с технологией и порядком выполняемых видов работ.
- Противоаварийная защита. Включены вопросы касаясь действий работников согласно плана ликвидации аварий НШПП «Яреганефть» (при их возникновении).
- Оказание первой помощи. Вопросы правил оказания первой помощи на производстве в случае необходимости.

Тестом было охвачено 152 работника, по основным рабочим профессиям, занятым в подземных условиях труда. После обработки результаты тестов показали, что средний процент правильных ответов составил 54,8 %. Что говорит о недостаточном уровне знаний у работников и необходимости их переподготовки.

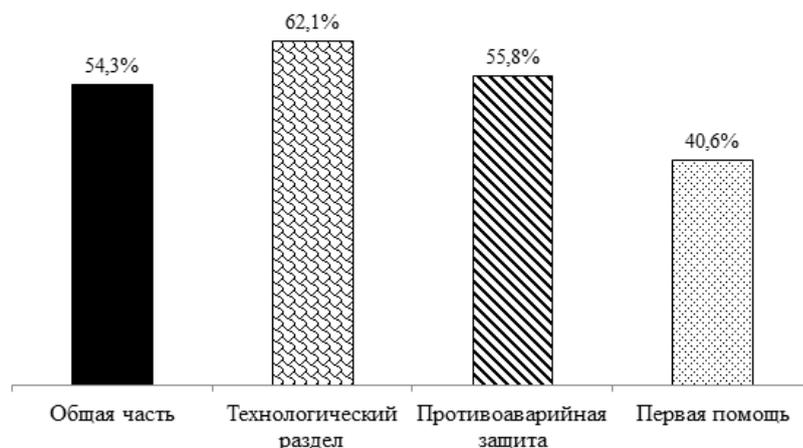


Рисунок 1 - Гистограмма результатов тестирования работников НШПП «Яреганефть»

Как мы видим из гистограммы, наименьший процент правильных ответов составил в разделе первая помощь, что говорит о неудовлетворительном уровне оказания первой помощи и в случае травмы, работники могут навредить не только себе, но и окружающим людям.

Уровень знаний общей части и противоаварийной защиты также является неудовлетворительным и говорит нам о низком уровне знаний работников правил ПБ и охраны труда, а также инструкций по локализации и ликвидации последствий аварий, это значит, что в случае допущения реальной аварии на производстве, риски возникновения несчастных случаев достаточно велики.

Технологический раздел относительно других разделов имеет наивысший показатель, однако мы считаем его неудовлетворительным, потому как уровень знаний в этом разделе, демонстрирует качество выполнения работ и имеет прямое влияние на производительность труда работника и предприятия в целом.

На современных промышленных предприятиях практикуются методы обучения работников с использованием учебных полигонов, для обучения работников в условиях максимально приближенным к реальным.

Применение Учебных полигонов (учебно-тренировочных выработок) позволит создать условия максимально приближенные к существующим условиям в нефтешахте, проводить

обучение работников «на поверхности» без спуска обучающихся под землю, обеспечить закрепление практических навыков согласно инструкций по охране труда, организовать обучение кандидатов при первичном приеме на должность (профессию), с последующей оценкой полученных теоретических знаний и практических умений, повысить стрессоустойчивость будущего работника.

Также немаловажным моментом является использование средств индивидуальной защиты, особенно в подземных условиях труда. С помощью учебного полигона, возможна имитация специально оборудованной выработки «дымного штрека», для отработки у работников навыков включения в шахтный самоспасатель, что позволит закрепить на практике у рабочих навыки по спасению себя и окружающих людей, в условиях максимально приближенных к экстремальным, а также, в случае допущения реальной аварии на производстве, снизить риски возникновения несчастных случаев. Кроме того, это даст возможность увидеть поведение персонала в нештатных ситуациях, оценить их действия (или бездействие), по результатам которых выяснить, что возможно некоторые работники в экстренной ситуации могут навредить не только себе, но и окружающим людям.

Также согласно п.19 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил промышленной безопасности при разработке промышленных месторождений шахтным способом»

«Все лица выполняющие горные работы или посещающие горные выработки нефтяных шахт, должны быть обучены правилам пользования самоспасателями и пройти в них тренировочные упражнения в порядке, установленном организационно-распорядительным документом обособленного структурного подразделения.» [5]

В связи с чем, для проведения практической части при обучении основных профессий занятых в подземных условиях труда, а также отработки навыков использования средств индивидуальной самозащиты, предлагается строительство Учебного полигона на базе Ярегского военного горноспасательного взвода.

Строительство Учебного полигона поможет предприятию сформировать штат высококвалифицированных работников, тем самым повысив эффективность и качество труда. Кроме того, данная форма обучения позволит до автоматизма отработать навыки включения в самоспасатель, закрепить на практике действия работников по спасению себя и окружающих людей, снизить риски возникновения несчастных случаев на производстве.

Для проведения теоретического обучения работников предлагается произвести оснащение учебного класса тренажером виртуальной реальности, который позволит имитировать работу в подземных условиях труда.

Виртуальная реальность, является одним из наиболее популярных и передовых направлений развития в образовании. По мнению ученых, цифровизация обучения позволит упростить подачу сложного материала, облегчить процесс запоминания и повысить мотивацию к обучению.

Виртуальная реальность радикально преобразовывает принцип наглядности, создавая подобие реальных объектов за счет информационного моделирования. В итоге обучающийся получает почти такой же (или более сильный) личный опыт в зрительном, слуховом, осязательном, обонятельном восприятии, в осуществлении действий, как и при реальном взаимодействии с подобными ситуациями. В этом отношении близка позиция американского дидакта К. Керр, выделившего четыре революции в области методов обучения:

- Смена родителей-учителей профессионалами-учителями;
- Замена устного слова письменным;
- Введение в обучение печатного слова;
- Введение автоматизации и компьютеризации обучения.

Эти революции отражают не столько смену средств обучения, но и трансформацию качества учебного материала, содержания образования. Виртуальная реальность – это одна из вершин компьютеризированного обучения. В ней достигается «сверхстимуляция» органов чувств человека, что является основой обучения, в том числе, и интеллектуального.

Для повышения уровня квалификации работников планируется проводить обучение с целью отработки нештатных ситуаций на производстве, которые смоделировать в реальных условиях довольно тяжело, либо невозможно.

Для отработки навыков по противоаварийной защите до автоматизма, был разработан сценарий для тренажера VR, который включает следующие виды аварийных ситуаций:

- Превышение предельно-допустимых концентраций газа;
- Остановка вентилятора главного проветривания;
- Затопление выработки;
- Обрушение породы кровли;
- Пожар в буровой галерее со стороны исходящей струи воздуха;
- Пожар в буровой галерее со стороны свежей струи воздуха;
- Пожар в тупиковой части выработки за очагом пожара;
- Пожар в тупиковой части выработки перед очагом пожара.

Совместно с УГТУ на основе сценария по противоаварийной защите «Пожар в буровой галерее со стороны исходящей струи воздуха» был разработан тренажер виртуальной реальности. Тренажер позволяет отработать до автоматизма правильную последовательность действий обучающегося согласно плана ликвидации аварий. По итогу прохождения обучения, на экране демонстрируется чек-лист в котором видно количество набранных баллов. Чем меньше было нарушений правил ПБ, и чем более точно работник выполнял последовательность действий согласно плана ликвидации аварий, тем больше баллов получает обучающийся.

Наши предложения по внесению изменений в организацию системы обучения работников следующие:

1. Нарботка базовых и фундаментальных знаний с помощью теории;
2. Отработка навыков противоаварийной защиты в нештатных экстренных ситуациях с помощью тренажера виртуальной реальности. Оснащение учебного класса тренажерами виртуальной реальности позволит применить инновационные методы обучения, позволяющие снизить время на обучение и повысить усвояемость изучаемого материала на 25-50 % по сравнению с традиционными методами обучения;
3. Отработка и закрепление навыков на практике в учебном полигоне. Работа в Учебном полигоне позволит развить преемственность и передавать свои знания и опыт молодому поколению, что в Шахтной добычи нефти очень важно.

Реализация изложенных выше мероприятий позволит повысить промышленную безопасность, снизить травматизм и риски возникновения несчастных случаев с летальным исходом, что непосредственно влияет на операционные затраты и позволит достичь стратегических целей Компании.

Библиографический список:

1. Мендель О.П., Нагимова И.А., Старцева А.В. Недостаток квалифицированного персонала, как угроза экономической безопасности промышленных предприятий. Казанский социально-гуманитарный вестник #2 2017 (25)
2. Коноплев Ю. П., Питиримов В. В., Табаков В. П., Тюнькин Б. А. Термошахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) // ГИАБ. 2005. №3.
3. Трубецкой К.Н., Каплунов Д.Р. Горное дело: Терминологический словарь – 5-е изд., перераб. И доп. – М.: Издательство «Горная Книга», 2016. – 635 с.
4. Селиванов В. В., Селиванова Л. Н. Виртуальная реальность как метод и средство обучения // ОТО. 2014. №3.
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтным способом». Сыктывкар: ООО «Коми республиканская типография», 2017. – 208 с.

УДК 331.452:665.612(470.13)

Управление профессиональными рисками при работе подрядных организаций на объектах Сосоногорского ГПЗ

Внуков Д.И.

Научный руководитель – Нор Е.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Газоперерабатывающий завод является опасным производственным объектом (ОПО), поэтому проблемы защиты занимают одно из центральных мест, поскольку технологические процессы переработки природного газа характеризуются повышенной взрывоопасностью, наличием значительного объема горючих нагрузок. Опасность производства газового конденсата определяется наличием большого количества опасных веществ, обращающихся на объекте, их физико-химическими свойствами, особенностями технологических процессов, характеристиками применяемого технологического оборудования и устройств и особенностями их компоновки.

Для постоянной работы подрядных организаций на территории ОПО, нужно точно знать, какие опасные факторы проявляются в деятельности. С целью своевременного определения и понимания причин возникновения аварий, несчастных случаев руководству СППЗ необходимо располагать эффективной системой управления профессиональными рисками, которая должна основываться на особенностях производства. При анализе опасностей проводится выявление и оценки риска производственных опасностей не только в штатных условиях работы, но и случаев отклонений контролируемых параметров, связанных с возможными авариями на объекте.

На сегодняшний день управление профессиональными рисками является необходимой составной частью эффективной системы промышленной безопасности. Актуальность темы определена необходимостью создания действенной системы управления профессиональными рисками при работе подрядных организаций на объектах Сосоногорского ГПЗ.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что действенная система управления профессиональными рисками позволит своевременно внедрять необходимые мероприятия по обеспечению безопасности технологического процесса, меры предупреждения аварий и снижения их последствий.

Проанализируем частоту реализации возможных сценариев:

1) наиболее опасный:

утечка ГВС → образование облака ГВС → отказ газоанализатора → воздействие источника зажигания → воспламенение → взрыв → воздействие ударных волн, теплового излучения;

2) сценарий наименее опасный:

утечка ГВС → срабатывание газоанализатора → отсутствие опасных событий.

Рассмотрим «Дерево событий» при возникновении взрывоопасной ситуации при ремонте подводящего трубопровода на территории площадки № 1 СППЗ (рис. 1). Для оценки частоты возникновения отказов газоаналитических систем рассмотрено дерево событий. [1, 2, 3]

Сетевая диаграмма (сеть, граф сети, PERT-диаграмма) – это графическое отображение работ проекта и зависимостей между ними. В планировании и управлении проектами под термином «сеть» понимается полный комплекс работ и вех проекта с установленными между ними зависимостями.

Сетевые диаграммы отображают сетевую модель в графическом виде как множество вершин, соответствующих работам, связанных линиями, представляющими взаимосвязи между работами.

Представим процесс утечки ГВС на площадке УСК – 1 в виде потокового графа (рисунок 2). Этот граф, называемый сетью типа «вершина – работа» или диаграммой предшествования – следования, является наиболее распространенным представлением сети.

Проанализировав существующие методы оценки риска, в основу моей работы был заложен метод «галстук-бабочка» (рисунок 3).

Применим диаграмму галстук-бабочка для СППЗ. Для данного метода мы выберем риск – загазованности территории при проведении ремонтных работ подрядными организациями на

площадке, расположенной на территории Сосногорского ГПЗ, который считается наиболее опасным при проведении работ по капитальному ремонту установок.

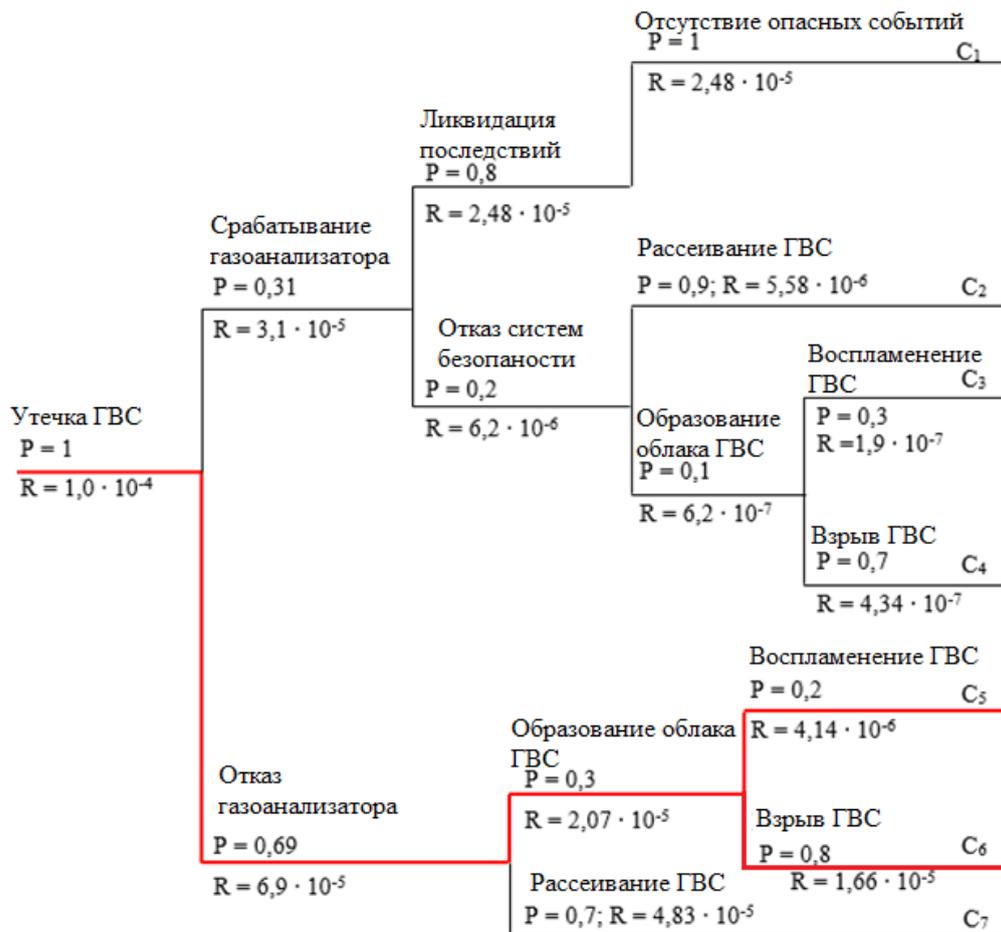
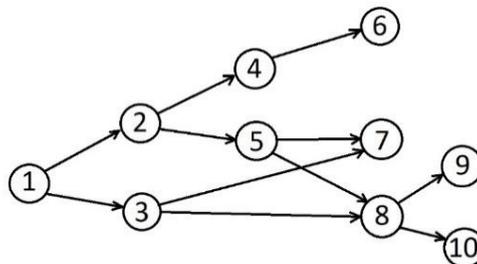


Рисунок 1 – Дерево событий при использовании существующей системы



1 - утечка ГВС; 2 - срабатывание газоанализатора; 3 - отказ газоанализатора; 4 - ликвидация последствий; 5 - отказ систем безопасности; 6 - отсутствие опасных событий; 7 - рассеивание ГВС; 8 - образование облака ГВС; 9 - воспламенение ГВС; 10 - взрыв ГВС

Рисунок 2 – Процесс утечки ГВС на площадке УСК – 1

Построим диаграмму (рисунок 3) с учётом существующих систем обеспечения безопасности на рассматриваемом предприятии, анализируя и обосновывая существующие барьеры на пути и после возникновения загазованности, в результате выброса или утечки СУГ. Вероятность возникновения того или иного события были определены статистическими данными.

Метод «галстук-бабочка» заключается в составлении рисунка диаграммы, на которой в левой части отражают потенциальные причины возникновения риска, а в правой части показывают предполагаемые последствия. В центре диаграммы показывают основной риск, имеющийся на предприятии. И находят взаимосвязь причин и последствий с данным риском. Подобное отображение позволяет увидеть основные проблемы и устранить их, тем самым минимизировав возможность данного риска.

Сравнительный анализ эффективности предлагаемых мероприятий проведем на основании оценки риска, прибегнув к построению дерева событий. [2, 2, 3,] Рассмотрим «дерево событий» после внедрения предлагаемого устройства соответственно (рисунок 4).

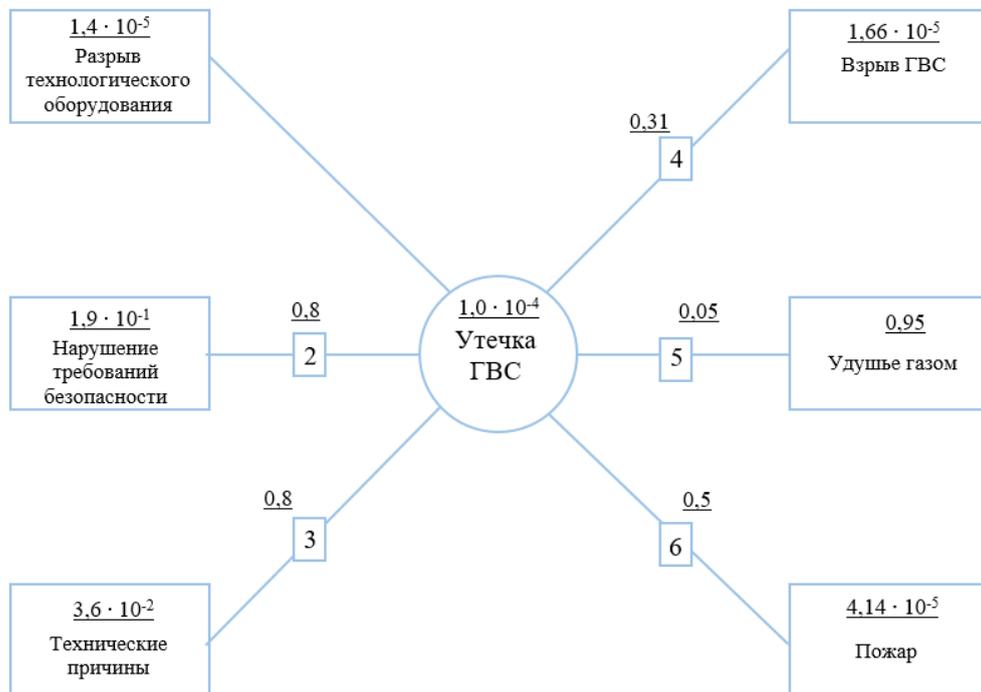


Рисунок 3 – Оценка риска методом «галстук-бабочка» при использовании существующей системы

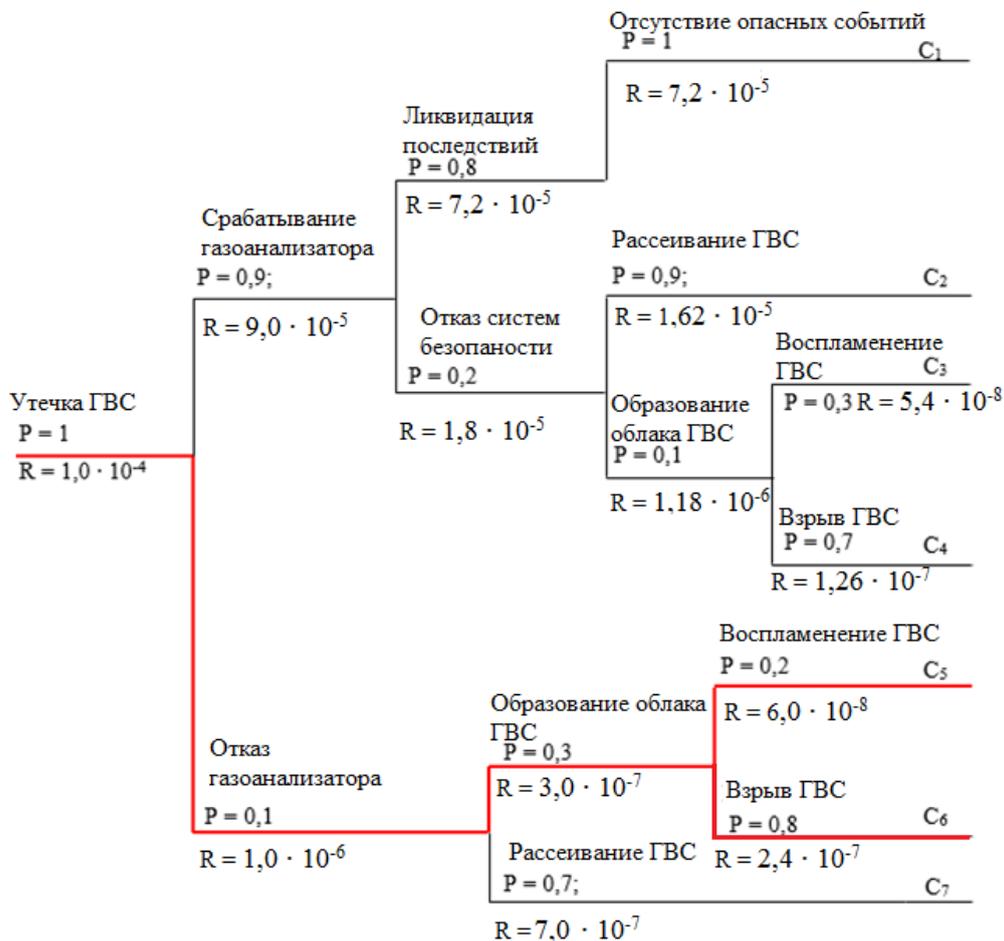


Рисунок 4 – Дерево событий для предлагаемой газоаналитической системы

Внедрение предложенного мероприятия позволяет снизить риск возникновения аварии и индивидуальный с коллективным соответственно (рисунок 5).

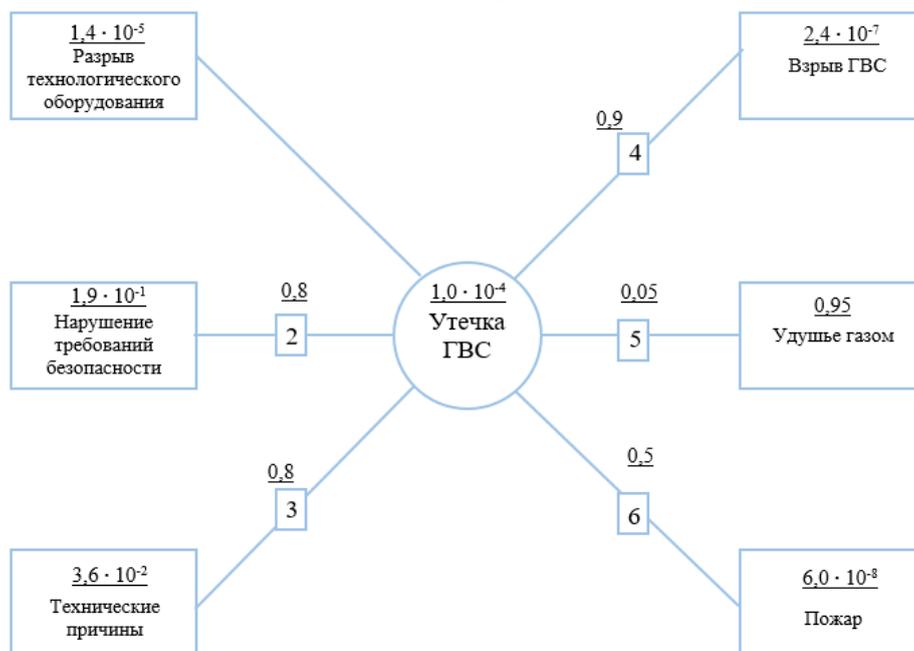


Рисунок 3.5 – Оценка риска методом «галстук-бабочка» для предлагаемой газоаналитической системы

В работе определены методы управления профессиональными рисками при работе порядных организаций на объектах Сосногорского ГПЗ. Рассмотрены самые распространенные методы оценки риска. Благодаря этому, выбор пал на самый оптимальный метод – «галстук-бабочка».

Библиографический список:

1. Методики оценки техногенного риска [Электронный ресурс] : – Режим доступа : <http://studfiles.ru/>, свободный. – Яз. Рус. (Дата обращения 05.03.2021 г.).
2. Понятие о риске. Расчет риска [Электронный ресурс] : – Режим доступа : <http://studFiles.net/>, свободный. – Яз. Рус. (Дата обращения 05.03.2021 г.).
3. Теоретические основы оценки риска [Электронный ресурс] : – Режим доступа : <http://revolution.allbest.ru/>, свободный. – Яз. Рус. (Дата обращения 05.03.2021 г.).

УДК 622.276.55:331.464

Проявление синергизма в условиях труда нефтешахт

Грунковой Т.В.

Научный руководитель – Нор Е.В

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ярегского нефтетитановое месторождение уникальное в своем роде, за счет технологии термошахтной разработки продуктивного пласта. Для добычи сверхвысоковязкой нефти построено три нефтяных шахты, снижение вязкости производится за счет закачки перегретого пара непосредственно в сам продуктивный пласт.

Условия труда в нефтешахтах характеризуются совокупностью воздействия физических, химических, факторов трудового процесса, которые влияют на состоянии здоровья персонала и несут существенный риск профессиональных заболеваний. Различные комбинации, присутствующие на рабочих местах подземного персонала Ярегских нефтешахт несут три в себе три основных типа эффектов: аддитивный, синергетический и антагонистический. Сочетание ВПФ в нефтяных шахт не находят аналогии в других отраслях промышленности.

Синергетическое взаимодействие ВПФ несет дополнительный профессиональный риск на здоровье работников. Необходимо разработка методологического подхода к оценки профессионального риска с учетом синергетических эффектов.

Согласно политики государства - ценность человеческой жизни является главным приоритетом сотрудничества производства и человека, поэтому сохранению здоровья работников необходимо уделять первостепенное внимание.

В нефтяных шахтах Ярегского месторождения 82 % рабочих мест отнесены к вредным условиям труда, с преобладанием подклассов 3.1 (45 %) и 3.3 (33 %) (рис. 1), что соответствует степени «очень высокий профессиональный риск» [1].

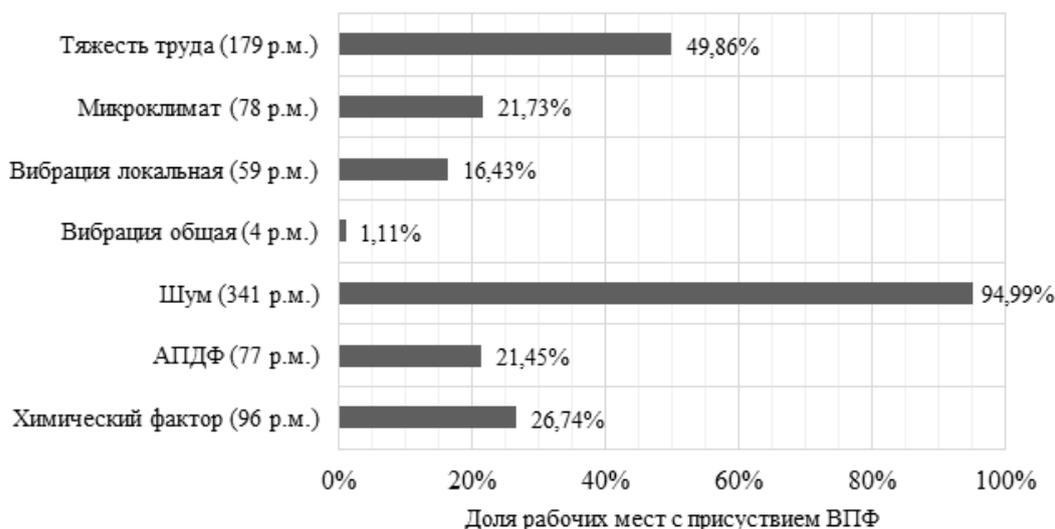


Рисунок 1 – Долевое распределение рабочих мест с присутствием ВПФ

Вредные производственные факторы (ВПФ) на рабочих местах факторы могут влияние на человека в определенной последовательности, в зависимости от выполняемых технологических операций, или оказывают своё одновременное действие. Разнообразие вариантов и комбинаций ВПФ на рабочих местах нефтешахт и их сочетанного воздействия на здоровье работников сопровождается синергетическими эффектам и проявляются в усилении негативного воздействия на состояние здоровья работников.

Сочетанное воздействие нескольких ВПФ, уровни которых соответствуют гигиеническим нормативам и превышают установленные нормы, присутствует практически на каждом рабочем месте нефтешахт.

На основании проведенного анализа протоколов специальной оценки условий труда определены средние значения с отклонениями следующих вредных производственных факторов: повышенный уровень шума ($89,3 \pm 6,2$ дБ); химический фактор углеводороды алифатические предельные С1-10 (в пересчете на С – $344,84 \pm 44,28$ мг/м³), дигидросульфиды 2,5 мг/м³; микроклимат (температура – $25,5 \pm 10,4$ °С и влажность воздуха – $81,7 \pm 6,1$ %, $12,2 \pm 2,7$ %); АПДФ (пыль с примесью диоксида кремния – $24,95 \pm 19,29$ мг/м³); вибрация (локальная – $131,4 \pm 1,2$ дБ). [3].

Некоторые комбинации ВПФ обладают синергетическим эффектом, то есть негативное воздействие одного из факторов увеличивается при наличии другого.

Вредные условия труда оказывают прямое и косвенное влияние на здоровье работающих и являются основным факторов риска развития и получения профессиональных заболеваний и профессионально обусловленной патологии [3].

Оценка удельного вклада вредных факторов рабочей среды (рис. 2) по основным профессиям подземного персонала показала, что значительный вклад в развитие профессиональных заболеваний вносят: шум с удельным значением $3,45 \pm 1,23$, локальная вибрация $2,64 \pm 0,59$ и тяжесть труда $1,93 \pm 1,10$ с допустимой погрешностью.

Проведенная оценка воздействия шума на подземный персонал показала, что значение эквивалентного уровня шума для рабочего места проходчика находится в пограничной области, близкой к критической.

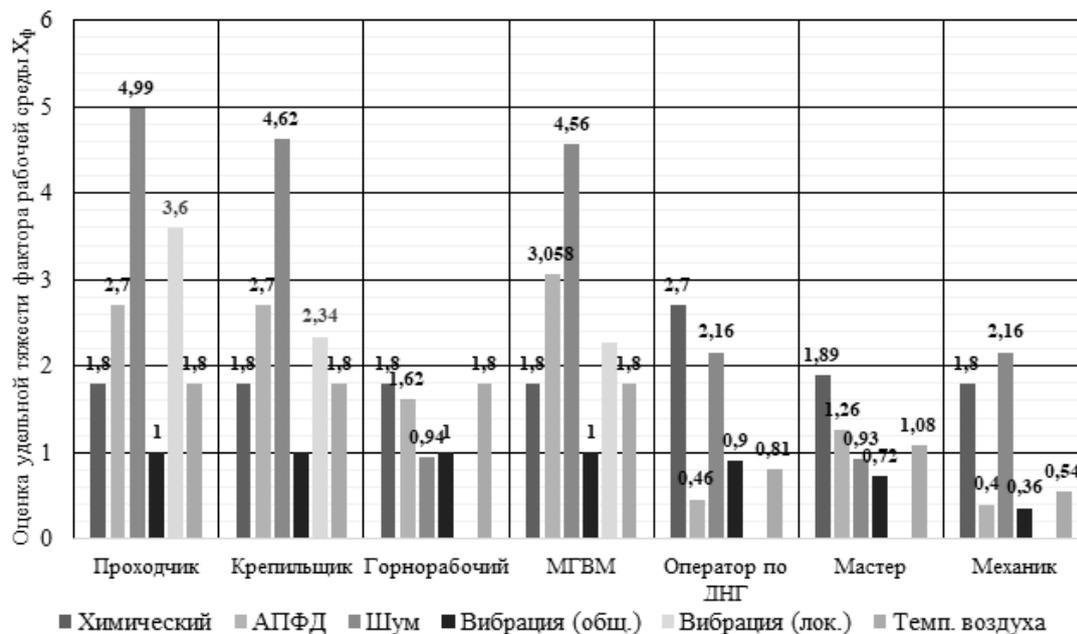


Рисунок 2 - Оценка удельного вклада вредных факторов рабочей среды по профессиям подземного персонала в развитие профессионального заболевания

Виброакустические факторы является наиболее значимыми, в 59 % случаев установленных профессиональных заболеваний в нефтешахтах происходит по причине их воздействия, а 41 % по причине физических перегрузок.

Используемые методы оценки профессионального риска основываются на ретроспективных данных о воздействии условий труда на человека и сводятся к определению вероятности получения профессионального заболевания без учета сочетанного воздействия ВПФ на рабочих местах нефтешахты.

Сочетанное воздействие ВПФ влечет за собой синергетические эффекты, которые проявляются в усилении негативного эффекта с одновременным воздействием на несколько систем здоровья человека, что влечет за собой повышенный риска развития и получения профессионального заболевания работником. В настоящее время синергетические эффекты в оценке профессиональных рисков в нефтешахтах не учитываются.

В условиях нефтяных шахт здоровья работников воздействует целый комплекс негативных факторов, значения которых могут и не превышать установленных нормативных значений, но при взаимодействии между собой может проявляться синергетический эффект.

Широкую известность получил такой синергетический эффект как усиление фактора шума в развитии изменений не только слуховой, но и вибрационной чувствительности при сочетанном действии двух факторов; физических перегрузок с воздействием вибрации. Вибрация значительно усиливает неблагоприятное влияние шума на физиологические показатели.

В ходе проведенной работы было установлено, что вибрация значительно усиливает неблагоприятное влияние шума на физиологические показатели. Согласно проведенным исследованиям по отклонениям в состоянии здоровья подземного персонала нефтешахт было установлено, что обусловленные производственные реакции организма работника на вибрацию и шум, действующие сочетано, более выражены в отклонениях показателей, чем при воздействии только вибрации.

Общая вибрация обладает синергетическим эффектом по отношению к пыли с примесью диоксида кремния. Воздействие вибрации усиливает нагрузку на опорно-двигательный аппарат.

При термошахтной технологии разработки Ярегского месторождения остро стоят вопросы, связанные с сочетанием в условиях труда таких ВПФ как нагревающий микроклимат и химический фактор, в котором проявляется синергетический эффект от повышенных температур и повышенной влажности воздуха для углеводородов алифатических предельных C1-10.

Комбинация виброакустических факторов обладает способностью усиливать негативное воздействие химических веществ.

Комбинация присутствия на рабочих местах нефтешахт таких факторов производственной среды как повышенная температура, пониженная и повышенная влажность воздуха, углеводороды алифатические предельные С1-10, АПФД, виброакустические факторы и физические перегрузки, которые при взаимодействии между собой оказывают усиление негативного воздействия на здоровье подземного персонала. В соответствии с известными науке постулатами, синергетический эффект воздействия ВПФ обусловлен усилением негативного воздействия фактора на здоровье работающих при сочетании с другими факторами.

В работе установлено, что сочетанное воздействие ВПФ в случаях, описанных в данной работе, сопровождается синергическими эффектами.

Библиографический список:

1. Грунковой, Т.В. Аналитический обзор условий труда подземного персонала нефтяных шахт Ярегского месторождения / Т.В. Грунковой, В.П. Перхуткин, А.Г. Бердник // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 4. – С. 378–390.
2. Заболотских, В. В. Синергетические эффекты при одновременном воздействии физических и химических факторов / Заболотских В. В., Васильев А.В., Терещенко Ю.П. // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, т.18, №5(2), 2016. С. 290 – 295.
3. Грунковой, Т.В. Гигиеническая оценка риска развития профзаболеваний у работников, занятых термошахтной добычей нефти / Т.В. Грунковой, А.Г. Бердник, М.М. Бердник // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18. – № 1. – С. 85–100.

УДК 331.45

Обзор актуальных проблем в области охраны труда и промышленной безопасности

Огородников Д.А.

Научный руководитель Даль Н.Н.

Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета,
г. Воркута, Россия

Несмотря на то, что основой любого современного производственного процесса является обеспечение безопасного труда, изучение проблем производственного травматизма и профессиональных заболеваний остается актуальным. Согласно показателям Росстата число пострадавших в результате несчастных случаев на производстве имеет тенденцию к снижению (рис.1) – в 2019 году на 17% по отношению к 2015 году и на 1% относительно 2018 года. Наибольший удельный вес работников занятых во вредных и (или) опасных условиях труда традиционно приходится на добывающую промышленность (рис.2). В 2019 году для 55,4% от общей численности работников предприятий по добыче полезных ископаемых работали условия труда оставались неблагоприятными.

Изучению проблем в области охраны и безопасности труда посвящено большое количество работ. Тематика этих работ разнообразна – от анализа терминологии и учета статистики, до разработки математических моделей оценки производственных рисков. Задача моей работы – разобраться в терминологии, ознакомиться с законодательными и нормативно - правовыми документами и актуальными проблемами в области охраны труда и промышленной безопасности (ОТ и ПБ).

Наиболее часто используемыми терминами при исследовании в ОТ и ПБ являются следующие понятия: риск, опасность, оценка опасности, событие.

Понятие «охрана труда» определяется в Трудовом Кодексе РФ в Статье 209 как «система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия». Таким образом, задачей

системы охраны труда является создание и поддержание безопасных для жизни и здоровья условий труда.

В Федеральном законе от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» вводится понятие промышленной безопасности - «промышленная безопасность опасных производственных объектов (далее - промышленная безопасность, безопасность опасных производственных объектов) - состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий». Задача промышленной безопасности – предупреждать аварии на опасных производствах.

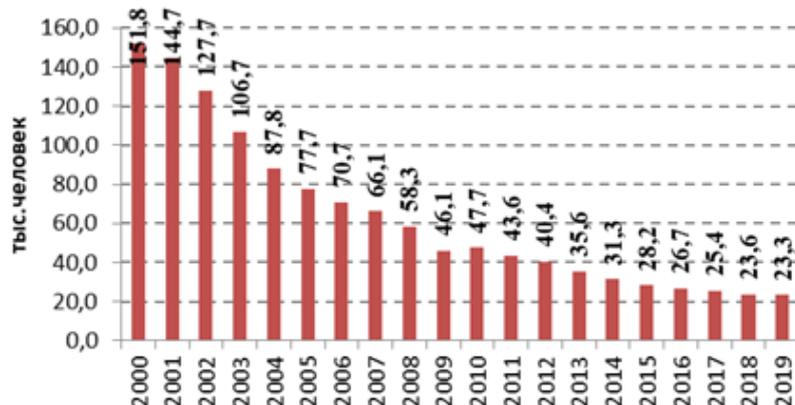


Рисунок 1 - Динамика численности пострадавших при несчастных случаях на производстве

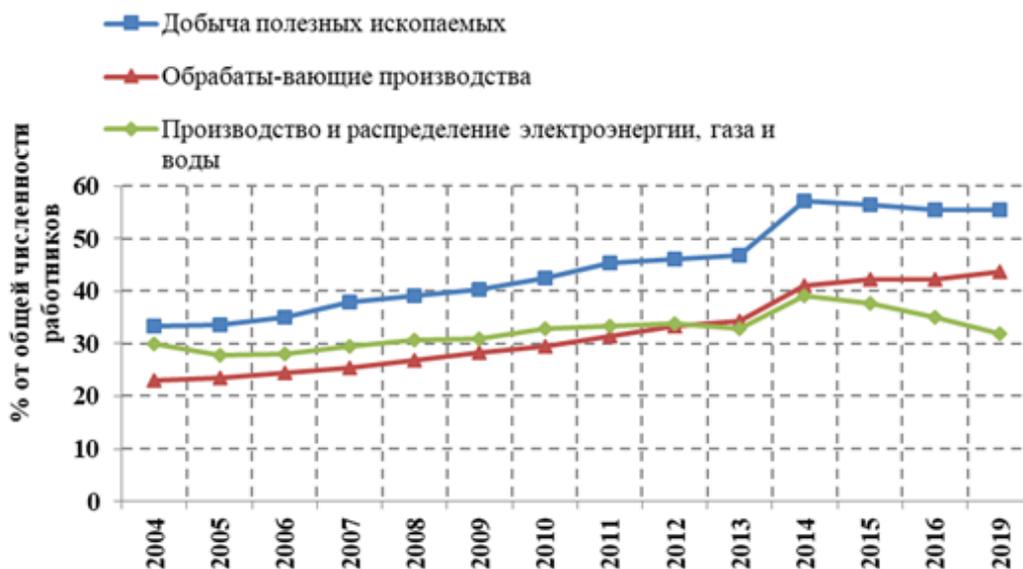


Рисунок 2 - Динамика удельного веса работников организаций занятых во вредных и опасных условиях труда

Понятие производственного риска определено в Трудовом Кодексе как «вероятность причинения вреда здоровью в результате воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов при исполнении работником обязанностей». Во многих исследованиях риск является количественной мерой, который определяется как вероятность неблагоприятного события или сочетание вероятностей (частоты) событий, влекущих ущерб здоровью работника, ущерб имуществу и другие потери. В настоящее время единая методика определения техногенного риска не определена. Предприятия обязывают проводить оценку риска предприятия, а при разработке или выборе методики рекомендовано руководствоваться ГОСТ Р 12.0.010-2009 "Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Определение опасностей и оценка рисков". Предлагаемые методы оценки риска отличаются подходом (количественный и качественный) и методикой расчета вероятностного показателя – регрессионный анализ, метод

Монте-Карло, формула Пуассона, матричные методы, экспертные оценки, набором факторов-опасностей, влияющих на уровень аварийности, травматизма, профессиональных заболеваний. В работе [2] отмечено, что многие из существующих и применяемых методик, в частности, применяемых в ПАО «Газпром» были адаптированы из западных нормативно-методических документов по анализу риска. Подобная адаптация требует точного трактования понятий, лежащих в основе методики. Отмечено, что «различия в подходах к анализу рисков в первую очередь связаны с разницей в лингвистическом толковании определений, которыми оперируют отечественные и зарубежные специалисты». В связи с этим, задача выявления различий в толковании терминологии является актуальной.

При сборе каких-либо статистических данных нередко можно увидеть различные цифры одного и того же показателя. В основе любого исследования должны лежать достоверные данные. Розенфельд Е.А. в своей работе [3] освещает проблему статистического учета несчастных случаев на производстве. В статье говорится о том, что различия в статистических данных обусловлены тем, что «учет и регистрацию несчастных случаев на производстве осуществляют три ведомства: Росстат, Роструд и Фонд социального страхования (ФСС РФ). Цели и методы сбора информации у Росстата, Роструда и ФСС различные». Росстат проводит сбор и анализ данных о несчастных случаях на производстве, для ограниченного круга организаций. Органы Роструда осуществляют сбор и анализ данных только о групповых несчастных случаях и случаях с тяжелым и смертельным исходом. Фонд социального страхования Российской Федерации (ФСС РФ) собирает данные исключительно о застрахованных по обязательному социальному страхованию пострадавших. В связи с этим ряд несчастных случаев могут быть признаны не страховыми, а значит не подлежащими учёту.

Розенфельд Е.А. объясняет положительную тенденцию снижения несчастных случаев за последние годы не увеличением финансирования работ по профилактике и предупреждению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников, а увеличение числа мигрантов, недоучетом травм со смертельным исходом, когда смерть наступает после окончания расследования, отсутствием учета травматизма на микропредприятиях, массовым сокрытием легких производственных травм.

В связи с этим при сборе статистических данных следует учитывать специфику ведомств.

Таким образом, изучив ряд статей, нормативную документацию можно сделать вывод о том, что в настоящее время в области охраны труда остаются актуальными вопросы научного подхода к нормативно – методической документации и разработка методов численного выражения оценки производственного риска.

Библиографический список:

1. Алексеев И.Н., Терехов А.Л. Методика расчета интегрального показателя индивидуального риска. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. №3. С.62-70.[Электронный ресурс]. URL: <https://tng.elpub.ru/jour/article/view/873/839>
2. Алексеев И.Н., Терехов А.Л. Обзор и анализ методов оценки профессионального и техногенного рисков в отечественной и международной практике нефтегазовой отрасли. Газовая промышленность. 2018. №10. С.82-89.[Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-i-analiz-metodov-otsenki-professionalnogo-i-tehnogenного-riskov-v-otchestvennoy-i-mezhdunarodnoy-praktike-neftegazovoy/viewer>.
3. Е.А. Розенфельд, Проблемы статистического учета несчастных случаев на производстве в России. Безопасность и охрана труда №3, 2020 год. [Электронный ресурс]. URL: [https://biota.ru/publishing/magazine/e.a.-rozenfeld-problemyi-statisticheskogo-ucheta-neschastnyix-sluchaev-na-proizvodstve-v-rossii-\(№3,2020\).html](https://biota.ru/publishing/magazine/e.a.-rozenfeld-problemyi-statisticheskogo-ucheta-neschastnyix-sluchaev-na-proizvodstve-v-rossii-(№3,2020).html)
4. Трудовой Кодекс РФ [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/78f36e7afa535cf23e1e865a0f38cd3d230eecf0/
5. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/6e6f05ccd3871ccf7c46d3e6c58825905360a67c

УДК 614.8

Разработка рекомендаций по снижению химической нагрузки на организм работников цеха очистных сооружений нефтеперерабатывающих заводов

Полетаева И.А., Терехина Н.М.

Национальный Исследовательский Технологический Университет «МИСиС»

1. Нефтеперерабатывающая промышленность России

Нефтеперерабатывающая промышленность РФ получила широкое развитие. На территории страны расположены 32 крупных нефтеперерабатывающих завода (НПЗ) с различной мощностью и глубиной переработки сырой нефти. Наиболее крупными НПЗ являются: Омский НПЗ (21 млн т/год), Рязанский НПЗ (17 млн т/год), Туапсинский НПЗ (12 млн т/год), Московский НПЗ (10 млн т/год) и др.

Так как нефтяная отрасль играет особо важную и неотъемлемую роль в экономике РФ, многие НПЗ подвергаются существенной модернизации и реконструкции, предполагающие увеличение мощности переработки нефти и усложнение технологических процессов, которые, в свою очередь, приведут к получению более обширного спектра качественной продукции в больших объемах.

Производственный процесс крупных НПЗ обычно сосредоточен на двух стадиях переработки нефти: первичной и вторичной [2].

Первичная стадия не влечет за собой изменения каких-либо химических свойств сырья. Данная стадия включает в себя следующие процессы:

1. Электрообессоливание (удаление воды и солей из сырой нефти под воздействием электрического поля). Процесс электрообессоливания проводится с целью предотвращения последующей коррозии оборудования.

2. Разделение сырой нефти на фракции под воздействием атмосферного давления в ректификационной колонне с получением бензиновой, керосиновой, дизельной фракции и мазута.

3. Вакуумная перегонка мазута и стабилизация бензиновой фракции.

Вторичная стадия влечет за собой химическое преобразование молекул углеводородов, входящих в состав некоторых фракций, полученных в ходе первичной стадии переработки. Данная стадия включает процессы крекинга (термический и каталитический), риформинга и др. С помощью использования процессов вторичной стадии переработки осуществляется выпуск более широкого перечня готовой продукции.

Важно отметить, что при осуществлении всех процессов нефтепереработки образуется значительное количество сильно загрязненных сточных вод. Только с процесса электрообессоливания в среднем на один нефтеперерабатывающий завод приходится около 1 млн м³ соледержащих стоков в год, которые должны подвергаться тщательной очистке.

Усложнение технологических процессов, направленных на увеличении мощности и глубины переработки нефти способствует увеличению объема загрязненных стоков, поступающих на очистные сооружения завода.

2. Очистные сооружения НПЗ

Типичные очистные сооружения (ОС) НПЗ представлены узлами механической, физико-химической и биологической очистки сточных вод (Туапсинский НПЗ, Антипинский НПЗ, Московский НПЗ). Основными загрязняющими веществами в сточных водах НПЗ являются: нефтепродукты, взвешенные вещества, хлористые соли, сульфиды, сероводород, фосфаты и др.

В состав узла механической очистки входят механические решетки, песколовки и нефтеловушки. На этапе механической очистки из воды удаляется большая часть грубодисперсных примесей, песка и нефти.

Узел физико-химической очистки сточных вод обычно представлен сооружениями реагентной напорной флотации (флотаторы). На данном этапе происходит окончательная очистка воды от остаточной эмульгированной нефти.

Узел биологической очистки предполагает очистку воды от остаточной нефти, биогенных элементов и других загрязнителей в аэротенках с помощью использования активного ила в кислородной среде.

После биологической очистки стоки могут быть направлены на глубокую доочистку (угольные фильтры) и обеззараживание (установка УФО).

Очистные сооружения занимают существенную часть территории нефтеперерабатывающего завода и являются непосредственным неорганизованным источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ на очистных сооружениях являются:

- неплотности фланцевых соединений;
- открытые поверхности разделительной камеры (ливнесброса), приемного резервуара насосной станции, песколовок, нефтеловушек, флотаторов и аэротенков;
- дыхательная арматура резервуаров-аккумуляторов дождевого стока [2].

Основные загрязняющие вещества, поступающие в атмосферный воздух с вышеперечисленных источников выбросов: сероводород, углеводороды предельные, бензол, ксилол, толуол.

3. Основные загрязняющие вещества

Наиболее опасными веществами, поступающими в воздух рабочей зоны с аппаратов очистки сточных вод с открытой поверхностью испарения на НПЗ, являются сероводород и ароматические углеводороды, такие как: толуол, бензол и ксилол. Эти вещества оказывают значительное токсическое воздействие на организм работников цеха очистных сооружений.

3.1 Влияние сероводорода

Сероводород (дигидросульфид, H_2S) – бесцветный газ, имеющий характерный запах тухлых яиц и оказывающий на организм человека раздражающее и общетоксическое действие.

В организм человека сероводород поступает, как правило, через легочные пути, реже – через неповрежденные участки кожи.

Выделяют острое и хроническое отравление сероводородом.

При остром отравлении поражаются слизистые оболочки: возможно обильное слезотечение, ощущение песка в глазах, жжение в носовых пазухах и гортани. Наблюдаются поражения желудочно-кишечного тракта: тошнота, рвота, диарея. Среди нарушений деятельности сердечно-сосудистой системы можно отметить тахикардию, аритмию, гипотонию, нитевидный пульс.

Хроническое отравление возможно при постоянном контакте с сероводородом. При этом у людей наблюдаются головные боли, ухудшение зрения, частые обмороки, быстрая утомляемость. Также при хроническом отравлении сероводородом происходит поражение центральной нервной системы, органов дыхания, сердечно-сосудистой системы (вегетососудистая дистония, в последствии – нейроциркуляторная дистония). Кроме того, в организме человека могут накапливаться продукты метаболизма сероводорода – сульфиды, вследствие чего возможны нарушения в работе печени, головного мозга и легких, угнетение ферментов и изменение кислотно-щелочного баланса [3].

3.2 Влияние бензола

Бензол (C_6H_6) – вещество со сладковатым запахом, оказывающее общетоксическое действие на организм.

Так как бензол является легколетучим соединением, основной путь его поступления в организм – через дыхательные пути (ингаляционно), возможно поступление через неповрежденные участки кожи.

Наблюдается острое и хроническое отравление бензолом.

Острое отравление характеризуется нейротоксическим действием: головная боль, тошнота, рвота, судороги, учащенное дыхание, пониженное артериальное давление.

Постоянное воздействие на организм может способствовать развитию лейкозов, склероза, остеопороза и перестройке костной ткани.

Органические нарушения, вызванные действием бензола, могут передаваться следующим поколениям. У половины беременных женщин, подвергшимся хроническому отравлению бензолом, рождаются недоношенных детей, детей с различными уродствами, отставанием в развитии и хромосомными изменениями [1].

3.3 Влияние толуола

Толуол (C_7H_8) – вещество с резким запахом, оказывает общетоксическое действие, вызывает острые и хронические отравления.

В организм толуол проникает через дыхательные пути либо через кожные покровы.

При острых отравлениях оказывает на организм человека нейротоксическое действие: возможно появление галлюцинаций, чувства эйфории, одышки, судорог, потеря сознания.

При хронических отравлениях у работников снижается работоспособность, возникает мышечная слабость, тошнота, рвота, диарея, наблюдаются нарушения в работе эндокринной и центральной-нервной систем, общее раздражение слизистых оболочек глаз и носа, головная боль [1].

3.4 Влияние ксилола

Ксилол (C_8H_{10}) – вещество с резким запахом, оказывающее нейротоксическое действие на организм человека.

Пути поступления в организм – через дыхательные пути и кожный покров.

При остром отравлении возможны головокружение, головная боль, тошнота, рвота.

При хроническом воздействии наблюдаются общая утомляемость человека, тремор, нарушение концентрации внимания, раздражительность, раздражение кожных покровов: дерматит, сухость, шелушение. Также при длительном воздействии возможна необратимая потеря слуха [1].

Таким образом, вещества, поступающие в воздух рабочей зоны с аппаратов очистки сточных вод с открытой поверхностью испарения и поверхностей резервуаров насосных станций, оказывают значительное токсическое действие на организм человека. Следовательно, необходима разработка специальных мер по снижению негативного воздействия перечисленных загрязняющих веществ на здоровье работников.

4. Рекомендации по снижению химической нагрузки на организм работников цеха очистных сооружений НПЗ

1. Систематизирование локальной мониторинговой системы за состоянием атмосферного воздуха на площадке очистных сооружений. Целью системы является получение объективной информации о концентрации рассмотренных поллютантов, а также контроль за соблюдением нормативных значений, установленных для рабочей зоны.

2. Для минимизации выбросов загрязняющих веществ в воздух рабочей зоны цеха ОС на аппараты очистки сточных вод открытого типа (песколовки, нефтеловушки, аэротенки) следует установить специальные перекрытия или использовать технологии распыления с применением нейтрализующих веществ. Для очистных сооружений, расположенных в закрытых помещениях, необходимо установить систему вентиляции в совокупности с газоочистным оборудованием. Следует отметить, что перечисленные способы снижения выбросов загрязняющих веществ приведут к высоким капитальным и эксплуатационным затратам, а также являются труднореализуемыми в условиях действующего производства.

3. Персонал, обслуживающий очистные сооружения НПЗ, в обязательном порядке должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюмом для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий;
- фартуком из полимерных материалов с нагрудниками;
- резиновыми сапогами с защитным подноском;
- перчатками из полимерных материалов с нагрудником;
- защитными очками.

Для защиты органов дыхания наиболее эффективными являются респираторы, оснащенные фильтрами класса АВЕ1. Они обеспечивают защиту органов дыхания как от органических (бензол, толуол, ксилол), так и неорганических (сероводород) загрязнений. Кроме того, немаловажными преимуществами фильтров класса АВЕ1 являются небольшой вес, удобная трапециевидная форма, обеспечивающая широкий угол обзора и простота установки благодаря специальному байонетному креплению.

4. Организовать контроль за соблюдением техники безопасности работниками цеха очистных сооружений; ввести систему поощрений за следование установленным правилам на производственном объекте.

5. Регулярно проводить методические и аттестационные занятия, направленные на повышение уровня профессиональных знаний и квалификации работников [3].

Библиографический список:

1. Маврина Л.Н., Бейгул Н.А. Краткие сведения о характере действия на организм ароматических углеводов // Актуальные направления научных исследований: от теории к практике. – 2016. – №2-1(8). – С.78-81.
2. Полетаева И.А. Природоохранная деятельность ООО «РН-Туапсинский НПЗ» / И.А. Полетаева, Л.П. Норова, Т.Н. Николаева // Актуальные вопросы наук о Земле в концепции устойчивого развития Беларуси и сопредельных государств: сб.статей. – Гомель. – 2019. – С.105-109.
3. Полетаева И.А., Терехина Н.М. Снижение химической нагрузки на организм работников цеха очистных сооружений нефтеперерабатывающих заводов путем внедрения организационных и технических мер // Природноресурсный потенциал, экология и устойчивое развитие регионов России: сб. статей. – Пенза. – 2021.

УДК 614.89:658.562.4

Показатели качества спецодежды

Поликарпова М.В.

Научный руководитель – Нор Е.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Весомую роль в жизни человека играет специальная одежда. Это, ключевым образом, защита организма от вредоносных условий. Но эстетические и гигиенические качества специальной одежды не существенны, ключевая ее функция – защитная, в следствие этого на 1-ый план выступают показатели качества. В зависимости от предназначения специальной одежды определяют тот или же другой показатель качества или их комплекс.

Оценка качества специальной одежды базируется на определении степени ее соотношения условиям производственной деятельности работающих. Свойства, символизирующие качество одежды, предугадывают значимые доминирующие нужные свойства, определяющие степень применимости продукции для удовлетворения тех или же других потребностей. Расширенное качество учитывает свойства, характеризующие продукцию с точки зрения ее потребления. Интегральное качество, кроме качеств, характеризующих потребительскую цену, предусматривает экономичность изготовления и эксплуатации (затраты труда на создание и потребление, затраты на использование, технологичность и т.д.), т.е. качество продукции рассматривается как совокупность ее потребительской цены [1]. Признак продукции, выраженной количественно, называется показателем качества продукции. Система характеристик свойства продукции разрешает расценивать ее степень, т.е. условную характеристику свойства продукции, основанную на сопоставлении ее характеристик с надлежащими базисными показателями. Показатели, по которым можно судить о качестве спецодежды, разделяются на:

- обязательные для всех ее видов;
- обязательные для отдельных видов в зависимости от назначения.

К обязательным показателям, характеризующим качество всех видов спецодежды, относятся:

- устойчивость к стирке и химической чистке;
- соответствие конструкции условиям труда и антропологическим измерениям;
- масса изделия;
- продолжительность непрерывного использования;
- жесткость шва;
- разрывная нагрузка;
- тепловое состояние и микроклимат под одеждой.

Перечисленные характеристики обуславливают обеспечение ключевым образом гигиенических, эксплуатационных и эстетических требований. Защитные качества поддерживаются надлежащими неотклонимыми показателями защитной производительности специальной одежды:

- от механических воздействий и общих производственных загрязнений – сопротивление вырыву детали;
- от повышенных температур, теплового излучения и пониженных температур, воздухо- и паропроницаемость пакета;
- от открытого пламени – воздухопроницаемость пакета;
- от радиоактивных веществ – коэффициент защиты, способность к дезактивации;
- от нетоксичной пыли, асбеста, пыли стекловолокна – пылепроницаемость, устойчивость к обеспыливанию;
- от кислоты – кислотопроницаемость;
- от электрических зарядов – электрическое сопротивление, коэффициент защиты;
- от магнитных полей – коэффициент защиты;
- от воды – водопроницаемость;
- от лаков и красок – проницаемость лаков и красок;
- от органических растворителей – проницаемость органических растворителей;
- от сырой нефти – проницаемость нефти;
- от масел и жиров – проницаемость масел и жиров [2].

При разработке конструкции эскизов специальной одежды нужно очень обстоятельно изучить конкретные условия труда и технические требования, которые будут предъявляться к данной специальной одежде.

Впрочем в настоящее время не для всех перечисленных характеристик разработаны способы их определения качества и нормативные требования. Для анализа показателей защиты тела человека от механических воздействий и общих производственных загрязнений были выбраны следующие материалы для спецодежды, это саржа, ткань костюмная, полотно плащевое, бязь, ткань для специальной одежды и парусина полульняная. Данные материала применяются для изготовления костюмов, комбинезонов, полукомбинезонов и халатов для работников разных отраслей промышленности. Разрывная нагрузка материалов классифицируется по основе и по утку, данные значения измеряются в Ньютонах. Разрывная нагрузка материалов по основе варьируется от 180 Н (парусина полульняная), 253 Н (бязь), 680 Н (ткань для спецодежды), 720 Н (ткань костюмная), 804 Н (полотно плащевое) и 1233 Н (саржа). Разрывная нагрузка материалов по утку (т.е. совокупность нитей в материи, которые переплетаются с основными нитками) варьируется от 125 Н – для парусины полульняной, 294 Н – для бязи, 385 Н – для ткани костюмной, 480 Н – для саржи, 490 Н – ткань для спецодежды и 706 Н – для полотна плащевое. По показателю, стойкость к истиранию на плоскости, в расчете оборотов, от не менее 800 оборотов это бязь, 1500 оборотов это ткань для спецодежды, 3500 оборотов – ткань костюмная, 5000 оборотов – саржа и полотно плащевое и 100.000 оборотов - парусина полульняная.

Стойкость к истиранию на плоскости ориентируется в зависимости от волокнистого состава материала. Для изучения хлопчатобумажных, шелковых, химических и смешанных, льняных, полушерстяных тканей используются образцы различных размеров. Суть способа определения стойкости к истиранию заключается в измерении количества оборотов головки устройства, стирающей ткань, до разрушения материала (образования дыры). В начале ткань стирают с помощью головки устройства, делающей 300 оборотов в минуту. В случае если за 1-ый цикл слой ещё не снят, продолжают истирание ткани, включая устройство на 100 оборотов. Так продолжают до полного снятия слоя ткани. Как видно из вышесказанного, разброс этого показателя достаточно велик. Это объясняется не лишь только свойствами приведенных тканей, но и различием способов их тестирования и не позволяет получать сравнимые результаты. Важна разработка унифицированного способа определения стойкости к истиранию, собственно что дает возможность выбора материала такого или же другого волокнистого состава для определенного вида спецодежды, в большей степени отвечающего условиям труда [3].

Таким образом, проведенный анализ показал, что обеспечение специальной одеждой является обязательной процедурой охраны труда. Основная функция специальной одежды – защитная, но кроме нее, еще не мало важными являются гигиеническая и эстетическая функции. Так, в настоящее время, стали использовать материалы, которые не соответствуют гигиеническим

и эстетическим свойствам спецодежды. Вследствие данной проблемы, у предприятий встал вопрос, как на стадии контрольной закупки проверить свойства ткани в рамках организации?

Рассмотрев данную проблему, предлагаются рекомендации по способам проверки качества спецодежды.

1) В первую очередь следует обращать внимание на материал, т.е. на состав ткани, катышки очень часто образуются на некачественном, дешевом трикотаже. Также если в ткани присутствует большой процент синтетики, то катышки будут образовываться всегда. Например, такие натуральные ткани, как шелк, хлопок, лён – не скатываются. Что касается смешанных тканей, они более износостойкие.

2) Также, чтобы быстро оценить качество одежды, следует посмотреть на ткань при ярком свете, таким образом качество ткани будет тем выше, чем толще будет материал.

3) Надежным способом проверки ткани на износоустойчивость считается такой тест: забрать в кулак кусок ткани и смять его, подержать несколько секунд и отпустить, если ткань осталась смятой, после того как ее подержали в руках, вряд ли она выдержит испытание временем.

4) Возраст ткани, также играет немало важную роль, но определить его «на глаз» невозможно, но вот слегка потянуть места швов – доступно.

5) Также следует обращать внимание на запах. «Аромат» свидетельствует о присутствии в краске опасных химических веществ, что может ухудшить здоровье персонала.

Создание таких способов и устройств проверки, которые позволяют повысить качество специальной одежды, её износоустойчивость, эстетический вид, еще на шаге проектирования являются актуальной задачей для охраны труда.

Библиографический список:

1. Фаустов С.А. Проблемы рынка и качества средств индивидуальной защиты// Рабочая одежда и средства индивидуальной защиты. [Электронный ресурс]: - 1999. - №3. - С.28-29.
2. ГОСТ 12.4.103-83. ССБТ. Одежда специальная защитная. Средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация. [Электронный ресурс]:- М.: Изд-во стандартов, 1987. - 6 с.

УДК 614.8

Комплектование смен вахтовой бригады, эксплуатирующей объекты нефтегазодобычи, на основе социометрических исследований работников

Пронина Д.Э.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

В последнее время обеспечению безопасности на производственных объектах уделяется очень много времени. Изучив принципы государственной политики в области промышленной безопасности, можно сказать, что одним из них считается минимизация влияния человеческого фактора на технологические процессы на промышленных объектах.

Вахтовый метод труда считается одной из распространенных форм организации трудовой деятельности работников, эксплуатирующих объекты нефтегазодобычи. Недостатком вахтового метода труда работников является то, что он тесно связан не только с плохими климатическими условиями, но и сопряжен с воздействием социальных факторов.

Федеральный государственный надзор в области промышленной безопасности осуществляется в отношении 7051 опасного производственного объекта нефтегазодобычи [1].

Для проведения исследования рассматривать статистику 2020 года не совсем корректно, так как многие работники из-за неблагоприятной эпидемиологической ситуации были вынуждены перейти на дистанционный формат работы. Поэтому для проведения исследования был изучен годовой отчет Ростехнадзора за 2019 год. За 2019 год на опасных производственных объектах нефтегазодобычи произошло 7 аварий, показатель аварийности на объектах уменьшился по сравнению с 2018 годом (9 аварий). Количество несчастных случаев со смертельным исходом, произошедших за 2019 год – 8, при этом в 2018 году зафиксировано 12 случаев смертельного травматизма.

Изучив причины аварий, можно сказать, что основными причинами их возникновения явились *ошибки персонала эксплуатирующих и сервисных организаций требований законодательства в области промышленной безопасности* при бурении и капитальном ремонте скважин, эксплуатации компрессорных установок, производстве ремонтных работ, в том числе, связанных с выполнением огневых и газоопасных работ.

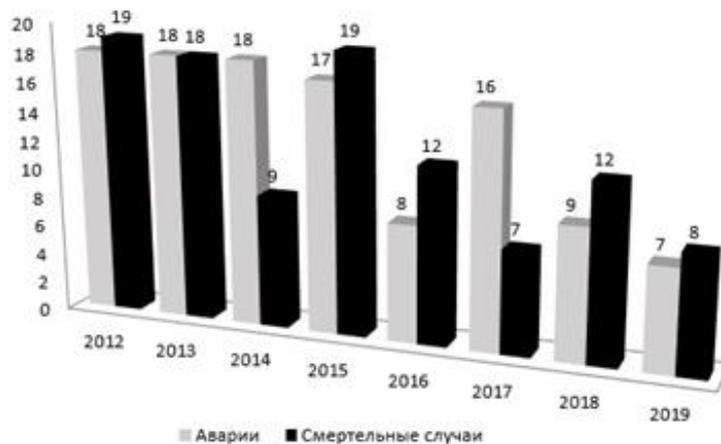


Рисунок 1 – Динамика показателей аварийности и травматизма на объектах нефтегазодобычи [1]

Если рассмотреть причины травматизма более подробно и выяснить, что же является первопричиной произошедшего несчастного случая или же аварийной ситуации, то можно сказать, что этим может считаться неблагоприятный социальный микроклимат в бригаде. Исходя из актуальности данной проблемы, в работе был разработан уникальный вариант для оценки межличностных отношений в вахтовых бригадах для дальнейшего оптимального комплектования смен. Основой данного метода является социометрическая карточка, которая состоит из одного вопроса и полей для ответа на поставленный вопрос [2].

Таблица 1 - Социометрическая карточка

При формировании смены заново, в которой вы работаете на данный момент, с кем бы ВЫ предпочли (не предпочли) работать вместе?	выбор					
	+			-		

Оценив данные, полученные после проведения данного опроса среди работников вахтовой бригады, эксплуатирующей объекты нефтегазодобычи, была создана социометрическая матрица, включающая ответы каждого работника и объединяющая их в одном месте [3].

Данные социоматрицы позволяют выявить статусные позиции членов группы: «Звёзды», «Предпочитаемые», «Принятые», «Непринятые», «Отвергнутые». Проведя анализ результатов классификации работников по группам на основании социометрического эксперимента, делаем вывод о том, что больше половины работников относятся к первой, второй и третьей статусной группе. Затем с учетом взаимных положительных и отрицательных выборов участников опроса комплектуем две смены. В первую смену входят работниками под номерами 1, 3, 4, 6, 7, 12. Во вторую смену входят работники, чье число при социометрическом опросе было 2, 5, 11, 8, 9, 10. Таким образом, был предложен новый адаптированный метод для того, чтобы комплектовать смены вахтовой бригады с учетом предпочтений работников. Поэтому данный вариант комплектования смен в бригаде является неотъемлемой частью формирования безопасности труда персонала на производстве, особенно там, где есть возможность формирования неблагоприятного социального микроклимата, так как при эксплуатации объектов добычи нефти и газа в условиях вахтового метода организации труда одним из основных факторов риска для многих видов работ, принято считать именно отсутствие психофизиологической совместимости между работниками, которые на протяжении долгого времени выполняют одну и ту же работу на одной и той же технологической площадке.

Статусом в социальной психологии принято считать положение субъекта в системе межличностных отношений, которые определяют помимо его прав, также его обязанности и привилегии. В разных группах один и тот же человек (работник) обладает разным статусом, то

есть проявляется различное влияние на собратьев по той или иной группе. Индекс социометрического статуса S_i считается показателем предпочтения какого-либо члена исследуемой группы со стороны остальных ее участников.

№ п/п	Кто выбирает (j)	Кого выберает (i)												Сделанные выборы		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	+	-	Всего
1	Работник 1			+	+					-	-		+	3	2	5
2	Работник 2	-		+				+		-		+	-	3	3	6
3	Работник 3	+					+	+		-		-	-	3	3	6
4	Работник 4	+	-								+			2	1	3
5	Работник 5	-	+				-				-	+	+	3	3	6
6	Работник 6			+		-		+		-		-	+	3	3	6
7	Работник 7	+	+		-		+		-			-		3	3	6
8	Работник 8			+			-					-		1	2	3
9	Работник 9	-	+			-						+		2	2	4
10	Работник 10	-	+		+	+						-	-	3	3	6
11	Работник 11	+		-		-	-		+				+	3	3	6
12	Работник 12	+			+							+		3	0	3
Полученные выборы	+	5	4	4	3	1	2	3	1	0	1	4	4	32		
	-	4	1	1	1	3	3	0	1	4	2	5	3		28	
	всего	9	5	5	4	4	5	3	2	4	3	9	7			60
Кол-во взаимных выборов	+	3	1	2	2	0	2	2	0	0	1	1	2			16
Кол-во взаимных отклонений	-	2	0	1	0	1	2	0	0	1	1	2	0			10

Рисунок 2 – Социометрическая матрица

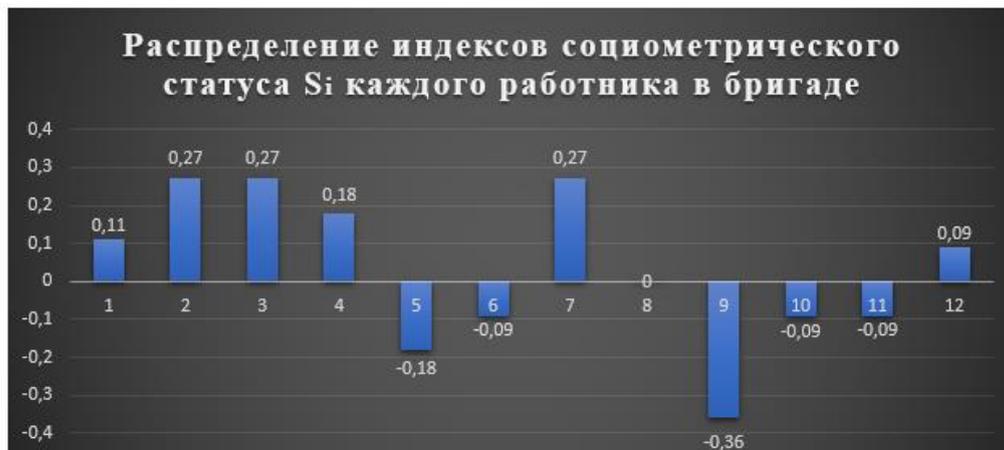


Рисунок 3. – Диаграмма распределения индексов социометрического статуса S_i работников бригады

Индекс социометрического статуса i -го члена группы определяется по формуле:

$$S_i = \frac{\sum(R_i^+ + R_i^-)}{N-1}, \text{ где}$$

R_i^+ – положительные выборы, полученные i -м работником;

R_i^- – отрицательные выборы, полученные i -м работником;

N – число работников в исследуемой группе.

Библиографический список:

1. URL: <https://www.gosnadzor.ru/> (дата обращения: 18.02.2021)
2. Марковская И.М. Социометрические методы в психологии, 1999.
3. Агеев В.С «Межгрупповое взаимодействие. Социально-психологические проблемы.» МГУ, М., 1990.

УДК 66.041.454:614.8:656.085:51

Понижение риска возникновения аварии при эксплуатации печного оборудования на технологических установках

Фатхуллин К.Д., Грунковой Т.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

С каждым годом появляются новые технологии, методы производства, оборудования, которые позволяют упростить и удешевить производство чего-либо, однако новшества могут быть сложны во внедрении или в изготовлении, иметь сложную структуру (необычные связи, огромное количество элементов), обусловлены затруднительным обслуживанием. Однако данные нововведения необходимы и нужны, чтобы и далее вести производство безопасно. Несмотря на то, что вводятся перемены в производстве, большая часть оборудования устаревает, а технологии требуют доработок.

В связи с выше написанным предлагаю рассмотреть в качестве средства по снижению риска возникновения аварий при эксплуатации печного оборудования разработку математической модели оценки надежности трубчатых печей.

В основе теории надежности лежит определение вероятности возникновения отказа системы. При проектировании проводится оценка надежности системы, однако уже на этапе эксплуатации такой оценкой пренебрегают. Осуществляется административный (производственный) контроль за состоянием оборудования, в ходе которого выявляются нарушения в работе оборудования, они устраняются и оборудование дальше запускают в эксплуатацию, пока не наступит катастрофический отказ. В ходе эксплуатации пренебрегают прогнозированием возникновения отказа оборудования, так как на это попросту нет времени.

В решении проблемы по повышению надежности оборудования может помочь разработка математической модели оценки надежности трубчатых печей. С помощью данной модели появляется возможность определить отказ элемента системы заблаговременно, что позволит снизить затраты на ликвидацию последствий возможной аварии.

Наиболее полную характеристику надежности дает функциональная зависимость показателя эффективности работы объекта от времени. Чтобы найти показатель надежности для характеристики объекта, надо построить математическую модель его функционирования и принять в качестве нормированного показателя тот, который войдет в выражение математической модели эффективности функционирования объекта. Для построения математической модели необходимо иметь 2 зависимости: плотности вероятности отказов $f(t)$ и зависимости эффективности функционирования изделия от времени $c(t)$ [1].

Число объектов, отказавших к моменту времени t_i (по определению плотности распределения отказов), равно

$$N_i = N \cdot f(t_i) \cdot \Delta t, \quad (1)$$

где $f(t_i)$ – значение плотности вероятности к моменту времени t_i ;

Δt – рассматриваемый отрезок времени.

К моменту времени t_i образовался доход от функционирования объекта - $c(t_i)$. Доход, образовавшийся к моменту времени t_i от объектов, отказавших к моменту времени, равен

$$\Delta S_i = N_i \cdot c(t_i) = N \cdot f(t_i) \cdot c(t_i) \cdot \Delta t. \quad (2)$$

Эффективности функционирования трубчатой печи от времени $c(t)$ проявляется в производительности печи по сырью ($Q(t)$ - количество теплоты, Дж), её можно определить по показаниям приборов на пульте управления оператора или в журнале регистрации измерений, куда заносит показания оператор.

Плотность вероятности отказов $f(t)$ связана с вероятностью безотказной работы соотношением

$$P(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt, \quad (3)$$

$$f(t) = -\frac{dP(t)}{dt}. \quad (4)$$

При оценке надежности необходимо определить вероятность исправной работы трубчатой печи:

$$P(t) = P_a(t) \cdot P_b(t), \quad (5)$$

где $P_a(t)$ – вероятность безотказной работы в отношении отсутствия так называемых полных отказов, возникающих вследствие выхода элементов из строя;

$P_b(t)$ – вероятность безотказной работы в отношении отсутствия так называемых неполных отказов, возникающих вследствие выхода параметра за допустимые пределы и вызывающих работу с недостаточной точностью или эффективностью, либо сбой в работе.

Методика определения вероятности безотказной работы системы состоит в следующем [2]:

1. Выделение основной части из всей системы, которая определяет выполнение заданной функции.

2. Определение режимов работы всех основных элементов системы.

3. Определение изменений режимов работы системы и её основных элементов при отказах вспомогательных элементов системы.

4. Установка возможных в эксплуатационных условиях пределы изменения внешних физических и физико-химических факторов.

5. Определение значений надежности для каждого из основных элементов в отношении полных отказов:

$$P_a = e^{-(\lambda+\lambda') \cdot T}. \quad (6)$$

6. Определение значений надежности отдельных элементов в отношении появления неполных отказов.

7. Определение надежности отдельного элемента:

$$P_j = P_{aj} \cdot P_{bj}. \quad (7)$$

8. Определение надежности работы системы:

$$P_{\Sigma} = \prod_{i=1}^n P_j. \quad (8)$$

В соответствии с методикой определения вероятности безотказной работы системы, описанной выше, произведем вывод определения вероятности безотказной работы для трубчатой печи.

На основе рисунка 1 необходимо составить структурную схему надежности трубчатой печи. Необходимо перебрать все структурные элементы и определить соединения элементов (параллельное или последовательное), так как на рисунке излишне детально представлена трубчатая печь, разделим на основные элементы, которые непосредственно влияют на работу печи. Основные элементы печи, которые необходимо поддерживать для правильного функционирования печи [4], [5]:

1) каркас – металлическая конструкция, которая несет нагрузку от веса труб, двойников, трубных решеток и подвесок, кровли, подвесного свода и стен печи и других деталей;

2) стены - предназначены для герметизации топки и камер трубчатой печи, а также образования поверхности для размещения экранов радиантных труб и отражения лучистой энергии;

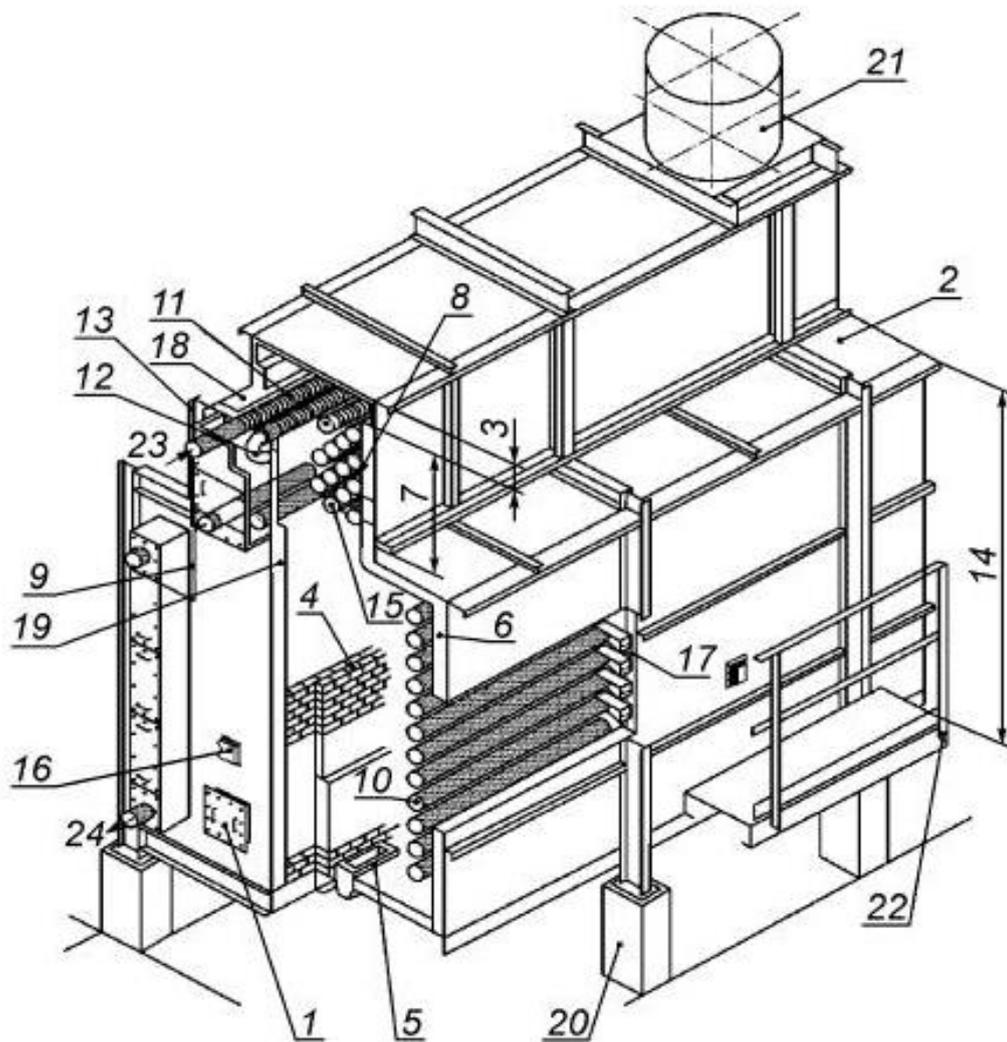
3) футеровка печи - это конструкция из огнеупорных, кислотоупорных, теплоизоляционных и облицовочных материалов и изделий, ограждающая рабочую камеру, в которой протекают печные процессы, от взаимодействия с окружающей средой;

4) трубные змеевики – трубы, по которым протекает продукт, которому необходимо передать теплоту для подогрева;

5) гарнитура печей – детали, предназначенные для удержания труб от провисания в промежутках между трубными решетками, для сборки блоков футеровки стен и подвесных сводов, а также гляделки и предохранительные окна;

6) дымовые трубы и газоходы – устройства необходимые для создания необходимого разрежения в рабочей и топочной камерах печей, а также привода газовой печной среды в движение и последующего отвода в окружающую атмосферу.

7) горелочное устройство – устройство, предназначенное для нагрева жидких и газообразных сред.



1 - дверь; 2 - свод; 3 - газосборник; 4 - перевальная стена; 5 - горелка; 6 - корпус; 7 - камера конвекции; 8 - ступенчатый выступ; 9 - перекидка; 10 - трубы; 11 - развитая поверхность; 12 - отвод (двойник); 13 - ретурбедная камера; 14 - камера радиации; 15 - секция защитного экрана; 16 - гляделка; 17 - опора для труб; 18 - огнеупорная футеровка; 19 - решетка торцевая; 20 - фундаментный столб; 21 - дымовая труба/дымоход; 22 - площадки обслуживания; 23 - вход продукта; 24 - выход продукта

Рисунок 1 - Составные элементы нагревателя [3]

Итак, структурная схема надежности примет вид (рисунок 2)



Рисунок 2 – Структурная схема надежности для трубчатой печи

Вероятность безотказной работы трубчатой печи для времени t_i составит:

$$P_{\Sigma} = e^{-\beta t_i}, \quad (9)$$

где

$$\beta = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7; \quad (10)$$

λ_1 – интенсивность отказа металлических конструкций каркаса, 1/ч;

λ_2 - интенсивность отказа стен (материала стен, соединительного раствора), 1/ч;

λ_3 – интенсивность отказа футеровки, 1/ч;

λ_4 – интенсивность отказа труб (змеевики, двойники), 1/ч;

λ_5 – интенсивность отказа гарнитуры печи (трубные решетки, подвески, кронштейны, гляделки, предохранительные окна, борова, шиберы), 1/ч;

λ_6 – интенсивность отказа дымовых труб и газоходов, 1/ч;

λ_7 – интенсивность отказа горелочного устройства, 1/ч.

Дифференцируя (9), получаем плотность вероятности отказов в момент времени t_i :

$$f(t) = -\frac{dP(t)}{dt} = -(e^{-\beta t_i})' = \beta e^{-\beta t_i}. \quad (11)$$

Преобразуя выражение (2), получаем уравнение, которое характеризует надежность трубчатой печи (зависимость эффективности от времени):

$$\Delta S_i = N \cdot \beta e^{-\beta t_i} \cdot Q(t_i) \cdot \Delta t. \quad (12)$$

Для более наглядного понимания зависимостей, можно также строить графики $f(t)$, $c(t)$ (рисунок 3).

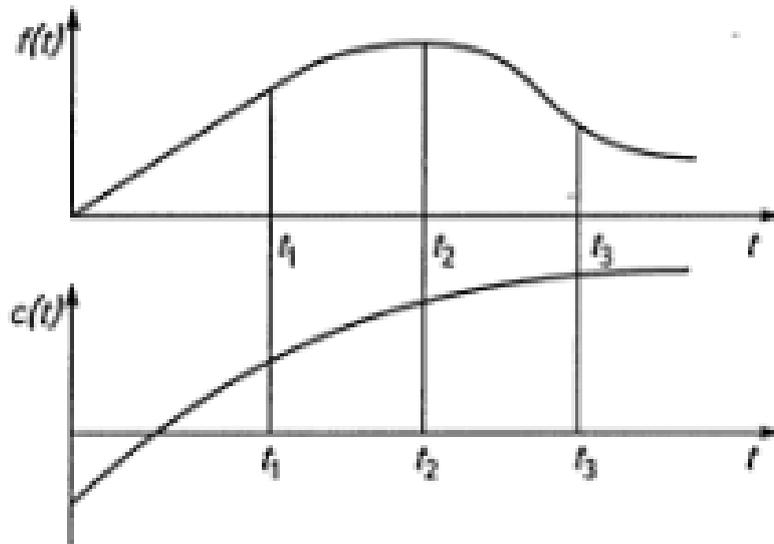


Рисунок 3 – Зависимость плотности вероятности отказов $f(t)$ и эффективности функционирования $c(t)$ от времени

Для снижения риска возникновения аварии при эксплуатации технологических печей была предложена идея разработки математической модели оценки надежности трубчатой печи. Математическая модель в качестве инструмента позволяет спрогнозировать, на основе уравнения, характеризующего надежность печи (12), состояние печи в определенный промежуток времени. Математическая модель подвержена корректировкам (внесение изменений после ремонта). Также, определив уравнение эффективности функционирования от времени, точность математической модели значительно повысится.

Библиографический список:

1. Шубин, В.С., Рюмин Ю.А., Надежность оборудования химических и нефтеперерабатывающих производств: учебное пособие. - М.: Химия, КолосС, 2006. - 359 с.
2. Сотсков, Б. С. Основы теории и расчета надежности элементов и устройств автоматики и вычислительной техники: учебное пособие. - М.: Высшая школа, 1970. - 270 с.
3. ГОСТ "Установки нагревательные для нефтеперерабатывающих заводов. Общие технические требования" от 15.12.2009 № 53682-2009 // Стандартиформ. - 2011 г.
4. Основное оборудование НПЗ URL: <https://topuch.ru/i-r-kuzeev-r-b-tukaeva/index11.html> (дата обращения: 01.02.2021).
5. Расшифровка маркировки, область применения (агрессивное воздействие среды, давление, температура) URL: <https://topuch.ru/rasshifrovka-markirovki-oblaste-primeneniya-agressivnoe-vozdej/index.html> (дата обращения: 01.02.2021).

СЕКЦИЯ 19. УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ФИНАНСОВЫЕ АСПЕКТЫ

УДК 334.012

Самые перспективные направления бизнеса на сегодняшний день?

Абдуллаева С.Г., Рябчикова А.А.

Научный руководитель – Скуднова И. А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний день бизнес играет важную роль в нашей жизни. Различные развлечения, магазины, спортивные комплексы, все то, без чего мы сейчас не представляем жизни, открылось в результате появления своего дела, то есть бизнеса. В наше время, бизнес стал одним из самых прибыльных дел в России.

Иными словами, бизнес – это деятельность, направленная на получение материальной выгоды, осуществляемая субъектами-предпринимателями.

По объему производства, численности работников, а также по условиям деятельности выделяют такие виды бизнеса, как малый, средний и крупный.

Малый бизнес является самым распространенным видом деятельности на сегодняшний день. Примерами такого бизнеса являются индивидуальные предприниматели и небольшие компании штатом не более 50 человек. Компании малого бизнеса занимают небольшую территорию, имеют ограниченный список деятельности. По такому принципу работают небольшие частные клиники, туристические агентства.

Средний бизнес отличается от малого охватом области своей деятельности. Они могут включать в себя целую сеть, работать удаленно, то есть осуществлять свою деятельность в другом городе. Обычно компании среднего бизнеса медленно адаптируются в рыночных условиях, имеют штат от 100 до 250 человек и годовой оборот не более двух миллиардов.

Средний бизнес является самым прибыльным в мировой экономике. Примерами такого бизнеса являются медицинские и строительные компании, торговые центры.

Крупный бизнес включает в себя компании и предприятия, которые производят существенную часть продукции своей отрасли. Конечно же, он отличается масштабом продаж, сотрудников, территории, годовым оборотом. Такие компании работают на международном уровне, придерживаются международного законодательства. Годовой доход таких компаний составляет не менее двух миллиардов рублей в год. Представителями таких компаний являются Apple, Samsung, BMW, Coca Cola.

Рассмотрим малый и средний бизнес в России (таблица 1) по данным Росстата [2].

Таблица 1 – Малый и средний бизнес в России

Показатели	Малый бизнес		Средний бизнес	
	2017 г.	2018 г.	2017 г.	2018 г.
Число предприятий	2 754 577	2 659 943	13 309	13 682
Средняя численность работников, тыс. человек	11 986	11 819	1 567	1 535
Оборот предприятий, млрд. руб.	48 459	53 314	13 309	13 682

В условиях постоянных изменений на рынке малому бизнесу необходимо максимально быстро подстраиваться под новые условия с минимальными затратами и потерями. Как видно из таблицы 1 малый бизнес в Российской Федерации наиболее развит. Этому способствует заинтересованность государства в развитии малого бизнеса, так как он создает новые рабочие места и снижает уровень безработицы в стране.

Доля малого и среднего бизнеса в России составляет приблизительно 20% ВВП. Как видно из таблицы 1, число предприятий малого бизнеса снизилось также, как и численность

занятых, что говорит о снижении эффективности государственных программ по выплате страховых взносов, прямых субсидий на МРОТ работников.

Рассмотрим на графике (рисунок 1) развитие малого и среднего бизнеса на примере индивидуальных предпринимателей и юридических лиц:

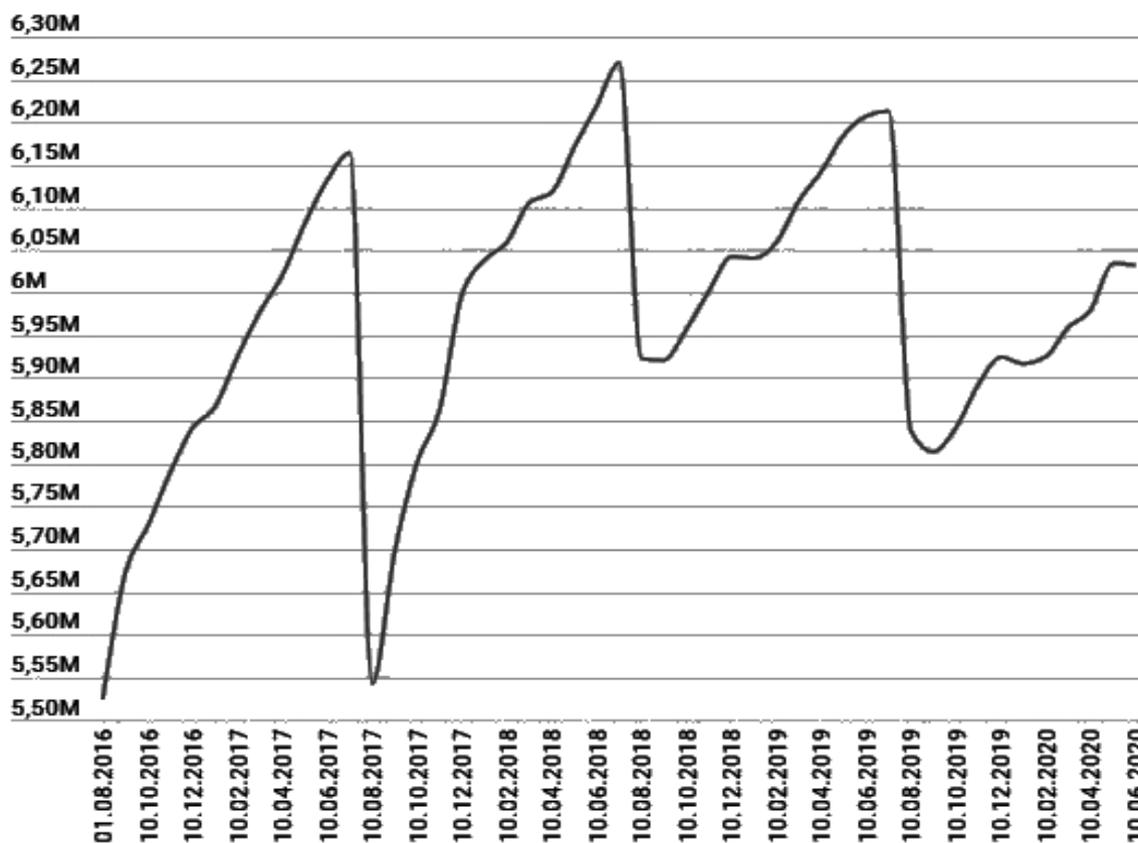


Рисунок 1 – Динамика развития малого и среднего бизнеса

В 2019 году началась вспышка заболеваемости вирусом (пандемия), которая значительно изменила экономику многих стран. Пандемия оказала серьезное влияние на мировую экономику, многие направления бизнеса понесли большие убытки.

Например, в феврале 2020 года заводы Nissan были вынуждены остановить производство автомобилей из-за прекращения поставок запчастей из Китая, где и была обнаружена первая вспышка инфекции. Такие направления как туризм, авиакомпании, рестораны, театры, цирки, парки развлечений пострадали больше всего. Также пострадал рынок электроники. Китай занимается производством более 50 % товаров рынка электроники, а из-за закрытия границ, остановки производства техника перестала поставляться в страны и появляться в магазинах.

На графике (рисунок 1) виден резкий спад развития малого и среднего бизнеса в России летом 2019 года, однако к лету следующего 2020 года ситуация улучшилась. На это повлияло как снятие ограничительных мер по коронавирусу или же их смягчение, а также адаптация предпринимателей к новым условиям на рынке товаров и услуг, развитие наиболее перспективных направлений бизнеса. Количество заболевших в России на сегодняшний день по-прежнему составляет более 10 тысяч и поэтому эта тема является особенно актуальной.

Ученые экономисты считают, что кризис приводит не только к потерям, но и открывает многие возможности. Пандемия затормозила развитие одних отраслей и придала мощное ускорение в развитии другим.

Например, во время пандемии рынок доставки стал одним из главных бизнесов. Еще в мае ему предрекли 40-кратный рост по итогам года. Теперь же, спустя некоторое время, многие люди уже не представляют свою жизнь без доставок, потому что это удобно, быстро и не затратно по времени, а главное – безопасно, ведь коронавирус еще не отступил.

Из данных РБК, были проанализированы некоторые виды компаний по доставке еды.

Например, онлайн-ритейлер «Утконос» до апреля 2020 года был многолетним лидером в секторе онлайн-доставки еды, но в мае сместился на третье место. Его сместили следующие доставки (рисунок 2): X5 Retail Group (Perekrestok.ru, «Доставка.Пятерочка», «Перекресток.Быстро»), с оборотом 2,37 млрд руб. – заняло первое место и «Сбермаркет» с оборотом в 2,028 млрд руб., который занял второе место.

Так, лидируют в доставке по оборотам такие компании, как Delivery Club с долей 17,6 % и «Яндекс.Еда» с долей 10,1 %. В период пандемии, в 2019 году, компания Delivery Club увеличила свою долю на рынке на 54 %. На рынке общепита по выручке тройку лидеров составили такие американские компании, как McDonalds – заняло первое место, KFC – заняло второе место и третье место принадлежит компании Burger King [1].

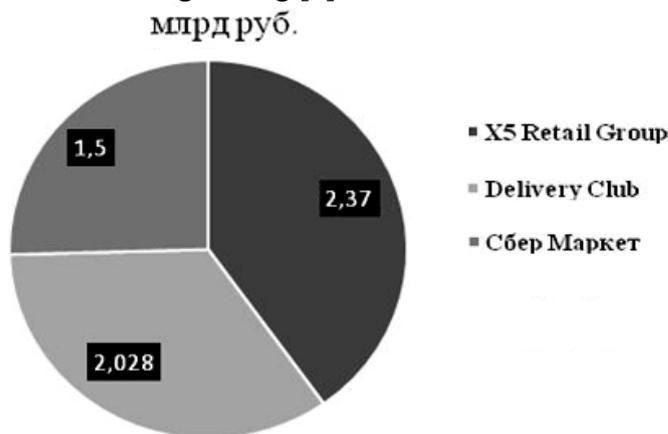


Рисунок 2 – Обороты компаний по доставке еды

Также компания «Яндекс.Еда» рассказали, что собираются работать по новой бизнес-модели. Они будут работать как внешняя служба доставки и сборки товаров для продуктовых ритейлеров. Можно заметить, что подобная модель уже встречалась в iGooods и «Сбермаркет». Как ожидается, по итогам 2020 года рынок экспресс-доставки продуктов в России может вырасти с 700 млн. до 30 млрд руб.

СберМаркет, например, увеличил оборот компании в I квартале 2020 года по сравнению с I кварталом 2019-го вырос в 5 раз – до 1,5 млрд рублей. Рост по сравнению с IV кварталом 2019 года составил 74 %. Количество доставленных заказов в I квартале 2020 года также увеличилось более чем в 5 раз и превысило 350 тысяч рублей и стал одним из лидеров российского e-grocery. Сейчас сервис работает в 56 городах страны от Калининграда до Иркутска, включая все города-миллионники. Это может объясняться тем, что во время пандемии люди привыкли к доставкам, и продолжают ими активно пользоваться.

Рассмотрим, как дела обстоят с правилами безопасности во время открытия ресторанов на примере ресторана KFC.

В меню были включены бесконтактное комбо, заказать которые можно снизив контакт при оформлении заказа, то есть номер блюда можно показать на пальцах на расстоянии в 1,5 м от окна выдачи, соблюдая социальную дистанцию. На полу в зоне касс ресторана и в зоне касс на фудкортах была нанесена красная разметка социальной дистанции в 2 метра, которую должны придерживаться гости ресторана.

Также все посетители могут пользоваться антибактериальным мылом в гостевых санузлах и продезинфицировать руки антисептиком возле кассы, попросив сотрудников, или в специально оборудованных местах в зале ресторана.

Помимо доставок, стали перспективны в период пандемии и после нее следующие виды бизнеса:

1) электронная коммерция и интернет-маркетинг – открытие электронного магазина в период пандемии стало удачным открытием для тех людей, которые хотели создать свое дело раньше, но не решались. Многих пандемия подтолкнула к открытию такого рода бизнеса. Ведь интернет стал самой популярной платформой во время вируса. Также, 30 % малых и средних бизнесов создали сайт и подключили такую услугу, как онлайн оплату через данный сайт. Так

как стал большой спрос на продукцию через социальные сети, люди, обученные на профессию интернет-маркетолог, без работы не останутся точно;

2) телемедицина – данная область предполагает введение лечения больных людей, например, с хроническими заболеваниями. Чтобы не подвергать себя риску, приходя на прием к врачу в период пандемии, можно вести консультации онлайн, через интернет. Безусловно, это не касается серьезных болезней, которые требуют немедленного врачебного вмешательства;

3) онлайн-обучение стало очень популярным, а, следовательно, перспективным бизнесом. Можно вспомнить онлайн-обучение в период пандемии, когда и школьники и студенты учились дома, онлайн. Данное новшество стало популярным и в настоящее время. Стало перспективно обучаться на профессии через онлайн-платформы, где можно зарабатывать онлайн не выходя из дома. Проходить различные курсы для повышения квалификации, участвовать в различных марафонах, как спортивных, так и умственных также стало перспективно;

4) онлайн-развлечения – индустрия развлечений очень пострадала от пандемии. Остались в выигрыше лишь те сегменты, базирующиеся в интернете, такие как онлайн-кинотеатры, киберспорт, музыкальные стриминговые сервисы;

5) товары для спорта и активного туризма – люди, которые до пандемии активно следили за своим здоровьем, занимаясь спортом в зале, после его закрытия на некоторое время, стали приспособляться к занятиям спортом дома, поэтому активно стали приобретаться товары для данных занятий. Также в период карантина многие люди стали тщательней следить за своим здоровьем, понимая, насколько это важно в наше время;

6) красота на дому – после закрытия салонов красоты, многие мастера стали работать, приходя к клиенту в дом, соблюдая все меры безопасности. Данный бизнес и раньше был популярен, так как это очень удобно для клиентов, потому что не приходится тратить время на дорогу, мастер сам к вам приезжает и делает все, что вам нужно, а во время пандемии это стало тем более популярным, а значит перспективным.

Из всего вышесказанного, можно сделать вывод, что пандемия внесла в нашу жизнь огромные изменения. Изменилось в нашей жизни абсолютно все, в прямом смысле этого слова. Изменилось наше привычное и свободное времяпровождение, изменились профессии, если несколько лет назад мы даже не могли подумать, что все будет так, как сейчас, что на данный момент эти сферы бизнеса будут настолько перспективные, то сейчас это стало нашей реальностью. Открылись новые сферы бизнеса, а, следовательно, новые возможности, новые знания и умения. Будут ли дальше перспективны данные направления бизнеса? Наверное, да, потому что нашу дальнейшую жизнь без данных сфер предпринимательства мы уже представить не можем.

Библиографический список:

1. Официальный сайт РБК. Режим доступа: <https://www.rbc.ru/>
2. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. Режим доступа: <https://rosstat.gov.ru/>

УДК 336.717

Развитие систем дистанционного банковского обслуживания

Власова А.Р.

Научный руководитель – Плюснина О.В.

Филиал Ухтинского государственного технического университета в г. Усинске

Современные тенденции заставляют банки усиленно совершенствоваться и продвигать системы дистанционного банковского обслуживания (ДБО), так как рынок банковских технологий не стоит на месте, а стремительно развивается.

Согласно определению, данному в письме ЦБ РФ система интернет-банкинг – способ дистанционного банковского обслуживания клиентов, осуществляемого кредитными организациями в сети Интернет (в том числе через WEB-сайт(ы) в сети Интернет) и включающего информационное и операционное взаимодействие с ними.

Развитие дистанционного банковского обслуживания задача трудоемкая и затратная для банка. Но стоит учитывать экономическую выгоду, за счет сокращения затрат на обслуживании клиентов в офисе банка. Существует следующие преимущества развития ДБО как для клиента, так и для банка:

- увеличением пропускной способности обслуживания клиентов, банк может позволить обслужить большее количество клиентов с помощью устройств самообслуживания;
- снижение стоимости обслуживания в системе ДБО за счет снижения трудозатрат банка;
- увеличение скорости и повышение качества обслуживания клиентов банка;
- увеличение точности совершаемых банковских операций, уменьшаются количество возможных ошибок в результате снижаются операционные риски для банка;
- увеличение количества привлекаемых клиентов;
- повышение конкурентоспособности банка.

Системы ДБО могут предоставляться банками в виде различных программных обеспечений:

- «Клиент-Банк»;
- «Интернет-банкинг»;
- мобильный банк;
- телефонный банкинг.

Данные системы отличаются способом подключения и выходом в интернет, для некоторых видов систем требуется наличие ключевого носителя (токена), для других достаточно иметь доступ в интернет.

Отличаются системы ДБО не только по формам предоставления данной услуги, но и по принципу работы. Выделяют следующие принципы работы систем: онлайн и офф-лайн.

Онлайн системы позволяют совершать банковские операции в режиме реального времени и отражаются на счетах клиентов незамедлительно. Исполнение операций клиента в офф-лайн системах занимает время, так как система является не автоматизированной и зависит от режима работы офиса банка.

Клиентам предпочтительны банки чьи системы ДБО автоматизированы и позволяют работать в режиме реального времени, так как позволяют уменьшить временной интервал между составлением и исполнением операций.

Банки пользователям систем ДБО предоставляет широкий спектр услуг, которые они могут получать удаленно, например:

- оформление платежных документов;
- оплата услуг;
- запрашивать от банка и отправлять в банк необходимые документы;
- оформлять кредитные договоры;
- открывать срочные депозиты;
- брокерское обслуживание;
- оформление: актов приема передач, счет-фактур и других документов для контрагентов;
- интеграция системы ДБО с имеющимися бухгалтерскими программами и т.д.

В связи с тем, что клиенты использующие дистанционные системы обслуживания, получают практически все услуги удаленно, у них пропадает необходимость посещать офиса банка.

Основные тенденции развития рынка дистанционного банковского обслуживания определяются:

- потребностями клиентов;
- потребностями банка;
- тенденциями рынка информационных технологий;
- действующим законодательством;
- экономической ситуацией в стране.

К одним из важных пользовательских предпочтений можно отнести следующие потребности:

Юзабилити – для клиентов очень важно удобное и простое использование системы ДБО, к принципам обеспечения удобства относятся:

- интуитивно понятный интерфейс;
- навигация системы;
- эргономичность;
- функциональность;
- доступность;
- защищенность от ошибок пользователя.

Программное обеспечение должно быть адаптировано под конечного потребителя, не имеющего специальные знания и навыки. Легкость и доступность интерфейса позволит пользователям быстро и эффективно выполнять ежедневные задачи, а банкам повысить конкурентоспособность продукта на рынке.

Безопасность – очень важная составляющая в работе с банковскими системами удаленного обслуживания, т.к. данные системы оперируют реальными деньгами. За безопасность систем ДБО несут ответственность не только банки, но и пользователи продуктов, поэтому банкам очень важно уделять должное внимание информированию клиентов элементарным нормам безопасности.

По данным опубликованными аналитическим центром НАФИ более половины россиян 56% пользуются цифровыми каналами управления личными финансами, такими как мобильный банк или интернет-банкинг. За последние два года число пользователей удаленных банковских сервисов увеличилось почти в два раза.

Доля пользователей мобильным приложением в настоящее время составляет 51 % россиян, к примеру в 2018 году доля пользователей составляла 26 % россиян. Менее востребованная система удаленного доступа по итогам опроса оказалась система интернет-банкинг – доля пользователей составила 37 % россиян, в 2018 году доля пользователей составляла 16 % россиян.

Исходя из данных в таблице 1 можем наблюдать, что наиболее активными пользователями систем ДБО являются респонденты в возрасте от 25-34 лет их количество составило 78 %. Далее активность использования систем ДБО снижается у респондентов старшего возраста. Чем старше опрашиваемые, тем менее востребованы для них системы удаленного доступа.

Чаще всего используют системы ДБО работающие учащиеся и студенты (79 %), менее активными пользователями оказались неработающие пенсионеры (в том числе, по инвалидности) их количество составило 17 % (Таблица 2).

По результатам опроса аналитического центра НАФИ, можно сделать вывод что, в настоящее время наблюдается повышенный интерес к дистанционному банковскому обслуживанию со стороны пользователей. Но существует проблемы с низким уровнем цифровой грамотностью у отдельных групп граждан, такая проблема затрагивает пожилых, безработных и инвалидов.

На данную проблему обращает внимание и Центральный Банк в годовом отчете за 2019 год. Банк России разработал ряд мероприятий для людей с инвалидностью, пожилых, а также иных групп населения, испытывающих затруднения в представлении своих интересов по повышению доступности дистанционных каналов обслуживания, такие как:

- проект Плана мероприятий на 2020 – 2021 годы по повышению доступности ДБО;
- выпущен ряд рекомендательных документов для кредитных организаций (информационные письма и методические рекомендации).

Для грамотного развития систем ДБО, банкам необходимо ориентироваться на конкретную группу пользователей, так как финансовые потребности клиентов в разных сегментах могут значительно отличаться. Как правило, в настоящее время сегментация в банках выглядит следующим образом:

1. Отсутствие разделения клиентской базы;
2. Разделение в зависимости от юридического статуса клиентов: предприятия (юридические лица) и население (физические лица);
3. Сегментирование по количеству проводимых операций.

В зависимости от выбранной стратегии развития ДБО можно детализировать клиентов на более мелкие категории, для дальнейшего изучения и развития в выбранной группе. Грамотно

внедряя и развивая системы ДБО, как для физических, так и для юридических лиц банки смогут не только расширить количество клиентов, но и повысить их лояльность, тем самым повышая доход.

Таблица 1. «Сейчас многие банковские операции можно делать удаленно, с помощью смартфона или компьютера. Какими из этих банковских услуг Вы лично пользовались за последний год, включая настоящее время?», от всех опрошенных

(в %)

	18-24 года	25-34 года	35-44 года	45-59 лет	60 лет и старше
Пользуются ДБО (хотя бы одним видом)	75	78	71	52	19
Мобильное приложение банка для смартфона	72	73	65	45	15
Интернет-банкинг	49	57	51	36	12

Таблица 2. «Сейчас многие банковские операции можно делать удаленно, с помощью смартфона или компьютера. Какими из этих банковских услуг Вы лично пользовались за последний год, включая настоящее время?», от всех опрошенных

(в %)

	Работающий пенсионер	Работающий учащийся, студент	Работаю (за исключением подрабатывающих студентов и пенсионеров)	Неработающий пенсионер (в том числе, по инвалидности)	Неработающий учащийся, студент	Временно не работаю, безработный	Занят домашним хозяйством, нахожусь в декретном отпуске
Пользуются ДБО (хотя бы одним видом)	45	79	71	17	66	41	69
Мобильное приложение банка для смартфона	38	75	65	14	63	37	62
Интернет-банкинг	31	54	51	11	40	28	47

Высокая конкуренция в банковской сфере обслуживания способствует модернизации систем ДБО, диктуя свой темп развития. Банки чьи сервисы закрывают не только базовые потребности клиентов, но и эффективно развивают востребованные услуги, будут иметь значительное преимущество на рынке, так как многие клиенты выбирают банки с более развитой системой удалённого обслуживания.

Библиографический список:

1. Дистанционное банковское обслуживание: виды и степень развития / Гайсин Т.М., Гайсина А.В. / В сборнике: Актуальные проблемы развития банковского и небанковского секторов экономики. Деятельность кредитных организаций и формирование условий устойчивого развития экономики. Сборник трудов молодых ученых и магистрантов. Ответственные редакторы Н.Н. Мартыненко, О.С. Рудакова, Н.Э. Соколинская. Москва, 2019. С. 133-141. Текст: электронный. – URL: <https://www.elibrary.ru>.
2. Официальный сайт ЦБ РФ. Интернет ресурс, доступ по адресу: <https://cbr.ru>.
3. Официальный сайт Аналитического центра НАФИ. Интернет ресурс, доступ по адресу: <https://nafii.ru>.

УДК 332.142

Обеспечение экономической устойчивости сектора науки на законодательном уровне

Гудяева Л.А.

Научный руководитель – Прыгунова М.И.

ГБУ «Центр перспективных экономических исследований
Академии наук Республики Татарстан», г. Казань

В условиях глобализации одной из наиболее актуальных проблем, стоящих перед всеми странами мира, является достижение устойчивого развития территорий. Все цели в области устойчивого развития взаимосвязаны, но при этом направлены на обеспечение экономического подъема и одновременно защите ресурсной базы и окружающей среды с учетом интересов будущих поколений. Создание благоприятных условий для поддержания стабильности показателей экономического роста, в том числе положительных изменений в секторе науки и технологий является сложным организационным процессом социально-экономического развития региона и страны в целом. При этом каждый регион, каждый участник экономической деятельности становится объектом глобальной конкуренции. В обозримой перспективе устойчивое сбалансированное развитие и рост экономики возможны за счет мобилизации человеческих ресурсов и синергии научного, промышленного, инновационного потенциалов территории для успешной коммерциализации результатов в перспективных научно-технологических областях. Важным элементом такого симбиоза выступают финансовые возможности территории, так называемые инвестиции – наличие внутренних резервов и благоприятных условий для их эффективного использования внешними интересантами. Анализ литературы показывает, что в отечественной науке проблема исследования научного потенциала регионов в контексте законодательного регулирования является недостаточно изученной. Вследствие того, что в России с каждым годом происходят социальные, экономические, технические и иные изменения программных документов в сфере науки и научных технологий.

Уже в течение долгого времени в рамках законодательного обеспечения реализации стратегии устойчивого развития, государство предпринимает попытки преломления негативной ситуации в научно-технологической сфере большинства отраслей народного хозяйства. Так, в целях стимулирования социально-экономического развития страны и удовлетворения перспективных потребностей инновационных приоритетов государства были созданы особые экономические зоны, в том числе технико-внедренческого промышленно-производственного типов, государственные технопарки, бизнес-инкубаторы, наукограды, инновационно-технологические центры, центры трансфера технологий, а также пилотные инновационные территориальные кластеры (в период с 2005-2015 гг.) [1]. Целями создаваемых зон были развитие высокотехнологичных отраслей экономики, привлечение иностранных инвестиций и опытные квалифицированные кадры, законодательно закрепляя за ними бюджетную поддержку государства на федеральном и региональном уровнях, и особые налоговые, таможенные и административные преимущества. Но, по оценкам эффективности Счетной палаты в 2019 году реализация деятельности особых территорий не подтвердила прорывного эффекта в обеспечении устойчивого развития страны, как это предполагалось правительством России. При этом, инфраструктура экономических масштабных проектов, привязанная к определенной территории, получила значительное развитие, но в последнее время утрачивает свою актуальность в современном мире ввиду отсутствия достаточной финансовой поддержки как со стороны государства, так и со стороны частных партнеров.

Вместе с тем начиная с 2014 г. в российском законодательстве с устойчивой периодичностью появляются стратегические документы и меры, призванные увеличить научно-инновационный потенциал страны. Концептуальные основы, принципы и направления государственной политики в сфере научной и научно-технической деятельности определены Стратегией научно-технологического развития Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 1 декабря 2016 года № 642, и Прогнозом научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года. Показатели реализации Стратегии научно-

технологического развития, динамика которых подлежит мониторингу, сгруппированы по четырем целевым ориентирам: показатели, отражающие уровень достижения результатов в сопоставлении с экономически развитыми странами, внутренние затраты на исследования и разработки за счет всех источников в текущих ценах в процентах от валового внутреннего продукта (к 2035 году – не менее 2% от ВВП страны); отношение внебюджетных средств и бюджетных ассигнований в составе внутренних затрат на исследовательскую деятельность (к 2035 году – не менее не менее 1%). В качестве приоритетных направлений научно-технологического развития страны выбраны так называемые «сквозные» технологии, имеющие широкое межотраслевое значение (энергетика, медицина, информационные технологии, науки о жизни и прочие). Данные приоритеты отражены и в национальном проекте «Наука», вектор целей которого направлен на ускорение научно-технологического развития Российской Федерации и достижение глобально значимых результатов к 2024 году. Одной из ключевых целей определено присутствие Российской Федерации в числе пяти ведущих стран мира, осуществляющих научные исследования и разработки в областях, определяемых приоритетами научно-технологического развития [2]. Для ее достижения предусмотрена реализация комплекса федеральных проектов в рамках национального проекта «Наука»: «Развитие научной и научно-производственной кооперации», «Развитие передовой инфраструктуры для проведения исследований и разработок в Российской Федерации», «Развитие кадрового потенциала в сфере исследований и разработок», Программа академического превосходства в рамках федерального проекта «Молодые профессионалы» национального проекта «Образование», а также региональные инициативы (программы, гранты, конкурсы), Рис. 1..



Рисунок 1 - Основы управления научно-технологическим развитием

Все вышперечисленное свидетельствует о наличии целого комплекса институций, документов и инструментов государственной политики, но эффективность системы управления научно-технологическим развитием продолжает оставаться вызовом для России. Так, для объяснения процессов, происходящих на разных уровнях в целях обеспечения экономической устойчивости сектора науки наблюдается активная политика государства, которая охватывает весь комплекс мероприятий, нацеленный на развитие науки, в том числе затраты на НИОКР от общего объема ВВП. Необходимо отметить, на протяжении последних лет наблюдается положительная динамика увеличения затрат на исследования и разработки в России, что совпадает с трендами, характерными для ведущих экономик мира. Так за период 2015-2019 гг. объём внутренних затрат на исследования и разработки в России вырос на 24,1% (с 914,7 до 1 134,8 млрд руб. в постоянных ценах с учетом дефлятора ВВП). По абсолютному объему затрат Россия в 2019 году занимает 9 место в мире (по паритету покупательной способности национальных валют). Но все же остаются трудности, связанные с малым объемом бюджетного финансирования, отсутствием значительных собственных средств организаций и неразвитостью инновационного менеджмента. Пока в

рейтинге глобальной конкурентоспособности 2020 года Россия позиционирует себя на 50-ом месте из охватываемых стран мира (63 страны) с учетом расчета двенадцати основных составляющих факторов конкурентоспособности национальных экономик, в том числе качество научно-исследовательских институтов, расходы на НИОКР, количество исследователей, патентная и публикационная активности [3]. Вместе с тем, в удельном измерении (по доле в ВВП и по затратам в расчете на одного исследователя) наша страна существенно уступает ведущим экономикам мира. Во многом это объясняется тем, что Россия, являясь одним из мировых лидеров по абсолютной численности исследователей в эквиваленте полной занятости, но существенно уступает по показателю численности в пересчете на численность населения [4].

Таким образом, в Российской Федерации сформирована и функционирует система стратегического управления наукой, включающая инструменты финансирования и поддержки научной деятельности. При этом особое место отводится нормативно-правовой базе, создающей основы и определяющей инструменты поддержки приоритетных областей научно-технологического развития. Сегодня можно наблюдать, что не все параметры целевой модели устойчивости экономического роста достигаются. Чтобы справиться с трудностями на пути к устойчивому развитию, в том числе в приоритетных областях нашей стране необходим пересмотр инструментов финансирования научных проектов и образовательной сферы. При этом вкладывать средства следует не только в национальные системы управления и рациональную научную политику, но и в укрепление исследовательского потенциала, который подразумевает высокий уровень научного образования на всех его ступенях, эффективное инженерное образование и высокое качество университетов и исследовательских центров.

Библиографический список:

1. Федеральным законом от 22 июля 2005 года № 116-ФЗ «Об особых экономических зонах в Российской Федерации» [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_54599/ (дата обращения: 20.02.2021).
2. Гудяева Л.А., Прыгунова М.И. Целевая модель научно-технологического лидерства России: стартовые позиции в контексте глобального позиционирования // Научные труды Центра перспективных экономических исследований. – 2020. – № 18. – С. 65-71.
3. The IMD World Competitiveness Ranking 2020 [Электронный ресурс] // Institute of Management Development. – Режим доступа: <http://worldcompetitiveness.imd.org/> (дата обращения: 20.02.2021).
4. Рейтинг ведущих стран мира по затратам на науку // Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». 24.07.2018. – Режим доступа: <https://issek.hse.ru/news/221864403.html> (дата обращения: 16.02.2021)

УДК 338.121

Проблемы и пути повышения финансовой устойчивости организации

Еремина Д.В.

Научный Руководитель – Соколовская Е.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Чтобы минимизировать ущерб, нанесенный финансовым кризисом, организациям необходимо решить, пожалуй, один из основных вопросов - как повысить финансовую стабильность. В условиях сильнейшей конкуренции на рынке основным показателем развития и жизни является финансовая стабильность организации. Финансовая стабильность является одним из наиболее важных факторов, определяющих развитие, конкурентоспособность и жизнь организации или любого другого экономического субъекта.

На нынешнем этапе экономического развития каждая организация должна умело, грамотно и своевременно бороться с рядом факторов, позволяющих определять результаты ее деятельности в целом. По результатам этой деятельности может быть определена финансовая устойчивость на

данный момент времени. Таким образом, после определения уровня устойчивости важно обеспечить принятие управленческих решений, обеспечивающих повышение и поддержание стабильности. Под финансовой стабильностью мы понимаем состояние организации, в котором стабильная работа достигается за счет полной платежеспособности, ликвидности и финансовой независимости. Финансово устойчивой организации легче получить кредит на развитие, инвестор с радостью вложится в нее, и не возникнет проблем с установлением долгосрочных отношений с поставщиками. Как известно, краткосрочными обязательствами можно эффективно управлять. Если в будущем вероятно неблагоприятная финансовая ситуация, следует отклонить ссуды и займы и попытаться выжить за счет собственного капитала [2].

Финансовое положение характеризует финансовую устойчивость организации с точки зрения эффективного использования собственных ресурсов. Для определения надежности компании необходимо определить показатели финансовой устойчивости, ликвидности и платежеспособности. В случае потери финансовой устойчивости высока вероятность банкротства, а организация оказывается финансово неплатежеспособной [3]. А. В. Грачев считает, что каждой организации нужна такая платежеспособность, которая будет поддерживаться в долгосрочной перспективе, что фактически будет финансовой стабильностью.

Основное требование для возникновения финансовой устойчивости – определенное соотношение собственных и заемных средств [1]. Чтобы организация постоянно находилась в стабильном состоянии, необходимо рационально совмещать собственные и привлеченные в недвижимость средства. Проблема чрезмерного заимствования заключается в увеличении собственного капитала по сравнению с основным. Такая ситуация наблюдается практически во всех секторах экономики. Многим предприятиям и организациям труднее получить кредит. Действительно, многие банки в последнее время не верят в платежеспособность организаций. Во-вторых, и это не важно, это проблема соотношения продавцов и дебиторской задолженности.

Во многих организациях этот показатель имеет тенденцию к ухудшению. Такая ситуация возникает в случае наличия долгосрочной просроченной задолженности перед банками, бюджетом, персоналом и поставщиками. Причина такой негативной динамики - резкое сокращение и разрушение основных фондов, устранение их расширенного и простого разрастания.

Многие считают, что преобладание заемных средств в капитале нежелательно с точки зрения финансовой устойчивости. По его мнению, чем больше у организации собственных ресурсов (особенно прибыли), тем легче выжить в условиях рынка и кризиса. С одной стороны, если заемный капитал снижается, финансовая устойчивость организации снижается, с другой стороны, они позволяют быть конкурентоспособными, выходить на новые рынки, увеличивать объемы деятельности, что приводит к увеличению прибыли. Многие владельцы организаций лояльны к разумному увеличению доли привлеченного капитала. С другой стороны, кредиторы предпочитают организации с высокой долей капитала, поскольку это значительно снижает их риски. Чтобы решить эту проблему, организации должны поддерживать баланс. Этого можно добиться за счет более оптимального и рационального использования собственных накопленных средств и за счет уменьшения суммы заемных средств. Собранные средства должны быть уменьшены, потому что, если таковые имеются, компании придется платить проценты за использование, что в конечном итоге приведет к сокращению, части прибыли, которую организация может потратить на другие нужды.

Для усиления финансовой устойчивости организации мы предложили следующие методы ее улучшения. Мы считаем, что главное преимущество финансовой устойчивости – это ресурсы формирования резервов компании, минус – размер резервов. Исходя из этого, мы предложили выход из нестабильной и кризисной финансовой ситуации. Прежде всего, необходимо своевременно пополнять резервные ресурсы и оптимизировать их структуру. Также необходимо снизить уровень запасов.

Сначала вам нужно увеличить свой капитал. Делаем это за счет увеличения диплома. Собственный капитал также может быть увеличен за счет нераспределенной прибыли за период, но этот вариант невозможен, если организация обнаружила обеспечение. Затем мы работаем над разумной финансовой стратегией. Это должно помочь организации привлечь не только краткосрочные, но и долгосрочные заемные средства. Таким образом, сохраняется идеальное соотношение капитала и долга.

На третьем этапе количество запасов на складе необходимо проверять через определенные промежутки времени. Когда запасы запасов планируются и неиспользованные запасы продаются, уровни запасов снижаются. На долги также влияет размер запасов, что, в свою очередь, плохо для организации [4]. Таким образом, можно сделать вывод, что оптимальное финансовое соотношение организации увеличивает ее финансовое положение. В этой ситуации вы можете эффективно использовать основы, а также безопасно маневрировать. Но без государственной помощи будет сложно решить проблемы с финансовой стабильностью.

Государство может облегчить жизнь организациям, создав программы льготного кредитования. В активной поддержке государства особенно нуждаются малые предприятия, у которых мало шансов получить кредиты в банках с низкими требованиями к капиталу.

Библиографический список:

1. Грачев А.В. Анализ и управление финансовой устойчивостью предприятия [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.В. Грачев – Москва: ИНФРА-М, 2020. – 287 с. – Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/563316> (дата обращения 21.02.2021 г.).
2. Крылов, С.И. Финансовый анализ [Электронный ресурс]: учебное пособие / С.И. Крылов. – 2-е изд., стер. – Москва: Флинта, 2019. – 160 с. – Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/948060> (дата обращения 21.02.2021 г.).
3. Кряквина, Е. Д. Рекомендации по повышению финансовой устойчивости предприятия [Электронный ресурс] / Е. Д. Кряквина. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2019. – № 48 (286). – 380–382 с. – <https://moluch.ru/archive/286/64570/> (дата обращения: 21.02.2021 г.).
4. Морозко, Н.И. Финансовый менеджмент в малом бизнесе [Электронный ресурс]: учебник / Н.И. Морозко, В.Ю. Диденко. – Москва: ИНФРА-М, 2019. – 347 с. – Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/926816> (дата обращения 21.02.2021 г.).

УДК 331.2:316.485.6

Конфликтные ситуации при оплате труда и способы их разрешения

Камышан Д.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Еще во времена первобытных людей началось распределение профессиональной деятельности. Зачастую, распределения не были настолько узконаправленными, как в наше время. Разделение шло только на мужской и женский труд. Мужчины занимались охотой, строительством, сооружением орудий, оружия, бытовых вещей, женщины же занимались собирательством, приготовлением еды, шитьем одежды, детьми.

По мере развития общества начала развиваться трудовая деятельность. Каждый становился мастером своего ремесла, профессии. Правда, оплатой за труд считался бартер, гарантией которого было доверие, что довольно часто не шло на руку ремесленнику.

В наше время, каждая профессия делится на множество ответвлений и у каждого из них определенная заработная плата.

Два специалиста, к примеру, менеджеры по работе с клиентами, будут иметь разную заработную плату, если один из них имеет какой-то отличный от другого навык, например – знание английского языка. Заработная плата – главная причина устройства на работу, так как по сравнению с первобытными желаниями и возможностями, сейчас все нужды можно удовлетворить с помощью товаров, покупаемых за деньги. И на данный момент, заработная плата обусловлена уже не доверием, а трудовым кодексом.

К сожалению, даже сейчас, когда жизнь стала на много проще и более предсказуемой, происходят конфликты. Такие конфликтные ситуации возникают не только в межличностных отношениях, но и в деловых. Одним из таких конфликтов является конфликт между работником и работодателем. Конфликты между ними могут начаться из-за множества факторов, но нас интересует конкретный – заработная плата. Но что является зачатком самого конфликта? Какие ситуации случаются, и кто в них прав? На эти вопросы я и постараюсь ответить.

Рассматривая профессиональную деятельность на современном этапе, можно выделить несколько категорий людей, платящих заработную плату и получающих ее.

К получающим заработную плату относятся работники и специалисты предприятий, фирм, контор, государственных учреждений – они работают на начальство, качественно и в полном объеме выполняют строго поставленные цели и за это получают оплату за свой труд.

К платящим плату относятся индивидуальные предприниматели и государство. Так как для функционирования организации индивидуальных предпринимателей нужны рабочие, они должны их нанимать и выплачивать им заработную плату из прибыли. Государство же – выплачивает зарплату своим работникам из государственного бюджета, формирующегося при помощи налогов.

Но где же начинается конфликт между этими группами людей и как их разрешить? Для ответа на этот вопрос будет необходимо на примерах, применяя знание о трудовом кодексе Российской Федерации проанализировать, какие конфликтные ситуации могут произойти и как их можно решить.

Начнем с ситуаций, когда причина конфликта идет со стороны, получающей заработную плату.

Причиной таких конфликтов, зачастую, является недобросовестное исполнение своих должностных обязанностей со стороны работника или специалиста. Тем не менее они все равно требуют свою заработную плату, но работодатель понимает, что работа выполнена не качественно, либо не выполнена вовсе. В таком случае трудовое законодательство предусматривает два варианта решения конфликта:

1) если сотрудник раньше не был замечен в некачественном исполнении своих должностных обязанностей и раньше за ним такого не наблюдалось, целесообразнее применить к такому работнику дисциплинарное наказание, то есть выговор;

2) если же работник замечен в халатности не единожды и с каждым разом ситуация становится все хуже, работодателю будет на много выгоднее уволить такого сотрудника. Так как от сотрудника нет пользы в работе, и организация несет убытки, выплачивая такому сотруднику заработную плату. Чтобы со стороны уволенного не последовало обвинений, работодателю требуется собрать доказательства недобротного выполнения работ. Таким образом, если уволенный сотрудник обратится в суд, работодатель сможет возместить ущерб, принесенный работником.

Довольно часты случаи, когда вина за конфликт лежит на том, кто выплачивает плату за труд. Причин может быть масса, от недобросовестности до элементарной нехватки средств. Данная проблема в большей степени характерна для индивидуальных предпринимателей, в государственных структурах проблемы с выплатами сотрудникам – редкий случай.

Итак, в случае если работодатель в связи со своей недобросовестностью не выплачивает своим сотрудникам зарплату следует оформить жалобу в Федеральную службу по труду и занятости (Роструд). Жалобу можно оставить лично, по почте или онлайн. Также можно оформить жалобу в районную прокуратуру или подать на работодателя в суд, а именно районный суд по месту нахождения организации. После этого в соответствии со статьей 236 Трудового кодекса Российской Федерации работодатель, задержавший или не выплачивающий зарплату обязан выплатить не только ее, но и компенсацию, которая будет высчитана из количества дней невыплат.

Так же существует так называемые «белые», «серые» и «черные» заработные платы. «Белая» зарплата – это официальная плата за труд, прописанная в приказе о приеме на работу, в трудовом договоре и других документах, свидетельствующих о приеме конкретного человека на конкретную работу, облагающаяся НДФЛ (налогом на доходы физических лиц) в размере 13 % от платы. С официальной платы за труд работодатель отчисляет страховые взносы, но, чтобы уменьшить сумму отчислений некоторые работодатели используют схемы «серых» и «черных» зарплат. Данные схемы являются незаконными в нашей стране и также не выгодны для сотрудников по многим факторам: несоизмеримые заработной плате выплаты по больничному, при требовании отпускных, при сокращении или увольнении по соглашению сторон, а главное – уменьшается размер пенсионных отчислений.

Во-первых, работнику нужно направить жалобу в налоговую инспекцию и прождать до 30 дней, за это время рассматривается жалоба. Также можно оформить жалобу в районную прокуратуру либо районный суд. Налоговая служба проведет проверку по факту обращения и при подтверждении факта использования незаконных схем выплат сотрудникам, в зависимости

от обстоятельств, работодателю может грозить штраф, принудительные работы и лишение свободы. К последнему виду наказания прибегают в особо тяжких ситуациях.

Но также не стоит забывать о том, что жертве недобросовестного работодателя требуется не только экономическая помощь. Некоторых работников запугивали, им угрожали и даже пытались запутать в существующих законах. После таких потрясений работнику требуется психологическая и юридическая помощь.

По статистическим данным экспертов РЭУ, в связи с неблагоприятной экономической ситуацией многие семьи распались. В апреле 2019 года в стране было зарегистрировано 53,7 тыс. разводов. В текущем году за тот же период расторгли брак только 13,7 тыс. пар (74,4 % к данным прошлого года) [1]. Естественно, не именно финансы являлись ключевой проблемой во всех разводах. Тем не менее, 94 % опрошенных женщин и 68 % мужчин выделяли финансовую составляющую, как главный двигатель в принятии такого трудного решения. После проблемы, которую повлекли за собой невыплаты, большинству нужна психологическая помощь. Этим делом занимается множество благотворительных организаций и центров психологической помощи.

Также большой проблемой является и юридический аспект проблемы. Многие, к сожалению, не знают законы нашей страны на должном уровне и поэтому становятся легкой мишенью для недобросовестных работодателей. В таких ситуациях следует обращаться за помощью к юристам, которые смогут помочь человеку с проблемой любого уровня. Юрист поможет в составлении плана обращения в надлежащие органы, поможет с оформлением заявления и подскажет, по каким критериям работодатель был не прав юридически.

Зачастую, обманутому работнику требуется помощь и в психологическом, и в юридическом плане, которая была бы узконаправленной, нежели обобщенной. В таком случае можно организовать фирму по поддержке специалистов, попавшихся на отвратительные условия труда и невыплаты заработной платы.

Условная фирма была бы очень востребованной, так как от инспекции труда не всегда приходится получать ожидаемый результат. В таком случае, в фирме бы работали юристы и психологи, только помощь бы их была узконаправлена конкретно на консультирование по поводу решения споров на нормативном уровне, помощь в правильном оформлении претензий, заявлений, требований и на поддержку пострадавшего в психологическом и моральном плане.

Хотелось бы отметить, что вышеописанные конфликты можно было избежать, как работникам, так и работодателям.

В первую очередь, работодатель должен нанимать специалиста не только благодаря нужному диплому или окончанным курсам. Работодатель должен узнать больше о человеке, который приходит к нему на собеседование. Из простой десятиминутной беседы можно узнать о человеке все, что нужно, например, есть ли у будущего работника вредные привычки, семья, дети. Проанализировав все полученные ответы, работодатель должен просчитать все существующие риски и, таким образом, будет совершенно ясно, возникнет ли с тем или иным человеком конфликт в дальнейшем.

Также и работник может понять, где не стоит трудоустраиваться. Если работодатель предлагает схемы «черной» и «серой» зарплаты, говорит, что именно на его предприятии установленные законодательством льготы и выплаты не действуют, стоит отказаться от такой работы. Такое поведение работодателя уже дает понять, что обмануты можете быть в дальнейшем и Вы.

Подводя итог всему вышесказанному, хотелось бы отметить, что любой конфликт в трудовой сфере может быть решен благодаря знанию законов и добросовестному обращению к своим должностным обязанностям как на посту начальства, так и на посту обычного служащего.

Иногда можно и избежать конфликта, главное – грамотно выбирать место работы и всегда внимательно читать условия договора или же, обратить более пристальное внимание на человека, приходящего к Вам для трудоустройства.

Библиографический список:

1. Деньги или чувства: на чем держится российская семья [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gazeta.ru/business/2020/07/29/13169503.shtml>

УДК 334.724

Приюты для беспризорных животных: о проблемах учреждений и источниках финансирования

Камышан Д.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Бездомные животные – довольно часто встречающаяся проблема для России. Только в 15 из 85 субъектов нашей страны ситуация с беспризорными животными является «относительно регулируемой». Остальные субъекты России на могут похвастаться такой статистикой. Но почему так происходит? Какие решения можно найти, чтобы и люди и их «четвероногие друзья» были счастливы? На эти вопросы я и постараюсь ответить. С 1 января в силу вступили положения федерального закона "Об ответственном обращении с животными", регулирующие деятельность по обращению с животными без владельцев. В это положение входит такие системы как ОСВВ (отлов-вакцинация-стерилизация-возврат) и МБИ (массовое безвозвратное изъятие). Многие люди, зная о так называемых, «подводных камнях» первой политики и недовольные второй, на добровольных началах создают приюты – временное, а иногда и пожизненное пристанище для брошенных или бездомных животных. Немногие из приютов являются государственными. Тем не менее, благодаря принятому положению начались работы, по улучшению ситуации с бездомными животными, по крайней мере, были выдвинуты цельные планы.

Для республики Коми уже есть предпосылки о решении «собачьего вопроса». Так, планируется в период с 2020 по 2022 года строительство приютов для животных в Воркуте. Инте, Усинске, Печоре, и два муниципальных приюта в Ухте и Сыктывкаре. Также в республике в два раза увеличили финансирование на отлов бездомных собак: если в 2019 году было выделено более 17,4 млн. руб., то в текущем году объем финансирования составляет 36,1 млн. руб. Следует отметить, что если ранее отлов, транспортировка, оказание ветеринарных услуг и содержание одной собаки оценивались в полторы тысячи рублей, то в текущем году стоимость затрат возросла в несколько раз: в среднем по региону она составляет восемь тысяч рублей.

Не секрет, что подавляющее большинство приютов для животных организуется инициативными группами лиц или одним лицом. В этих приютах собирают бродячих животных, лечат, кормят, пристраивают в добрые руки, а также помогают в поиске хозяевам потерявшихся животных. Все делается на средства лица (лиц) - держателя приюта, а также на пожертвования неравнодушных. Из всех возможных источников финансирования приютов: - финансирование из бюджета (за счёт наших налогов) предполагает участие в реализации программы, направленной на решение проблемы с бездомными животными в целом, и не может быть ограничено содержанием какого-то числа животных, в то время как проблема в целом (например, по городу) остаётся нерешённой; - финансирование за счёт пожертвований и благотворительности - вещь хорошая, но только в качестве бонуса, потому что этот источник финансирования нестабилен; - частные приюты с ограниченным числом животных (от 1 до ...) не должны оплачиваться из бюджета, зато могут существовать на оплату людей, которые хотят спасти вот этих конкретных животных. Как показывает практика и простейший анализ (согласно информации, публикуемой в группах социальной сети ВКонтакте и на прочих ресурсах) основные проблемы приютов это: 1. Территориальные. Приюты размещаются на дачных или частных приусадебных участках лиц - держателей приюта, задворках промышленных и складских зон с бесхозной территорией (нелегально), либо снимается в аренду на этих же промышленно-складских территориях. 2. Проблемы с электроэнергией, точнее, с ее отсутствием. В некоторых приютах готовят еду для животных на кострах. А в некоторых используют генераторы, купленные на пожертвования. 3. Проблемы с водой. Необходима для приготовления пищи и обеспечения питьевой водой, которая нужна как животным, так и работникам с волонтерами. 4. Проблемы с лекарствами. Многие животные, подобранные с улиц, имеют заболевания ЖКТ, кожных покровов и т.п., некоторые поступают в приют после попадания под автомобиль, и им требуется послеоперационная реабилитация. 5. Проблемы с питанием для животных. Но существуют решения проблем: 1. Обязать держателей приютов законодательно регистрировать

приюты для животных в качестве некоммерческой или общественной организации.2. Утвердить законодательно возможность зарегистрированным приютам безвозмездного получения для целевого использования земельного участка до 1 Га (включительно) в пределах до 5 км от границ муниципального образования с оформлением права собственности или безвозмездной аренды. В случае ликвидации организации участок вновь отходит в муниципалитет.3. Муниципальным властям обеспечить техническое присоединение к сетям электроснабжения.4. Муниципальным властям за счет муниципальных предприятий водоснабжения и водоотведения обеспечить бурение скважины на воду с достаточной производительностью и необходимым качеством воды (питьевая).5. Обеспечить перераспределение муниципалитетом денежных средств, выделяемых на отлов и ликвидацию бродячих животных. Часть денежных средств направлять в приюты для животных.6. Обязать торговые организации передавать приютам продукты с истекшим сроком годности, но не истекшим сроком качества и годные для употребления животными.

В настоящее время, государство начинает работу, над проблемой плохо оснащённых приютов. Так, соглашения о государственно-частном партнерстве предлагается разрешить заключать на строительство приютов для бездомных животных. Законопроект, вводящий такую возможность, разработали глава Комитета Госдумы по экологии и охране окружающей среды Владимир Бурматов и депутат Марат Бариев. Государственно-частное партнерство, по словам Бурматова, может стать одной из форм поддержки строительства приютов для зверей. При этом сегодня ни государственные, ни муниципальные власти не вправе заключать подобные соглашения с предпринимателями. В связи с этим парламентарии и предлагают пересмотреть действующие нормы законодательства. В рамках государственно-частного партнерства в России строят в основном дорожную инфраструктуру - крупные автотрассы, мосты, путепроводы. Но также бизнес привлекают и к строительству школ, детских садов, поликлиник, санаториев, учреждений культуры и других социальных объектов. На приюты для животных планируют выделять деньги из федерального бюджета. Точная сумма пока неизвестна, однако для спасения всех «бездомышей» требуется около пяти миллиардов рублей в год. Спасет ли ситуацию выделение денег из бюджета Минприроды? По словам Бурматова, финансирование приютов, стерилизации и так далее будет осуществляться за счет средств национального проекта «Экология». В рамках нацпроекта планируется потратить за шесть лет (с 2019 по 2024 год) четыре триллиона рублей. Причем не все деньги будут выделены из бюджета - источник финансирования смешанный. Обсудим экономическую часть открытия приюта. Строительство самого дешевого типового приюта для животных обойдется в 10 млн рублей, более дорогого — с центром стерилизации — в 22–25 млн, выяснили «Известия». Концепцию развития сети таких заведений направило в Минприроды Агентство стратегических инициатив (АСИ). Многим регионам понадобятся четыре–пять таких приютов, подсчитали эксперты. Сегодня количество бездомных животных достигает 20 тыс. на один субъект. При этом в некоторых субъектах до сих пор нет ни одного приюта, а там, где они есть, возникает большая проблема с финансированием. В Госдуме предлагают вывести содержание таких учреждений на федеральный уровень, а зоозащитники призывают к строгому контролю выделяемых средств, с чем невозможно не согласиться. «Приютов не становится меньше, потому что среди ответственных за решение вопроса бездомных животных на государственном уровне нет заинтересованных профессионалов и по-настоящему идейных людей», — комментирует Оксана Дубинина, руководитель программы «ПовоДОГ» и действительный член IAABC (Международной ассоциации консультантов по поведению животных). Поэтому тщательный контроль за средствами необходим. Как показывает статистика, с экономической точки зрения, намного выгоднее осуществлять политику ОСВВ (отлов, стерилизация, вакцинация, чипирование и выпуск), нежели МБИ (массового безвозвратного изъятия). Для анализа возьмем статистику по двум городам, где округленная стоимость за одну особь приблизительно равна 4500 руб, но будут разные программы. Такими городами являются Старый Оскол с программой МБИ и Вологда с программой ОСВВ. Учитывая, что в Вологде в 2,3 раза меньше поголовье собак, чем в Старом Осколе, стоимость программ также отличается в 2,3 раза. Но не стоит забывать, какие проблемы решает программа ОСВВ: 1. Уменьшение поголовья бродячих животных. Многие действующие приюты рады бы брать себе всех, но физически не могут. 2. Уменьшение распространения бродячими животными различных

заболеваний. 3. Уменьшение количества нападений на людей. 4. Улучшение имиджа России, как гуманной страны в глазах других стран. 5. Большинство бродячих животных обретут себе новый дом.

И для наглядности, произведем экономические расчеты. Планирование затрат позволит определить, сколько стоит открытие приюта, рассчитанного на передержку 200 животных в месяц:

Таблица 1

№	Наименование расходов	Сумма, руб.
1	Документальное оформление	10 000
2	Аренда площадки	45 000
3	Обустройство территории и помещений	200 000
4	Медицинское оборудование и препараты	100 000
5	Готовые корма или продукты	60 000
6	Реклама	25 000
7	Зарплата персоналу	60 000
8	Прочие затраты	100 000
Итого		600 000

Эта сумма может быть уменьшена за счет выделения муниципального участка, экономии на зарплате волонтеров, предоставлении оборудования, кормов, препаратов спонсорами.

Ежемесячные затраты на обеспечение деятельности приюта:

Таблица 2

№	Наименование расходов	Сумма, руб.
1	Арендные платежи	45 000
2	Коммунальные расходы	10 000
3	Корм, продукты	60 000
4	Ветеринарные препараты и средства ухода	40 000
5	Зарплата	80 000
6	Реклама	10 000
7	Налоги	20 000
8	Прочие затраты	50 000
Итого		315 000

Отдельной статьей идут утилизационные затраты. В месяц приходится усыплять около половины отловленных бездомных собак и кошек. Закупить и получить разрешения на собственное утилизационное оборудование слишком дорого, поэтому приюты сдают трупы животных на спец. предприятия по ликвидации биологических отходов. Прием осуществляется по цене 12 000 руб. за тонну.

Выручку предприятие получает от предоставления платных ветеринарных услуг и деятельности гостиницы:

Таблица 3

№	Наименование ежемесячных доходов	Сумма, руб.
1	Клиника	80 000
2	Гостиница	270 000
Итого		350 000

Чистая прибыль составляет 23 000 руб., вложения в проект окупятся через 2 года и 2 месяца. При открытии приюта важно привлечь к делу неравнодушных людей, которые смогут обеспечить хорошие условия проживания и уход для попавших в беду животных.

В заключение хотелось бы отметить, что постоянное перекалывание ответственности на государство, волонтеров и приюты, основанные на добровольных началах, не поможет в уменьшении количества бездомных животных. Главное, начать с себя – «мы в ответе за тех, кого приручили».

УДК 332.12

Социально-экономическое положение Ижемского района в историческом аспекте

Канева М.К.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ижемский район сегодня является частью Республики Коми. По итогам переписей более 80% населения данного муниципального образования признают себя коми-ижемцами, поэтому его можно считать этническим сообществом.

Ижемская слободка была образована в 1576 году. Коми-ижемцы занимались охотой, рыболовством, земледелием, переняли у ненцев и поставили на товарную основу северное оленеводство. Продажа продукции оленеводства, в первую очередь, замши, шкур, мяса, стала основой ижемской экономики. Расположение Ижемской слободы на оживленном торгово-промышленном пути способствовало относительно быстрому росту ее народонаселения. Торговые связи Ижемской слободы с ярмарочными центрами Вычегодского края – Турьей, Усть-Вымью, Яренском, Туглимом и Сольвычегодском – были значительными. Таможенные книги третьей четверти 17 века изобилуют описанием продуктов, доставляемых из села Ижмы и Печоры на Сольвычегодскую ярмарку – главным образом рыбы, оленьих шкур и изделий из них. В Ижемской слободе происходил пушной торг приезжих московских скупщиков.

Для рассмотрения социально-экономического положения Ижемского района в историческом аспекте необходимо рассмотреть основные показатели в динамике с момента образования Ижемского района до настоящего времени.

Ижемский район был образован в 15 июля 1929 года в составе АО Коми (Зырян) Северного края. До апреля 1939 года в составе Ижемского района был Ухтинский район, поэтому анализ за эти десять лет необходимо делать с учетом этого факта.

Одной из наиболее значимых проблем как Республики Коми в целом, так и Ижемского района является уменьшение численности постоянного населения. Рассмотрим, как изменилась численность Ижемского района за годы его существования и с чем связаны эти изменения.

На рисунке 1 показана динамика численности населения по десятилетиям.



Рисунок 1 – Изменение численности Ижемского района с момента его образования

По рисунку 1 очевидна тенденция к снижению численности постоянного населения. С момента образования Ижемского района она сократилась практически в 2 раза. На сегодняшний день наблюдается следующая тенденция: основное население концентрируется в районном центре (с. Ижма), а небольшие деревни (особенно труднодоступные) пустеют.

Рассмотрим причины уменьшения численности, которых может быть только две: естественная убыль и миграционный отток. Для начала рассмотрим показатели рождаемости и смертности, которые показаны на рисунке 2.

По рисунку 2 понятно, что в Ижемском районе начиная с середины 90-х годов XX века наблюдается естественная убыль населения, которая только в последние годы свелась к минимуму. Если коэффициент смертности показывает постепенное увеличение с небольшими спадами по периодам, то изменения коэффициента рождаемости характеризуются значительными скачками.

Теперь необходимо рассмотреть миграционные потоки, показанные на рисунке 3.

По рисунку 3 видно, что миграционный отток населения из района становится все более существенным, что в большей степени влияет на уменьшение общей ее численности, чем

естественная убыль. Миграционный отток происходит преимущественно за счет переезда сельчан в города. Кроме того, молодежь которая уезжает учиться в высшие и средние профессиональные учебные заведения, преимущественно не возвращается в район. Эта ситуация характерна для всех сельских районов Республики Коми, так как молодые люди не видят перспектив при возвращении их в родные села и деревни.

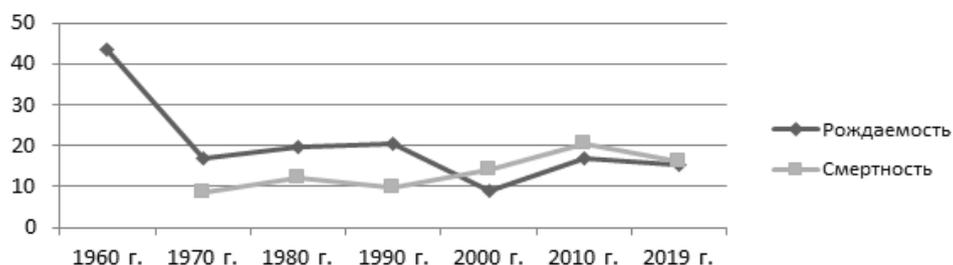


Рисунок 2 – Коэффициенты рождаемости и смертности в Ижемском районе за последние 60 лет

Далее необходимо перейти к рассмотрению остальных основных социально-экономических показателей Ижемского района начиная с момента его образования. К таким показателям можно отнести следующие: средняя продолжительность жизни, средний доход на душу населения, прожиточный минимум, количество людей за чертой бедности, величина поляризации доходов, объем медицинских услуг, доступных населению.

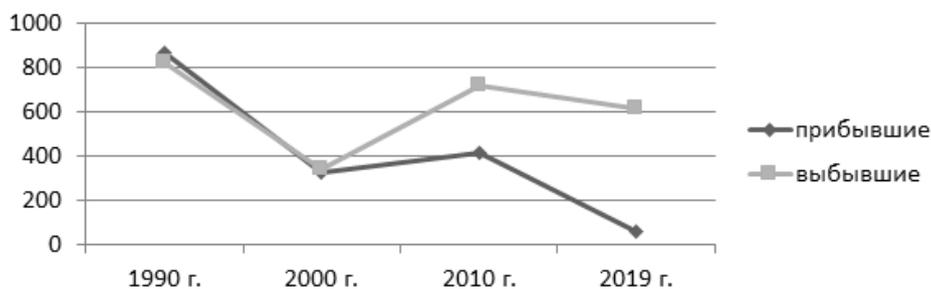


Рисунок 3 – Миграционный отток населения из Ижемского района

На продолжительность жизни в Ижемском районе влияют множество факторов: отсутствие врачей узких специальностей; труднодоступность медицинской помощи для отдаленных деревень на реках Ижма и Печора; сравнительно большая доля смертей от онкологических болезней и в результате суицида.

Следующим показателем социально-экономического положения Ижемского района является средний доход на душу населения. Этот показатель можно рассматривать с разных точек зрения. Сам по себе показатель является очень усредненным, поэтому рассмотрим отдельно понятие средней заработной платы и средней назначенной пенсии и сравним их с прожиточным минимумом соответствующих категорий граждан.

В таблице 1 проведено сравнение средней назначенной пенсии по району с прожиточным минимумом этой категории граждан. Так как понятие прожиточного минимума в законодательстве Российской Федерации появилось только в 1996 году, то рассмотрим данные, начиная с 1995 года.

По данным таблицы 1 видно, что размеры как среднемесячной назначенной пенсии, так и прожиточного минимума пенсионера наибольшую динамику имели до 2010 года, затем темпы роста резко сбавились. Вероятнее всего это связано с реформированием пенсионной системы. За рассматриваемый период наблюдается постепенный рост соотношения средней назначенной пенсии и прожиточного минимума. Только ближе к 2010 году это соотношение превысило 1, что связано изменениями в порядке выплат пенсий: с 1 января 2010 года появилась социальная доплата для доведения всех пенсионных выплат до прожиточного минимума. За счет этих выплат увеличилась средняя месячная назначенная пенсия, и она стала превышать прожиточный минимум.

Кроме того, необходимо рассмотреть среднюю назначенную заработную плату также в сравнении с прожиточным минимумом.

Таблица 1 – Соотношение назначенных пенсий и прожиточного минимума пенсионера

Годы	Средний размер назначенных пенсий		Прожиточный минимум пенсионера		Соотношение пенсии и прожиточного минимума
	Сумма, руб.	Относительное изменение к предыдущему году	Сумма, руб.	Относительное изменение к предыдущему году	
1995 г.	208 800	-	373 100	-	0,56
2000 г.	898	-	1 277	-	0,70
2005 г.	2 775	3,1 раза	2 975	2,3 раза	0,93
2010 г.	8 598	3,1 раза	6 300	2,1 раза	1,36
2015 г.	13 950	62,25 %	10 646	68,98 %	1,31
2019 г.	16 054	15,08%	11 366	6,76%	1,41

Таблица 2 – Соотношение средней заработной платы и прожиточного минимума трудоспособного населения

Годы	Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций		Прожиточный минимум трудоспособного населения		Соотношение заработной платы и прожиточного минимума
	Сумма, руб.	Относительное изменение к предыдущему году	Сумма, руб.	Относительное изменение к предыдущему году	
1995 г.	477 000	62,24%	521 500	-	0,91
2000 г.	1 396	-	1 865	-	0,75
2005 г.	6 071	4,3 раза	3 677	2 раза	1,65
2010 г.	17 731	2,9 раза	8 401	2,3 раза	2,11
2015 г.	32 561	83,64%	13 972	66,31%	2,33
2019 г.	47 437	45,69%	15 959	14,22%	2,97

По результатам расчетов в таблице 2 можно сделать вывод, что средняя номинальная заработная плата стала превышать прожиточный минимум после 2000 года, что связано с изменениями в расчете и установлении МРОТ. На 2019 год прожиточный минимум превышал среднюю номинальную заработную плату практически в 3 раза. Но наряду с таким превышением наблюдается тенденция к снижению темпов роста обоих показателей, что может негативно сказаться на размере реальной заработной платы. Учитывая, что это всего лишь средняя заработная плата, то скорее всего, эти процессы приведут не к уменьшению числа работников с большой заработной платой, а те, кто получает на уровне МРОТ.

Говоря об объеме услуг доступных населению, рассмотрим такие показатели как количество койко-мест, число врачей на 10 000 населения. Кроме того. Для сравнения возьмем такой же этнический сельский район Республики Коми – Прилузский. В таблице 3 представлена обеспеченность рассматриваемых субъектов местами в стационарах и врачами.

Таблица 3 – Обеспеченность врачами и койко-местами

Годы	Количество койко-мест на 10 тыс. населения			Число врачей на 10 тыс. населения		
	Ижемский район	Прилузский район	Республика Коми	Ижемский район	Прилузский район	Республика Коми
1975 г.	112	143,8	143	16,4	15	32
1985 г.	97,8	160,3	138	25,2	22,4	41
1990 г.	95,7	172,4	150	24,1	25,5	42
1995 г.	84,5	110,4	131	15,2	26,6	39
2000 г.	75,1	83,2	120	13,4	26,6	41
2005 г.	71,8	60,5	112,8	11,6	28,5	44
2010 г.	45,8	57,14	112	14,7	28,5	48

Как видно из таблицы 3, что как в целом по Республике Коми, так и по рассматриваемым районам происходит уменьшение количества койко-мест в расчете на 10 тыс. населения. В то же время, число врачей на 10 тыс. населения в республике Коми и Прилузском районе не значительно, но увеличивается, а в Ижемском районе – постоянно меняется то в одну, то в другую сторону.

В целом, по социально-экономическому положению Ижемского района за ряд последних лет можно сделать следующие выводы:

В целом по Республике Коми, так и в Ижемском районе наблюдается значительное сокращение постоянного населения, и это постоянная тенденция. Основной причиной этого является скорее миграционный отток населения, чем его естественная убыль. На сегодняшний день, население из городов Республики Коми массово уезжает в другие регионы (и это не пенсионеры переезжающие к старости на юг или в среднюю полосу, а трудоспособное население, стремящееся к лучшим условиям жизни). Из сельских районов (в том числе и из Ижемского) население преимущественно мигрирует в города. Из маленьких деревень молодежь активно переселяется в райцентр, а в них остаются только пенсионеры и люди, ведущие асоциальный образ жизни (некоторые деревни постепенно и вовсе перестают существовать).

По пенсиям и заработным платам можно сказать, что их соотношение с прожиточным минимумом существенно увеличивается. С одной стороны это является положительным моментом в улучшении уровня жизни населения, но с другой не может характеризовать реального положения дел. Во-первых, средняя заработная плата и средняя пенсия являются весьма неаналитическими показателями, во-вторых, прожиточный минимум имеет довольно низкий уровень и не позволяет большей части населения достичь приемлемого уровня жизни.

Библиографический список:

1. Официальный сайт территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Коми [Электронный ресурс]. – URL: <https://komi.gks.ru/>

УДК 314.06

Комплексная сравнительная характеристика населения МОГО «Ухта» и МОГО «Вуктыл»

Мезенцев П.А., Федак А.Н.

Научный руководитель – Лазарева В.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Данный анализ позволяет выявить в исследуемых районах проблемные показатели в сфере демографии для того, чтобы можно было спрогнозировать похожие процессы движения населения, требующие корректирующих воздействий для обеспечения демографической устойчивости региона.

1. Динамика численности населения МОГО «Ухта» и МОГО «Вуктыл»

Таблица 1.1 – Показатели численности населения

Показатель	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Ухта</i>						
Все население	чел.	119763	118987	117777	116249	113703
Динамика изменения численности	чел.		-776	-1210	-1528	-2546
Суммарная динамика за 5 лет	чел.					-6060
Суммарная динамика за 5 лет	%					-5,1 %
<i>Вуктыл</i>						
Все население	чел.	12348	12042	11797	11494	11401

Динамика изменения численности	чел.		-306	-245	-303	-93
Суммарная динамика за 5 лет	чел.		-944			
Суммарная динамика за 5 лет	%		-7,6 %			

Численность населения МОГО Ухта и МОГО Вуктыл за последние 5 лет имеют устойчивую тенденцию к сокращению. Их численность снижается, в основном, за счет миграционного оттока населения за пределы Республики в связи с учебой, поиском работы или переездом.

Как показывают данные текущего учета, за последние 5 лет численность населения МОГО «Вуктыл» сократилось на 944 чел., или на 7,6 %, а МОГО Ухты – на 6060 чел., или на 5,1 %.

2. Брачность (разводимость) в городских округах «Ухта» и «Вуктыл»

Таблица 2.1 – Коэффициенты брачности и разводимости на 1000 человек населения (2019 г.)

Показатель	Ухта	Вуктыл	Усинск	Удорский	Республика Коми
Коэффициент брачности	6,4	5,2	6,7	3,7	5,8
Коэффициент разводимости	4,3	7,0	5,7	3,8	4,7

Исходя из данных табл. 2.1, видно, что в Ухтинском районе показатели коэффициентов брачности и разводимости лучше, чем в целом по Республике Коми. В Вуктыльском районе же один из самых низких коэффициентов брачности (5,2) и самый высокий коэффициент разводимости (7,0). Это самая неблагоприятная картина браков и разводов во всей Республике Коми: коэффициент разводимости больше коэффициента брачности на 1,8 промилле. Таковую же положительную разницу разводов к бракам имеет только Удорский район (разводов больше браков на 0,1 промилле), но эта разница не так значительна, как в Вуктыльском районе [1].

Возможно, такая неблагоприятная ситуация вызвана тем, что в 2010 г. в Вуктыльском районе доля состоящих в браке людей составляла 65,3 %, а доля никогда не состоявших в браке составляла всего лишь 14,3 % (табл. 2.2). В пересчете на 1000 жителей это был самый высокий и самый низкий показатель в Республике Коми, причем второй – аномально низкий. Похожая ситуация сложилась и в Усинском районе: так же 65,3 % состоящих в браке и низкая доля никогда не состоявших в браке (18,7 %).

Таблица 2.2 – Распределение населения по состоянию в браке (2010 г.)

Состояние в браке	Вуктыл		Ухта		Усинск	
	N	%	N	%	N	%
Указавшие состояние в браке	11646	100	96783	100	36287	100
Состоящие в браке, в том числе:	7608	65,3	54933	56,7	23673	65,3
В зарегистрированном браке	6268	53,8	44939	46,4	19796	54,6
В незарегистрированном браке	1340	11,5	9994	10,3	3877	10,7
Никогда не состоявшие в браке	1667	14,3	22213	23	6663	18,7
Разведенные официально	1043	9	9022	9,3	3228	8,9
Разошедшиеся	200	1,7	1241	1,3	444	1,22
Вдовы	1128	9,7	9374	9,7	2279	6,3

Такая ситуация могла сложиться только в одном случае: возрастная группа 16-29, которая вносит наибольший вклад в долю никогда не состоявших в браке, в Вуктыльском районе должна была очень рано вступать в брачный союз (табл. 2.3).

Таблица 2.3 – Распределение по состоянию в браке в возрастной группе 16-29 (2010 г.)

Вуктыл			Ухта			Усинск		
Состоящие в браке	Никогда не состоявшие	состоящие в браке	- -	- -	- -	- -	- -	- -
		никогда не состоявшие						
1131	1153	0,98	9721	16129	0,60	4445	5087	0,87

По данным таблицы 2.2 можно заметить, что отношению состоящих в браке молодых людей к никогда не состоявшим почти 1:1, тогда как в других районах соблюдается строгая закономерность: это соотношение должно быть строго меньше одного (примерно 0,60-0,40, как в Ухтинском районе).

Таким образом, семьи, рано определившиеся со своим статусом, как правило, разводятся, из-за чего коэффициент разводимости в Вуктыльском районе в настоящий момент является самым высоким.

Это косвенно подтверждается тем, что Усинск так же имеет один из самых высоких коэффициентов разводимости (5,7), но он в данном случае это компенсируется еще более высоким коэффициентом брачности (6,7).

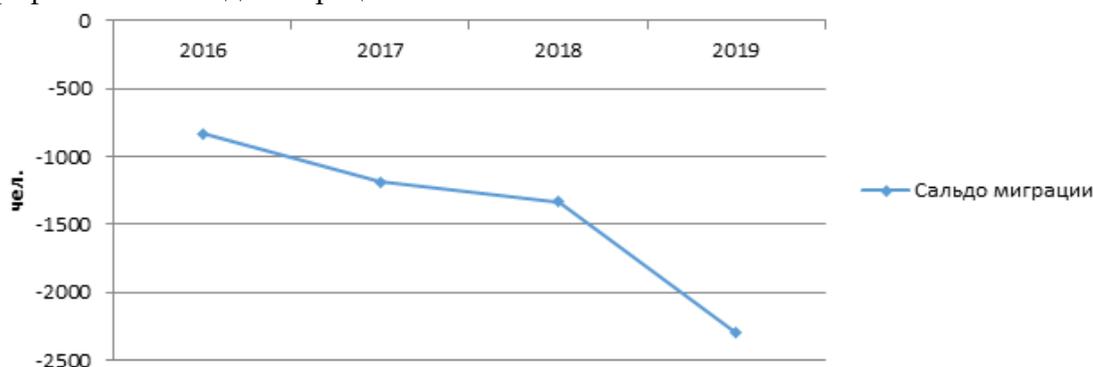
3. Механическое движение населения МОГО «Ухта» и МОГО «Вуктыл» в динамике

Сальдо миграции — это разница между количеством лиц, прибывших в страну или регион (иммигранты), и количеством лиц, выбывших оттуда (эмигранты) за один и тот же промежуток времени.

Таблица 3.1 – Показатели механического движения населения МОГО «Ухта»

Показатель	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019
Число прибывших	чел.	4602	4363	3838	2336
Число выбывших	чел.	5431	5553	5171	4638
Сальдо миграции	чел.	-829	-1190	-1333	-2302

График 3.1 – Сальдо миграции МОГО «Ухта»



С 2016 г., когда сальдо миграции имело минимальное отрицательное значение (-829 чел.), наблюдается устойчивое увеличение отрицательного показателя. Вероятно, такая же тенденция будет продолжаться и в последующие годы с увеличением отрицательного показателя сальдо миграции.

Возможными причинами миграции могут быть: перевод производств и предприятий в другие регионы, выезд на учебу, несоответствие между образованием и наличием рабочих мест, поиск лучших условий труда, плохое состояние окружающей среды, отражающееся на здоровье местного населения, климат, вступление в брак и тому подобное. Чаще всего на людей влияет сразу несколько обстоятельств.

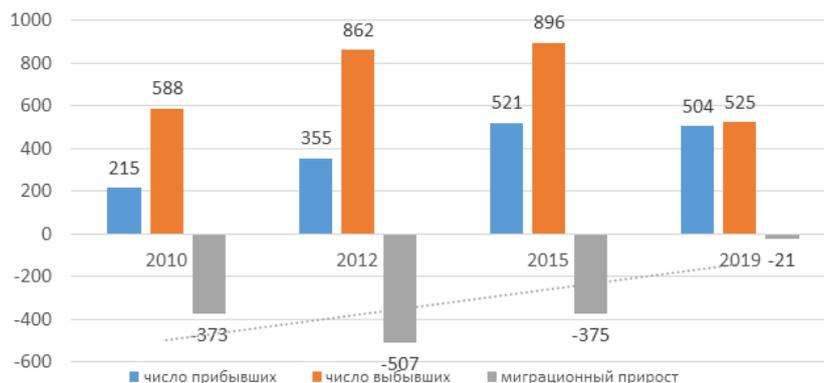
С 2012 г., когда сальдо миграции имело максимальное отрицательное значение (-507 чел.), наблюдается устойчивое уменьшение отрицательного показателя за счет большего числа иммигрантов и меньшего числа эмигрантов. Видимо, это обусловлено тем, что Вуктыльский район стал привлекателен для потенциальных трудовых ресурсов за счет высокой средней заработной платы работников предприятий (70615 руб. за 2019 г.) Снижение числа эмигрантов, вероятно, происходит из-за того, что район почти исчерпал потенциал к большой эмиграции по сравнению с Ухтинским районом.

Так, сальдо миграции в 2019 г. впервые за 10 лет оказалось ниже, чем естественная убыль населения (-21 и -72 чел. соответственно).

Таким образом, уже в ближайшее время, в период с 2021 по 2023 гг., может сложиться такая ситуация, что в Вуктыльском районе будет зафиксировано положительное сальдо миграции, а

затем – впервые за два десятилетия – население Вуктыльского района по сравнению к предыдущему году будет иметь прирост численности населения за счет миграционного прироста.

Гистограмма 3.1 – Динамика миграционного прироста МОГО «Вуктыл».



4. Особенности расселения МОГО «Ухта» и МОГО «Вуктыл»

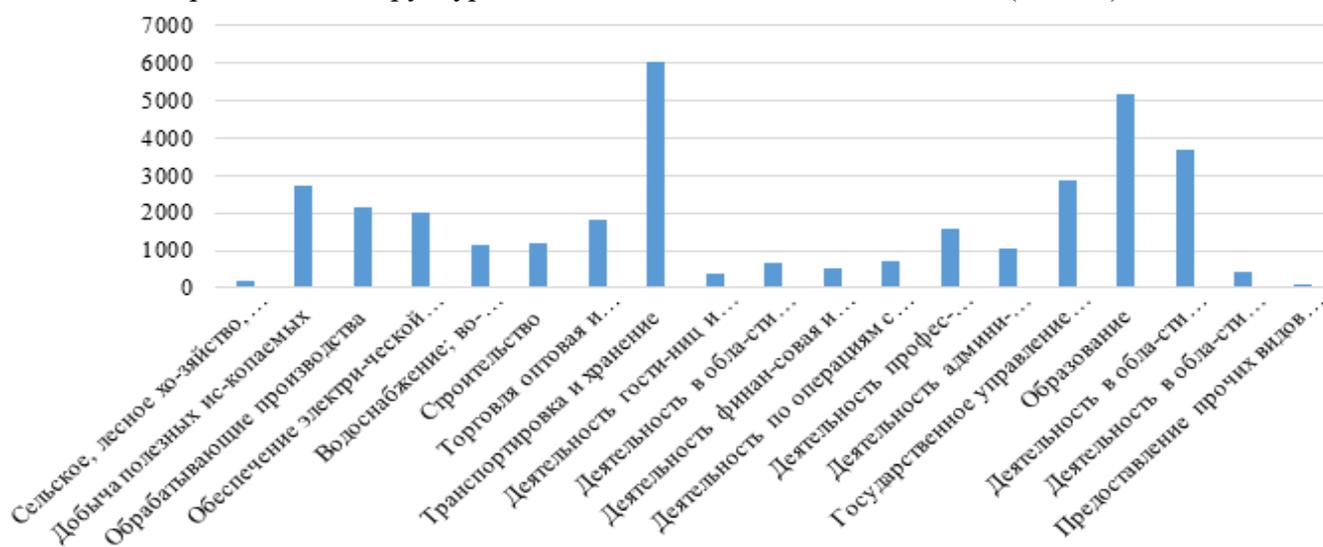
Основой формирования города и рабочих поселков МОГО «Ухта» выступало и выступает производство, а вернее - районы залегания дефицитных полезных ископаемых, последние и определили особенность расселения населения.

Городское население республики сконцентрировано вдоль узкой полосы Печорской железнодорожной магистрали и ее шести ответвлений на Лабытнанги, Усинск, Троицко-Печорск, Тиман, Вендингу и Сыктывкар. В этом ареале размещения городского населения сосредоточено 96,6% всех жителей городов и поселков городского типа. На значительном удалении от действующих железных дорог находятся только 2 городских поселения (город Вуктыл и рабочий поселок Нижний Одес) [2].

Таким образом, основой формирования города Вуктыл выступало и выступает Вуктыльское газоконденсатное месторождение, которое и определило будущую судьбу и заселение этого района.

5. Структура занятости населения МОГО «Ухта» и МОГО «Вуктыл»/

Гистограмма 5.1 – Структура занятости населения МОГО «Ухта» (2020 г.)



Наибольшая часть населения занята в сфере «Транспортировка и хранение», что включает в себя перевозку грузов и пассажиров, подчиняющуюся, либо не подчиняющуюся расписанию по железной дороге, трубопроводам, автомобильной дороге, водным или воздушным транспортом, а также сопряженную с ней деятельность, такую как деятельность вокзалов и терминалов, стоянок для транспортных средств, обработку и хранение груза и т.д. Второе место – образование, третье - деятельность в области здравоохранения и социальных услуг, четвертое - государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное обеспечение [3].

Наибольшая часть населения (30 %) занята в сфере «Добыча полезных ископаемых», она включает в себя процесс извлечения твёрдых, жидких и газообразных полезных ископаемых из недр Земли с помощью технических средств. Добыча полезных ископаемых относится к первичному сектору экономики. Процесс добычи полезных ископаемых заключается в разработке месторождений полезных ископаемых. Второе место занимает «Транспортировка и хранение» (17,1 %), что включает в себя перевозку грузов и пассажиров, по трубопроводам, автомобильной дороге, обработку и хранение груза и т.д. Третье место – образование (11,4 %), четвертое – государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное обеспечение (8,6 %) [3].

Диаграмма 5.1 – Структура занятого населения МОГО «Вуктыл» (2020 г.)



Таким образом, почти треть населения Вуктыла занята в сфере добычи полезных ископаемых, тогда как в Ухте данный вид деятельности находится на шестом месте по числу занятых и не является основным.

Библиографический список:

1. Статистический ежегодник, 2011 г. [Электронный ресурс] : URL : [https://komi.gks.ru/storage/mediabank/_public_doclib5_ежегодник_11_181111\(1\).pdf](https://komi.gks.ru/storage/mediabank/_public_doclib5_ежегодник_11_181111(1).pdf) [дата обращения 23.02.2021]
2. История МОГО «Вуктыл» [Электронный ресурс] : URL : <http://vuktyl.com/ogo-2.html> [дата обращения 28.02.2021]
3. Население Республики Коми, 2020 г. [Электронный ресурс] : URL : <https://komi.gks.ru/population> [дата обращения 28.02.2021]

УДК 338.22.01

Санкции: миф или реальность?

Никитина М.С., Дегтярь Е.П.

Научный руководитель – Скуднова И.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Экономические санкции – финансовые события запретительного характера, которые применяются одним участником интернациональной торговли по отношению ко второму участнику с целью заставить последнего изменить политический курс [1].

Уже больше года наша страна живет под санкциями США, ЕС и собственноручно введенным продуктовым эмбарго.

Возникает вопрос, санкции это миф или реальность? Получила ли экономика РФ хоть какую-то пользу от западных ограничений?

Основные санкции в отношении России решили ввести в апреле 2013 года из-за смерти российского аудитора Сергея Магнитского. Преимущественно большие по масштабу санкции связаны с присоединением Крыма к России и событиями на востоке Украины. Санкции стали тем самым стимулом по изменению экономики. Пока они не сильно заметны, но, все-таки они есть.

Сами по себе санкции – это досадная ситуация, воздействующая на репутацию страны. Это символ испорченных политических отношений. Их вводят как раз для стимулирования по смене политического или народнохозяйственного курса. Очевидных сдвигов в России в этом значении пока нет.

Итак, что мы имеем.

Отражение санкций на нефть. Без санкций обвал нефтяных цен не переживался бы так остро, валюта была бы крепче, возможно, ее совсем не довелось бы девальвировать.

Влияние на сельское хозяйство.

Считается, что российские «специальные финансовые меры» – одна из основ, на которой держится отечественное аграрное хозяйство. Действительно, в 2014-2016 гг., по информации Росстата, сектор возрастал высочайшими темпами – около 3-5 %, – особенно приметными на фоне стагнирующего ВВП. Впрочем и до 2014 г. он показывал похожие темпы, а в досанкционном 2013 году подрос на 6 % – подобных цифр не наблюдалось за прошедшие пять лет. С 2016 г. рост начал замедляться, несмотря на разрастание антисанкций: в 2016 г. сектор подрос на 5 %, в 2017 г. – на 2 %, а по итогам 2018 г. ушел в минус, впервые с 2012 г.

В 2014-2016 гг., по информации Минсельхоза, в течение года на поддержку АПК выделили 173,9 млрд рублей субсидий. По конечным итогам уборочной страды производство овощей в России в течение года возросло на 4 %. Картофеля на 6,7 %, а свеклы на 12,2 %.

По части продуктового эмбарго (таблица 1).

Необходимое импортозамещение во множестве случаев – абсолютное зло. Покупатель существенно теряет в стоимости и качестве, а производители вынуждены снижать качество, чтобы гарантировать некоторый реальный спрос. В целом получаем «пальмовый сыр» и остальные диковины продуктового эмбарго [2].

Таблица 1 – Доля категорий в совокупном объеме импорта в РФ, млн тонн.

Показатели	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Рыба	6,5 %	6,0 %	4,6 %	4,7 %	5,3 %	4,7 %	5,3 %
Молочная продукция	9,5 %	9,2 %	9,1 %	13,7 %	12,3 %	9,0 %	10,2 %
Овощи	21,9 %	26,7 %	25,3 %	24,0 %	27,0 %	23,2 %	21,6 %
Фрукты	46,7 %	44,9 %	49,6 %	44,3 %	44,0 %	55,8 %	55,7 %
Мясная продукция	15,4 %	13,3 %	11,3 %	13,3 %	11,3 %	7,3 %	7,3 %
ИМПОРТ	13,6	12,7	10,2	7,6	9,2	10,6	10,1

Импорт понадобилось сменить российскими продовольственными товарами, и это стало ключевой темой отечественных аграриев.

Принимая во внимание распоряжение от 2 октября 2014 года №1948-р., видно, что Минсельхозом России был подготовлен документ «Дорожная карта», который включает в себя комплекс мероприятий. В масштабах предоставленного документа были обнародованы следующие программы: «Государственная программа развития сельского хозяйства и регулирования рынков сельскохозяйственной продукции, сырья и продовольствия на 2013-2020 годы».

Естественно, импорт пришлось заменить российскими продовольственными товарами, и это стало ключевым этапом отечественных аграриев. Вместе с тем необходимо отметить, что все запланированное будет иметь закономерное заключение лишь через 10-15 лет, как сказано в дорожной карте.

Собственно на эти сроки заключены контракты на кредитование с банками РФ и субсидирования процентных ставок по коммерческим кредитам для сельскохозяйственных товаропроизводителей из федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ.

Плюсы санкций, это ставка на малый бизнес. Санкции стали ответственным предложением переосмыслить подход к предпринимательскому климату в стране, поскольку состояние среднего класса отчетливо ухудшилось.

Вдобавок санкции показали отрицательный результат на потребительский спрос и инвестиции, заработную плату, инфляцию и денежную базу Центробанка. Евросоюз предпочитает в качестве мишени отрасли, от доходов которых во многом зависит возрастание государственного бюджета РФ [3].

Санкции также направлены против российского ВПК, что еще больше увеличивает бремя военных расходов для страны.

А как дорого обошлись санкции Европе?

Сегодня антироссийские ограничения соблюдают 37 стран, включая США, Японию и весь Евросоюз.

В Берлине уже признавали, что Германия сильнее всех в Европе страдает от санкционной войны – 618 миллионов евро в месяц (7,4 миллиарда в год, 40 % всех убытков ЕС).

Польша, согласно отчету австрийских экономистов, потеряла в 2014-2016 годах около 3 млрд. евро и заняла вместе с Великобританией второе место среди стран ЕС по абсолютной величине потерь из-за российских контрсанкций (рисунок 1).

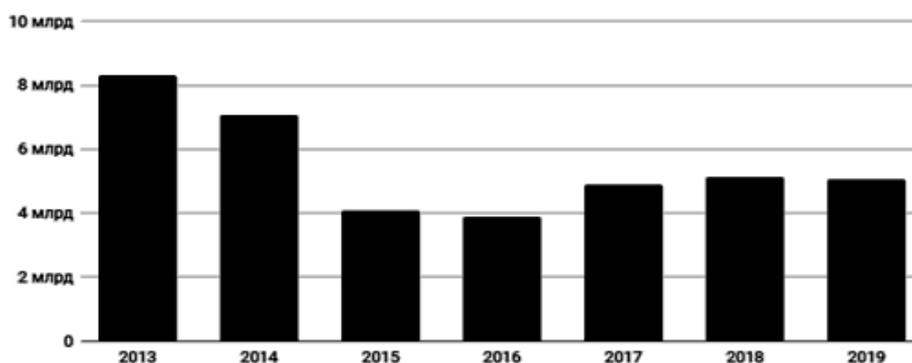


Рисунок 1 – Импорт в Россию из Польши

В точных цифрах это выглядит следующим образом: 2013 год – 8,3 млрд долларов США, 2014-й – 7,1 млрд, 2015-й – 4,1 млрд, 2016-й – 3,9 млрд, 2017 – \$4,91 млрд, 2018 – \$5,14 млрд, 2019 – \$5,07 млрд.

В Польше под удар попали фермеры, в первую очередь – занятые выращиванием яблок, ведь до введения эмбарго Россия поглощала 55 % зарубежных яблочных поставок, или 20 % всех польских яблок. Но пострадали также свиноводы, производители томатов, клубники и некоторых других видов сельхозпродукции.

При этом первое место с большим отрывом заняла Германия с суммой около 11 млрд. евро, что составило более 1/3 всех потерь Евросоюза.

В январе 2016 года экспорт в Россию из Турции опустился на 88 %. Большая часть запрещенной продукции – овощи. Этот товар составляет 90 % от общего запрещенного экспорта в Россию (рисунок 2). Сравнительно с январем 2015-го, в 2016-м экспорт овощей принес 29 млн долларов вместо 61 млн долларов.

Самое большое снижение отмечается в сегменте томата. Экспорт помидоров из Турции снизился на 65 % по объему и на 73 % по стоимости. Специалисты уверены, что это случилось из-за закрытия отечественного рынка (рисунок 3).

Что касается газовой отрасли, Минфин США продлевает отсрочку введения санкций по «Группе ГАЗ» до 26 января 2022 года. Ранее этот дедлайн уже неоднократно сдвигался, он истек 22 января 2021 года. Минфин США потребовал от группы ГАЗ предоставлять ему отчетность раз в квартал, а также отстранить Олега Дерипаску от принятия решений.

При соблюдении этих условий группа сможет продолжать работать с поставщиками и контрагентами. Кроме того, ГАЗ должен будет каждый месяц подтверждать, что не действует от имени Дерипаски или других лиц, включенных в санкционные списки.

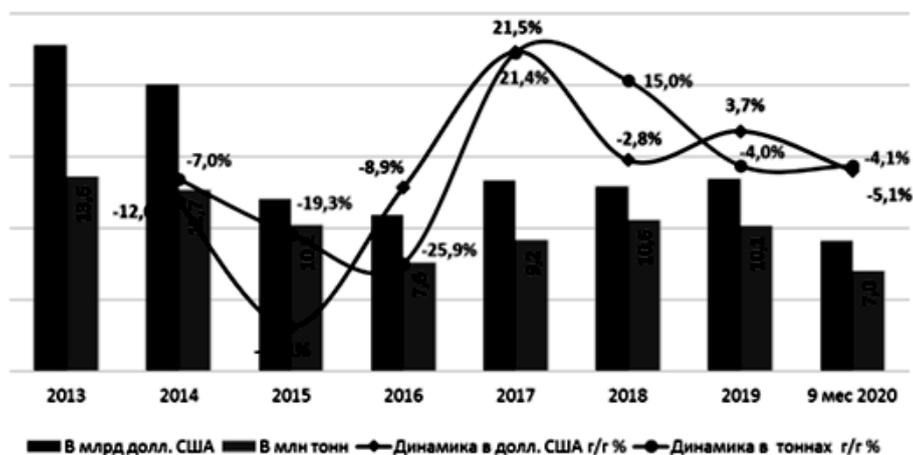


Рисунок 2 – Динамика российского импорта санкционной продукции

Динамика импорта за период 2013-2019 гг. в стоимостном и объемном выражении представлена на рисунке 3.

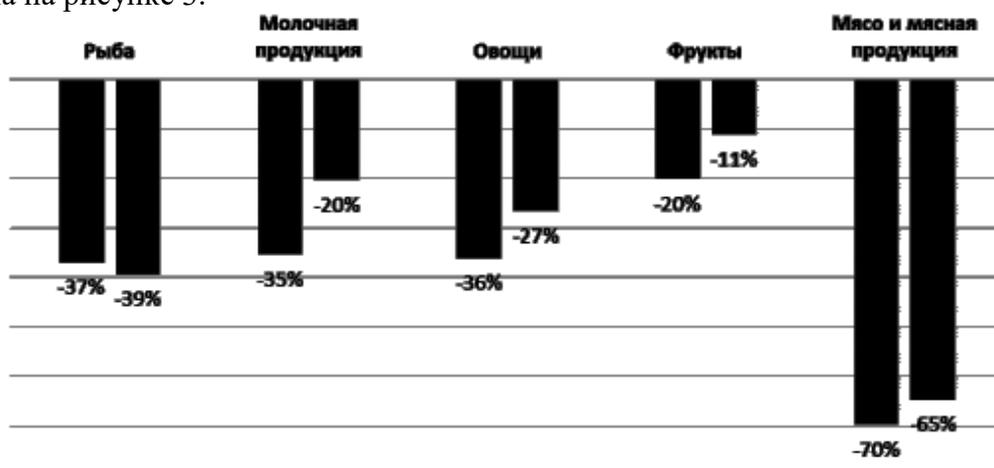


Рисунок 3 – Снижение импорта за период 2013-2019 гг. в стоимостном и объемном выражении

Подводя итоги: Европейский Союз 17 декабря 2020 года продлил до конца июля 2021 года срок действия санкций, введенных в отношении некоторых отраслей российской экономики. Ограничительные меры затрагивают финансовый, энергетический и оборонный секторы РФ, а также продукты двойственного назначения.

Санкционные ограничения пока еще не привели к сильным утратам для российской экономики. Но на продолжительном периоде страна имеет все шансы повторить как опыт собственного прошлого, так и стран Латинской Америки, во второй половине XX в. на политике импортозамещения, в итоге утратив значительные десятки процентов финансового роста.

При всем при этом санкции вынуждают Россию становиться все более самодостаточной. Как показала нынешняя пандемия, это прекрасно, быть подстрахованными на все случаи жизни. Но за многие года санкций, полного импортозамещения в России не произошло. Количество ввоза санкционной продукции за период 2013-2019 гг. сократилось на четверть в реальном и на 40 % в стоимостном выражении. При этом объем российского производства данных категорий продуктов вырос на 12,3 %.

В то же время процесс импортозамещения демонстрирует позитивную динамику. И если соблюдать условия сохранения ограничений по ряду направлений, для России в перспективе может быть обеспечен выход на полное импортозамещение, например, по мясной и сыромолочной продукции.

Санкции сейчас это наша реальность, в которой приходится жить и к которой необходимо приспособляться. Надеяться на отмену санкций ЕС в отношении России в ближайшее время не приходится. Значительная часть санкций останется в силе, пока Крым наш.

Библиографический список:

1. Банковская энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://banks.academic.ru> (дата обращения 20.02.2021).
2. Кнобель А. Ю. Санкции: всерьез и надолго [Электронный ресурс] / А. Ю. Кнобель, К. М. Багдасарян, А. Н. Лощенкова, К. А. Прока. – Москва: Издательский дом «Дело» РАНХиГС, 2019. – 80 с. – Режим доступа: <https://znanium.com/read?id=344652> (дата обращения 19.02.2021).
3. Тупчиенко, В. А. Актуальные проблемы социально-экономического развития России в условиях сохранения санкций [Электронный ресурс]: монография / В.А. Тупчиенко. – Москва: Научный консультант, 2017. – 172 с. – Режим доступа: <https://znanium.com/read?id=340766> (дата обращения 20.02.2021).

УДК 338.27

Модели оценки и анализа финансового состояния предприятия

Рассадииков С.В.

Научный руководитель – Плюснина О.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Способы, методы и приемы, которые управленцы используют для понимания всех, финансовых, хозяйственных и производственных процессов, которые происходят на предприятии, а также выявления взаимосвязи этих процессов называют методом экономического анализа.

Метод экономического анализа обладает специфическими особенностями:

- применяется система аналитических показателей, которые характеризуют исследуемое предприятие со всех сторон его финансово-хозяйственной деятельности;
- происходит выявление всех причин, по которым изменились эти показатели;
- выясняются причинно-следственные связи между исследуемыми показателями.

Систему нормативов, требований и правил, характеризующих эффективность, применяемых методов, называют методикой анализа.

Методологической основой финансово-экономического анализа принято называть применение метода и методики в совокупности.

Аналитические методы разделяются на две крупные группы - количественные или формализованные методы, и качественные, иными словами, логические.

Аналитические приемы и методы, которые основаны на логическом мышлении, на применении профессионализма и опыта аналитика, на интуиции, можно отнести к качественным методам анализа.

На основании применения этих методов, можно получить достаточно точные результаты или несколько различных результатов для того, чтобы впоследствии выбрать самый верный, применяя логические методы.

Состав количественных методов: статистические, бухгалтерские методы, методы классического анализа, экономико-математические методы.

При анализе финансовой отчетности предприятия применяют как логические, так и количественные методы.

Но к наиболее часто используемым методам финансового анализа относятся, методы, приведенные на рисунке 1.

В процессе анализа финансово-хозяйственной деятельности предприятия исследуется целая система различных показателей, каждый показатель отражает отдельный процесс в жизнедеятельности всего предприятия. Абсолютные, относительные и усредненные показатели характеризуют разнообразие экономических процессов, протекающих на предприятии, без расчета коэффициентов и показателей невозможно проследить производственный путь предприятия.

- метод абсолютных, относительных и средних величин;	- метод сравнения;	- вертикальный анализ;	- горизонтальный анализ;	- трендовый анализ;
- факторный анализ;	- анализ с помощью финансовых коэффициентов;	- метод экспертных оценок;	- метод детализации;	- метод построения дерева решений.

Рисунок 1 - Методы финансового анализа

1. Метод абсолютных величин. В данном методе характеризуются размеры и численность рассматриваемого явления.

Если единица измерения соответствует потребительским качествам продукции, то на практике применяют натуральные единицы измерения.

Натуральные единицы измерения могут состоят из нескольких компонентов, таких как тонно-километры, человеко-часы и дни.

Денежные или стоимостные показатели применяют для того, чтобы обобщить данные по учету всего предприятия или области его деятельности. Такими показателями служат: цена за единицу продукта, размер доходов и расходов предприятия, выручка от продажи товаров, работ и услуг, сумма задолженностей предприятия и т.д.

Необходимо заметить, что денежные или стоимостные показатели можно получить, непосредственно производя расчет и сбор данных.

Расчетным абсолютным показателем, например, является абсолютное отклонение.

Рассчитываются относительные величины делением фактического показателя на базовый показатель и выражаются в коэффициентах или в долях.

Сравнивать можно только одинаковые показатели, но находящиеся в разных временных периодах, в разных территориальных или географических объектах. Результатом такого сравнительного анализа будет выступать коэффициент сравнения или процентное соотношение.

Результатом сравнения одноименных величин могут быть следующие относительные показатели.

а) Величины, характеризующие изменение, т.е. увеличение или снижение исследуемого явления во времени, называются относительными величинами динамики.

б) Величины, характеризующие соотношение между различными частями одного явления, именуется относительными величинами координации. Примерами таких величин служат соотношения между собственными и заемными ресурсами компании, соотношения численности управленческого штата сотрудников и рабочим штатом, соотношение между активами и пассивами предприятия. Относительные коэффициенты координации служат для определения числа единиц одной части, приходящихся на 100, 1000 или более единиц другой части.

в) Коэффициенты фондоотдачи, материалоотдачи, фондовооруженности, доходности, деловой активности и прочие показывают качественную сторону финансово-хозяйственной деятельности компании и относятся к категории относительных величин интенсивности.

Подводя итог, можно отметить, что методы относительных показателей выступают основными методами анализа финансово-хозяйственной деятельности компании. Для того, чтобы сформировать реальную картину финансово-хозяйственной деятельности компании нужно объединять методы относительных абсолютных показателей в единое целое, тогда картина будет максимально полной.

2. Метода средних величин - это статистический метода, который применяют предприятия при анализе финансово-хозяйственной деятельности для того, чтобы обобщить собранные данные по принципу нахождения середины исследуемого признака, данный метод определяет среднюю величину в исследуемой совокупности однородных показателей и показывает средний уровень места и времени.

3. Древнейшим логическим методом анализа считается метод сравнения. Для проведения процедуры сравнения, ставятся вопросы «меньше или больше», «лучше или хуже». Сравнение

различных объектов парами, обусловлено психологическими особенностями людей. Для сравнения используют различные методы и приемы, на пример шкалы.

4. Вертикальный анализ предназначен для раскрытия структуры отчетности организации в разрезе относительных значений. Вертикальный анализ позволяет увидеть удельный вес отдельно взятого того показателя из баланса или другой отчетности к его итоговому значению. Динамические ряды таких показателей служат для прогноза и отслеживания изменений, произошедших в структуре активов и пассивов предприятия.

В заключении можно сделать вывод, что вертикальный анализ обладает двумя характерными чертами - это, что расчет относительных величин, даст возможность провести сравнительный анализ финансово-хозяйственной деятельности компании в разрезе его отраслевой принадлежности, и то, что относительные показатели берут в расчет и снижают отрицательное воздействие инфляции, которая в значительной мере искажает абсолютные величины.

5. Сущность горизонтального анализа сводится к созданию нескольких аналитических таблиц, в которых абсолютные балансовые показатели дополняются относительными темпами роста (снижения). Степень агрегирования показателей определяет аналитик. Как правило, берут базисные темпы роста за ряд лет (смежных периодов), что позволяет анализировать изменение отдельных балансовых статей, а также прогнозировать их значение.

Вертикальный и горизонтальный анализ финансовых показателей дополняют друг друга, поэтому целесообразно строить таблицы, которые отражают и структуру финансовой отчетности, и динамику ее показателей по отдельности.

6. Трендовый анализ служит для того, чтобы определить тренд и ценовые показатели, а также для построения прогноза. Тренд - это путь развития. Тренд определяется на основе анализа временных рядов следующим образом: строится график возможного развития основных показателей организации, определяется среднегодовой темп прироста и рассчитывается прогнозное значение показателя. Анализ временных рядов позволяет решать следующие задачи:

- изучить структуру временного ряда, включающую тренд - закономерные изменения среднего уровня параметров, а также случайные колебания;
- изучить причинно-следственные взаимосвязи между процессами;
- построить математическую модель временного ряда.

Анализ тренда предназначен для исследования изменений среднего значения временного ряда с построением математической модели тренда и с прогнозированием на этой основе будущих значений ряда. Анализ тренда выполняют путем построения модели простой линейной или нелинейной регрессии.

7. Метод всеобщего системного исследования влияния всевозможных факторов, как внутренних, так и внешних, на результативность изучаемых показателей называют факторным анализом.

Классификация видов факторного анализа:

- функциональный и вероятностный,
- прямой (дедуктивный) и обратный (индуктивный),
- одноступенчатый и многоступенчатый,
- статический и динамический,
- пространственный и временной,
- ретроспективный и перспективный.

Для того чтобы создать систему факторов, надо расположить изучаемый процесс в виде суммы, произведения или деления совокупности факторов, осуществляющих влияние на величину этого процесса, состоящего в функциональной зависимости с ними.

8. Финансовые коэффициенты применяются для анализа финансового состояния предприятия и представляют собой относительные показатели, определяемые по данным финансовых отчетов, главным образом по данным отчетного баланса и отчета о прибылях и убытках.

Положительные моменты применения метода коэффициентов:

- доступность информации, которая требуется для всех участников исследования;
- маневренность и быстрота расчетов;

- возможность отследить динамику изменений финансово-хозяйственной деятельности компании;
- возможность провести сравнительный анализ финансово-хозяйственной деятельности компании с аналогами;
- избежание искажений анализа с учетом инфляционных процессов.

9. Сущность экспертных методов, заключается в том, что они применимы при невозможности использования инструментальных методов исследования, а также когда нет возможности тщательно изучить физические процессы.

Использование метода экспертных оценок возможно в двух формах - количественной и качественной. Неумелое использование инструментальных методов и технических новаций в сложных сферах деятельности ведет к применению методов экспертных оценок.

В серьезных ситуациях и сложных вычислениях мнение эксперта может быть неправильным, поскольку экспертиза будет построена на традиционных и личностных суждениях эксперта, два разных эксперта могут дать абсолютно разные заключения одного и того же объекта. Поэтому оценка сложных процессов и явлений должна производиться только высококлассными специалистами.

Для снижения риска субъективных оценок и суждений, предприятия при анализе финансово-хозяйственной деятельности прибегают к помощи группы экспертов-оценщиков, для того чтобы минимизировать разночтения экспертизы.

10. Метод детализации представляет собой один из наиболее распространенных приемов анализа во многих областях науки, в том числе и в анализе финансово-хозяйственной деятельности экономических субъектов. При сочетании с другими приемами детализация позволяет все стороны оценить исследуемые явления и вскрыть причины создавшегося положения. В зависимости от сложности, описывающие его показатели, расчленяются по временному признаку, по месту совершения хозяйственных операций, центром ответственности или составным частям.

11. Суть метода построения дерева решений относится к методам, применяющим ситуационный анализ и применим тогда, когда возникает необходимость исследуемую ситуацию структурировать, когда решение принимается в условиях риска и неопределенности, и исход зависит от вероятности. Дерево решений - это математическая модель, с помощью которой менеджеры могут разложить свои решения на составные части и принимать объективные решения по каждой части общего.

Библиографический список:

1. Бердникова, Т. Б. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия: учеб. пособие для вузов // Т. Б. Бердникова. - М.: ИНФРА-М, 2018. - 214 с.
2. Герасимова, В.Д. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности промышленного предприятия: учебное пособие. - М.: КНОРУС, 2019. - 360 с.
3. Дыбаль, А.Г. Финансовый анализ: (теория и практика) учебное пособие 4-е изд. - М.: Бизнес-Пресса, 2017. - 336 с.

УДК 338.27

Совершенствование логистическо-функционального менеджмента в управлении запасами промышленного предприятия

Рассадникова А.А.

Научный руководитель – Плюснина О.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В статье рассмотрены инструменты и методы различных систем применяемых, как в зарубежной, так и отечественной практике при управлении запасами промышленного предприятия в реальных условиях.

Ключевые слова: запасы, управление запасами, потребности предприятия, материалы и сырье, потребители, финансовые показатели предприятия.

Управление запасами – это оптимизация запасов выпускаемой продукции с целью снижения затрат при высоком уровне обслуживания, результатом которого является повышение экономической эффективности работы предприятия. Управление запасами в логистике – наиболее благоприятные условия для процесса, в результате которого выполняются операции с запасами предприятия, находящиеся как на ее балансе, так и за ее пределами деятельности, на всех этапах доставки их конечному потребителю.

Управление запасами считается наиболее эффективным, итогом которого является удовлетворяющие или превосходящие ожидания потребителя, создавая необходимое количество запасов продукции на данный момент времени, в результате улучшаются показатели финансовые результаты предприятия.

Применение логистических методов управления запасами способствует успешной деятельности предприятия в условиях развитого конкурентного рынка, итогом которого является развитие этой системы, помимо расходов на пополнение и содержание запасов, позволяет существенно снизить транспортные и складские расходы, ускоряет оборачиваемость оборотных средств и в целом повышает эффективность производства.

Существуют различные инструменты и модели для управления запасами предприятия, используемые в мировой практике, такие как: экономичный размер заказа (Economic order quantity); объем минимального заказа (Minimum order quantity); ABC-анализ (ABC-analysis); управление запасами точно в срок (Just in time inventory management); уровень страхового запаса (Safety stock inventory); расчет точки заказа (Reorder point formula). Точка повторного заказа (ROP); система непрерывного учета запасов (Perpetual inventory management); прогнозирование спроса (Demand forecasting) и др. [1]

Рассмотрим применение некоторых из предложенных методов на примере ООО «Усинск НПО-Сервис».

Компания ООО «Усинск НПО-Сервис» специализируется на оказании услуг по сервисному обслуживанию и капитальному ремонту, нефтепромыслового и различного оборудования в области добычи, подготовки и транспортировки нефти.

Предприятие является основным поставщиком услуг по сервисному обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования на предприятия «ЛУКОЙЛ-Коми».

Основным видом деятельности организации является все виды ремонта машин и оборудования на различных стадиях их использования.

Управленческая деятельность специалистов ООО «Усинск НПО-Сервис», основывается на мероприятиях разработанных данной компанией, которые в своей работе используют статистические методы сбора, хранения и обработки информации с применением компьютерных технологий, применяя их на различных этапах управления запасами. Основным условием для выполнения производственной программы по качеству оказываемых услуг является обеспечение предприятия необходимым объемом материальных ресурсов и максимально эффективное использование их в дальнейшей работе. Приступая к анализу и оценке управления запасами, следует иметь в виду, что на многих предприятиях ассортимент и потребности в материальных ресурсах должна быть в необходимом потребном диапазоне. Необходимый объем обеспеченности материальными ресурсами достигается в результате проведенного анализа, а также подтверждается их эффективность использования на всех этапах исследования. Следует проводить оценку по основным видам запасов ресурсов, которые являются определяющими компонентами при оказании услуг. Обеспеченность материальными ресурсами влияют на объем производства компании, нормы расхода продукции, изменения величины их запасов на начало и конец рассматриваемого периода. В процессе исследования определяется влияние факторов, которые воздействуют на изменение выполнения плана снабжения товарно-материальных ценностей по определяющим группам и отдельным элементам.

Проведенный анализ хозяйственной деятельности ООО «Усинск НПО-Сервис» показал, что результатом является проблемы развития и функционирования компании в логистической системы управление запасами.

Основная проблема состоит в том, что на складе скапливается большое количество неликвидных материалов, товаров и остатков продукции, а также нехватка продукции по

необходимым позициям для потребителя. Основной причиной не рационального использования запасов обуславливается тем, что предварительный заказ товаров производится на основании предполагаемых планов продаж компании, а также то, что эти планы устанавливает руководитель отдела закупок исходя из информации предыдущих заказов и закупок. Результатом этой деятельности является убытки организации из-за не эффективного использования объема складского хозяйства.

Предлагается внедрить управления запасами систему «точно в срок» на предприятии ООО «Усинск НПО-Сервис».

Одним из эффективных методов в управление запасами, многими авторами рассматривается система. В зарубежной и отечественной практике рассматриваемый метод встречается под названием «just in time» или аббревиатурой «JIT».

Условие работы данной системы достигается за счет того, что заказываемый товар необходим в таком объеме, что исключает использование склада. То есть организация работы составляется таким образом, чтобы они осуществлялись точно в то время, когда это необходимо для потребителя.

Основной целью модели JIT – это оптимальная система, итогом которого является баланс, обеспечивающий плавный и быстрый поток ресурсов через эту систему. Идея рассматриваемой модели заключается в том, чтобы обеспечить минимум операций, используя при этом запасы оптимальным способом.

При использовании системы «точно в срок» необходимо, чтобы был компетентен отдел закупок материалов и сырья, который будет точно и четко планировать необходимый объем потребляемых ресурсов в течение времени определенного потребителем. [2]

ООО «Усинск НПО-Сервис» ведет производственно-закупочную деятельность по закупкам таким материалов как: болты, хомуты, швеллеры, топливо, цемент и прочее, то разовые объемы поставок будут малы. Если рассчитать выгоду от получения скидки при заказе крупной партии материалов с эффектом, который организация получит от внедрения данной системы, то можно сделать вывод, что предлагаемая система «точно в срок» применима на данном предприятии.

При заказе материалов и сырья, поставщики предприятия предлагает гибкую систему скидок в случае заказа:

- от 1 000 тыс. руб. – 7 % скидки;
- от 2 000 тыс. руб. – 15 % скидки;
- от 3 000 тыс. руб. – 20 % скидки.

При этом, поставщик обязуется обеспечивать бесплатную доставку заказа до пункта указанного заказчиком.

Все необходимые материалы и сырье доставляются по мере необходимости и их потребности с периодичностью один раз в месяц (в расчете используется данный промежуток времени, он зависит от потребности потребителя ресурсов).

В среднем доставка груза стоит 300 000 руб., в результате за год будет достигнут экономический эффект:

$$\Theta = 300\,000 \times 12 = 3\,600\,000 \text{ руб.}$$

При использовании системы «точно в срок» сократятся затраты объем склада до нуля, а затраты на транспортные услуги увеличатся до:

$$Z_{\text{ск}} = 300\,000 \text{ руб.} \times 24 = 7\,200\,000 \text{ руб.}$$

Исходя из этого, возникает потребность закупка материалов и сырья более мелкими партиями. В результате компания упускает экономический эффект от скидок в размере:

Средний объем закупки материалов и сырья составляет:

$$V_{\text{зт}} = 2\,093\,490 / 12 \text{ мес.} = 174\,457,5 \text{ тыс. руб.}$$

Отсюда, компания получает скидку в размере:

$$C = 174\,457,5 \times 0,2 = 34\,891,5 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на материалы:

$$Z_M = 174\,457,5 - 34\,891,6 = 139\,566 \text{ тыс. руб.}$$

Средний объем закупки по системе «точно в срок»:

$$Z_{\text{ЛТ}} = 2\,093\,490 / 24 \text{ (2 раза в месяц)} = 87\,229 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на хранение в год:

$$(1,3 \times 425\,250,6) / 1000 = 552,8 \text{ тыс. руб.}$$

В таблице 1 покажем сравнение эффекта в месяц по обычной системе закупки товаров и по системе «точно в срок».

Таблица 1 – Сравнение экономического эффекта в месяц

Критерии оценки	Без внедрения системы «точно в срок»	С внедрением системы «точно в срок»
Затраты на складское хранение	552,8 тыс. руб.	0
Затраты на товары	139 566 тыс. руб.	87 229 тыс. руб.
Затраты на транспортировку	0	7 200 тыс. руб.
Сумма затрат	140 118,8 тыс. руб.	94 429 тыс. руб.
Разность	45 759,8 тыс.руб.	

Из таблицы 1 видно, что, внедрив систему «точно в срок» предприятие выиграет 45 759,8 тыс. руб. в месяц, а в год предприятие экономит 549 117,6 тыс. руб. Из чего можно сделать вывод, что применение системы «точно в срок» эффективно на данном предприятии.

Проведем планирование товарных запасов ООО «Усинск НПО-Сервис» индексным методом. В таблице 2 приведен расчет среднего индекса.

Таблица 2 – Расчет среднего индекса

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год
Фактический товарооборот за год, руб.	15 488 807	12 762 110	10 300 994
Фактические средние товарные запасы за год, руб.	3 521 067	2 544 853	2 093 490
Товарооборот + средние товарные запасы за год, руб.	19 009 874	15 306 963	12 394 484
Отношение средних товарных запасов к сумме товарооборота и средних товарных запасов	0,19	0,17	0,17

Средний индекс товарных запасов составит:

$$I_{\text{ср}} = (0,19 + 0,17 + 0,17) / 3 = 0,173.$$

Прогнозируемая величина товарооборота ООО «Усинск НПО-Сервис» составит:

$$10\,300\,994 \times 1,173 = 12\,087\,815 \text{ тыс. руб.},$$

тогда норматив товарных запасов на прогнозируемый период будет равен:

$$N_{\text{зап}} = 2\,093\,490 \times 0,173 / (1 - 0,173) = 439\,349 \text{ тыс. руб.}$$

Все рассчитанные показатели говорят об эффективности предлагаемого мероприятия по совершенствованию управления запасов по системе «точно в срок» предприятие.

В целях избежание убытков работники финансово-экономической службы предприятия проводят ежемесячные ревизии на складах. Какого-либо другого контроля на предприятии не проводится. Проведем выборочный контроль запасов предприятия последнего года рассматриваемого периода (2019 год), применив группировку «АВС».

Проведем «АВС-анализ», сначала для каждой категории элементов, присвоим соответствующую группу товаров.

Группе «А» присвоим наиболее дорогие виды элементов запасов, для которых требуются постоянный мониторинг и влияющие на финансовые показатели, в случае их недостатка. К группе «В» отнесем виды элементов группы материалов и сырья, которые имеют меньшую значимость в обеспечении бесперебойного операционного процесса и формировании финансовых результатов предприятия. Все остальные виды запасов с низкой стоимостью, не влияющей на формирование финансовых результатов, отнесем к группе «С».

В группу «А» мы отнесли виды материалов, которые в большом количестве используются для всех видов ремонта машин и оборудования, в следующую группу «В» отнесли запасы, которые используются в ремонте в меньшем степени, чем запасы группы «А», соответственно в группу «С» отнесли наименее используемые запасы материалов.

Таблица 3 – Итоги анализа методом «АВС»

Группа	Число групп	Удельный вес
А	25	90 %
В	33	8,8 %
С	42	1,2 %

К группе «А» относятся запасные части, которые занимают 90 % всех запасов, соответственно за ними нужен ежедневный контроль во избежание отрицательных последствий при их недостатке для предприятия. Группа «В» занимает меньшую долю всех запасов 8,8 %, за данными типами товара возможен ежемесячный контроль. К группе «С» отнесли все остальные виды запасов 1,2 % за которыми контроль возможен раз в квартал.

Библиографический список:

1. Антонян Л.В. Методика выбора модели управления запасами // Методы менеджмента качества. 2019. – №11. – С. 30-36.
2. Эльяшевич И.П. Анализ системы управления запасами компании // Логистика сегодня. – 2013. – № 3. – С. 146-156.

УДК 338.436.33

Влияние различных факторов на темпы роста общественного продукта

Рябчикова А.А.

Научный руководитель – Канева М.К.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Всем известно, что в рыночной экономике любой товар мы получаем в ходе его обмена на деньги, поэтому в структуру общественного продукта будут входить такие показатели, как товарная форма и цена. Когда цены нет, то общественный продукт хотя бы должен быть оценен с помощью величины действительных издержек, которые были потрачены на его создание.

Для оценки общего объема национального производства, то есть для общей совокупности произведенных товаров и услуг, которые были сделаны в течение года, используется понятие «общественный продукт».

Иными словами, общественный продукт – это совокупность товаров и услуг, которые были произведены в течение года и выражены в рыночных ценах.

Ф. Кенэ из общественного продукта выделяет продукцию сельского хозяйства и промышленности, в пределах которых он разделяет средства производства и предметы потребления.

А. Смит и Дж. Кейнс выделяют две группы рабочих, одна из которых занята созданием средств производства, а другая созданием предметов потребления.

Сам общественный продукт имеет 2 формы: стоимостную и натурально-вещественную.

Стоимостная форма отражена в системе национальных счетов. Система национальных счетов – это комплекс балансовых таблиц в форме бухгалтерских счетов, определяющиеся

кругооборотом товаров в процессе производства, распределения, обмена и конечного использования в пределах национальной экономики. Данные таблицы формируются для обоснования планирования, связи теории с практикой, экономического прогнозирования народного хозяйства и для экономики государства.

Натурально-вещественная форма общественного продукта – это предметы производства и предметы потребления. К. Марксом в «Капитале» было дано деление на I и II подразделения. Он показал, что в натурально-вещественной форме группа «А» – это и есть выпуск станков, оборудования и т.д. Они производятся в соответствующих секторах экономики: в станкостроении, угольной промышленности, в металлургии и добывающих отраслях. Товары группы «Б», то есть продукты потребления, представлены во II-ом подразделении.

Разберемся в формулировке темп роста.

Темп роста показывает количество процентов роста статистического показателя текущего периода в сравнении с предыдущим. То есть, темпом роста называется относительным экономическим показателем текущего года над предыдущим.

Можно выделить три вида развития событий для темпа роста:

- 1) первый – это когда темп роста имеет показатель более 100%. Это означает, что у данного показателя положительная динамика;
- 2) второй вид – это когда темп роста равен 100%. Это означает, что у данного показателя не произошло никаких изменений;
- 3) третий – когда темп роста был менее 100%, то есть у данного показателя существует отрицательная динамика.

Сегодня под экономическим ростом обычно понимают не кратковременный рост реального объема производства, а долговременные тенденции его увеличения, которые связаны с развитием производственных сил общества [1, с. 485].

Прогнозирование темпов экономического роста считается основной проблемой, которую вызваны регулировать государственные экономические и хозяйственные органы в процессе разработки общегосударственных и региональных программ, а также стратегических и текущих планов экономического и социального развития страны.

Вычисления величины совокупного общественного продукта и темпы их роста в планируемом периоде производились по трем методам, каждый из которых дополняют друг друга. Они определялись благодаря расчетам. С их помощью были произведены влияния на величину этих показателей личного и вещественного факторов.

Далее будем разбираться в данных методах.

Первый метод будет отталкиваться от динамики численности населения, которое занято в сфере материального производства, а также из уровня эффективно произведенного совокупного общественного продукта. Он содержит определения величины и темпов роста совокупного общественного продукта. Первый метод имеет следующую формулу:

$$P^{t+n} = T_p^t \times P_m^{t+n} + \Delta T_p^{t+n} \times P_m^{t+n} \times K, \text{ где}$$

P^{t+n} – совокупный общественный продукт в планируемом периоде;

T_p^t – численность населения, которое занято в материальном производстве в базисном периоде;

P_m^{t+n} – уровень производительности общественного труда в плановом периоде;

ΔT_p^{t+n} – прирост численности населения, который занят в народном хозяйстве в плановом периоде;

K – коэффициент, который характеризует долю прироста численности занятых в отраслях материального производства в планируемом периоде.

Второй метод включает в себя влияние величины основных производственных фондов в плановом периоде на его динамику и его эффективность. Второй метод имеет следующую формулу:

$$P^{t+n} = \Phi_{on}^t \times \Phi_o^t + \Delta \Phi_{on}^{t+n} \times \Phi_o^{t+n}, \text{ где}$$

Φ_{on}^t – основные производственные фонды на начало планируемого периода;

Φ_o^t и Φ_o^{t+n} являются уровнями фондоотдачи с фондов;

$\Delta\Phi_{on}^{t+n}$ – прирост основных производственных фондов в планируемом периоде.

Третий метод рассчитывается благодаря следующей формуле:

$$t = r \times a \times c \times \Phi_c^{t+n}, \text{ где}$$

r – доля национального дохода в общественном продукте;

a – доля фонда накопления в национальном доходе;

c – доли накопления производственных фондов в общем фонде накопления;

Φ_c^{t+n} – фондоемкости производства продукции.

Теперь разберем, какие же факторы влияют на темп роста общественного продукта.

Факторы можно разделить на экстенсивные и интенсивные.

Интенсивные факторы показывают за счет повышения эффективности использования производственных ресурсов именно качественную сторону увеличения объема производства.

К интенсивным факторам роста относятся:

– ускорение научно-технического прогресса, то есть внедрение новой техники, с помощью обновления основных фондов – благодаря данному фактору, качество произведенных товаров будет возрастать, а для работников новая техника будет служить удобством в их производстве;

– улучшение использования основных и оборотных фондов – данный фактор также служит для улучшения качества производимой продукции. Чем выше будет качество, тем большим спросом будут служить производимые товары;

– повышение квалификации работников и эффективности хозяйственной деятельности за счет лучшей ее организации. Например, профессиональная подготовка работающих и количество отработанных часов по специальности, является также важным фактором темпа роста, так как без знаний и дисциплины работников, продукция может перестать производиться или развиваться, то есть перестанет появляться что-то новое, да и не профессионал своего дела не сможет обеспечить грамотно всю свою работу.

Интенсивные факторы были рассмотрены, теперь разберем примеры экстенсивных факторов.

Экстенсивный фактор – это такой фактор, который направлен на расширение, то есть именно на количественное увеличение. Это расширение производства за счет новых ресурсов, а не за счет повышения эффективности труда.

К экстенсивным факторам роста относятся:

– увеличение числа занятых работников – чем больше работников выполняют свою деятельность, тем больше общественного продукта будет производиться;

– увеличение объема инвестиции при сохранении существующего уровня технологии – чем больше капитала было размещено, тем больше будет получено прибыли. Данные средства можно распределить на улучшение основных фондов или ресурсов, чтобы улучшить производительность общественного продукта;

– рост объемов потребляемого сырья, материалов, топлива и других элементов оборотного капитала – данный фактор свидетельствует о том, что каждый предприниматель должен грамотно определять, куда и сколько распределить ресурсов для каких-либо целей. Перевод рабочей силы и капитала из относительно низкорентабельных сфер производства в высокорентабельные – это и есть улучшение распределения ресурсов. В результате, производительность общественного продукта в реальном секторе возрастает.

Итак, подведем итоги – самым главным и важным фактором темпа роста для общественного продукта, безусловно, является повышение производительности труда. Именно благодаря данному фактору будет увеличиваться количество производимой продукции, следовательно, будут высокие продажи данного товара, но самое главное, нужно не забывать про факторы, описанные выше. Без хорошего качества продукции, без различных нововведений в продукцию, без оправдания доверия у покупателя перед своим товаром не будет хорошего

спроса и, следовательно, роста доходности. Чем больше спрос на товар, тем больше будет производиться количество продукции, также будут вводиться различные нововведения для усовершенствования товара или для улучшения его качества. Важно соблюдать все эти факторы.

Можно сделать вывод, что факторы, которые влияют на темп роста общественного продукта, все взаимосвязаны. Без улучшения качества продукции, не будет спроса, следовательно, количество продукции без спроса можно также не увеличивать.

Чтобы такого не происходило, необходимо улучшать все факторы, которые были приведены в статье. Важно, чтобы работники были профессионалами, важно постоянно повышать их квалификацию и давать мотивацию для лучшей работоспособности. Нужно следовать всем новым тенденциям развития производства продукции для того, чтобы всегда темп роста имел положительную динамику и имел показатель более 100% и стараться не допускать отрицательной динамики, то есть, чтобы показатель темпа роста не имел такой показатель, как менее 100%.

Библиографический список:

1. Бардовский, В. П. Экономика [Электронный ресурс]: учебник / В.П. Бардовский, О.В. Рудакова. – Москва: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2021. – 672 с. – Режим доступа: <https://znanium.com/read?id=364550>.

УДК 338.984

Повышение эффективности управления финансовой деятельностью Сосногорского отдела Северной дирекции снабжения.

Сарсенгалиев Н.Р.

Научный руководитель – Плюснина О.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Мероприятия для повышения эффективности управления финансовой деятельностью являются исключительно важными для любой организации, в том числе и для Сосногорского отдела Северной дирекции снабжения.

Эффективное финансовое управление требует непрерывности, последовательности и комплексности использования методов и рычагов, благодаря которым финансовый механизм предприятия лучше всего приспосабливается к изменениям рыночной экономики.

Для формирования механизма эффективного и качественного управления финансовыми ресурсами предприятия, необходимо придерживаться принципов системности и комплексности, что актуально в связи с экономической нестабильностью в мире, увеличением предпринимательских рисков и ужесточением конкуренции. Необходимость разработки эффективной политики управления финансовой деятельности предопределяет уровень финансового потенциала и условия финансовых рынков.

Мы предлагаем модернизировать технологический процесс на одном из производственных участков Сосногорского отдела Северной дирекции снабжения путем внедрения передового оборудования с последующим сокращением штатной численности, что приведет к уменьшению затрат на фонд заработной платы и увеличит производительность труда. Так же сократит количество чел/часов на один технологический процесс.

На сегодняшний день штатное расписание базы топлива станции Сосногорск включает в себя 19 человек, данные представлены в таблице 1.

При внедрении новейшего оборудования, штатное расписание можно будет сократить до 14 человек данные представлены в таблице 2:

Рассчитаем среднесписочную численность при внедрении передового оборудования:

$$\text{ССЧ план} = 101 - 5 = 96 \text{ человек}$$

Рассчитаем фонд заработной платы после изменения ССЧ:

$$\text{ФЗП} = \text{средняя з/п} \times \text{ССЧ} \times 12$$

$$\text{ФЗП} = 49177 \times 96 \times 12 = 56\,652 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем количественное сокращение фонда заработной

$$\text{ФЗП сокр} = \text{ФЗП факт} - \text{ФЗП план}$$

$$\text{ФЗП сокр} = 59\,495 - 56\,652 = 2\,843 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 1

Должность	Количество штатных единиц	Примечание
Начальник базы топлива	1	5 дневная рабочая неделя
Бригадир (осв.)	2	2-ух сменный график работы
Слесарь-ремонтник	1	5 дневная рабочая неделя
Машинист насосных установок	5	5 сменный график работы(день-ночь-В-В)
Сливщик-разливщик	1	5 дневная рабочая неделя
Экипировщик	9	5 сменный график работы (день-ночь-В-В, по 2 человека в смену)

Таблица 2

Должность	Количество штатных единиц	Примечание
Начальник базы топлива	1	5 дневная рабочая неделя
Бригадир (осв.)	2	2-ух сменный график работы
Слесарь-ремонтник	1	5 дневная рабочая неделя
Машинист насосных установок	5	5 сменный график работы(день-ночь-В-В) с выполнением обязанностей сливщика-разливщика
Экипировщик	5	5 сменный график работы (день-ночь-В-В, по 1 человеку в смену)

Рассчитаем затраты на заработную плату после изменения штатного расписания. Данные на 2020 год берем из Рисунка 1 и 2.

Итоги работы Сосногорского отдела ДМС за 12 месяцев 2020 года

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2019	2020		результат к плану		результат к факту 2019	
				план	факт	+/-	%	+/-	%
I Объемные и качественные показатели работы									
1.2.	Товарооборот	тыс. руб.	6 104 863,0	5 990 130,0	7 548 119,0	1 557 989,0	126,0	1 443 256,0	123,6
	в т.ч. материальные склады	т.	492545		595688	595 688,0	#ДЕЛЮ!	103 143,0	120,9
	в т.ч. базы топлива	т.	5612318		6952431	6 952 431,0	#ДЕЛЮ!	1 340 113,0	123,9
1.2.1.	заготовка	т.	3 048 268,0	2 995 065,0	3 779 652,0	784 587,0	126,2	731 384,0	124,0
1.2.2.	реализация	т.	3 056 595,0	2 995 065,0	3 768 467,0	773 402,0	125,8	711 872,0	123,3
1.2.3.	грузооборот	тонн	116 949,0	х	175 008,0	#ЗНАЧИ	#ЗНАЧИ	58 059,0	149,6
1.2.4.	запасы	тыс. руб.	116 949,0		92 451,0	92 451,0	#ДЕЛЮ!	-24 498,0	79,1
	в т.ч. материальные склады	т.	18 235,0	19 436,0	17 204,0	-2 232,0	88,5	-1 031,0	94,3
	в т.ч. базы топлива	т.	63 023,0		75 247,0	75 247,0	#ДЕЛЮ!	12 224,0	119,4
	оборотчиваемость	дни	14,0	28,0	9,0	-19,0	32,0	-5,0	64,1
II Труд и заработная плата									
1	Контингент (всего)	чел.	104	102	101	-1	98,8	-3	96,9
	Контингент (эксплуатация)	т.	103	100	99	-1	98,7	-4	95,9
2	Производительность труда		58701	58701	74869	16168	127,5	16168	127,5
3	ФЗП (всего)	тыс. руб.	55 835	57 249	59 495	2246	103,9	3660	106,6
	ФЗП (эксплуатация)	т.	55 308	56 175	58 412	2237	104,0	3104	105,6
4	Среднемесячная зар/плата (всего)	руб.	44 740	46 751	49 177	2426	105,2	4437	109,9
	Среднемесячная зар/плата (эксплуатация)	т.	44 748	46 791	49 281	2490	105,3	4534	110,1

Рисунок 1 – Итоги работы Сосногорского отдела Северной ДМС за 2020 год

Итоги работы Сосногорского отдела ДМС за 12 месяцев 2020 года									
№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2019	2020		результат к плану		результат к факту 2019	
				план	факт	+/-	%	+/-	%
III Эксплуатационные расходы									
1	ВСЕГО:	тыс.руб.	136 154	139 272	138 367	-905	99,4	2 213	101,6
2	Затраты на оплату труда	^	64 718	62 486	64 617	2 131	103,4	-101	99,8
3	Отчисления на социальные нужды	^	17 422	17 245	17 700	455	102,6	278	101,6
4	Материалы	^	3 151	1 666	1 672	6	100,4	-1 479	53,1
5	Топливо	^	1 047	699	683	-16	97,7	-364	65,2
6	Электроэнергия	^	1 873	1 620	1 661	41	102,5	-212	88,7
7	Прочие материальные	тыс.руб.	11 803	17 176	16 360	-816	95,2	4 557	138,6
8	Амортизация	^	19 406	23 602	20 102	-3 500	85,2	696	103,6
9	Прочие затраты	^	16 134	14 778	15 572	794	105,4	-562	96,5
IV Прочие виды деятельности									
1.0	Расходы по прочим видам деятельности	тыс.руб.	1 156	2 120	2 259	139	106,6	1 103	195,4
1.1	Доходы от прочим видам деятельности	^	1 895	3 156	3 465	309	109,8	1 570	182,8
1.2	Финансовый результат	^	739	1 036	1 206	170	116,4	467	163,2
1.3	Рентабельность	^	64	49	53	5	109,2	-11	83,5
1.4	Дебиторская задолженность	^					#ДЕЛЮ!		#ДЕЛЮ!
V Трудовые ресурсы									
1	Прием работников	чел.	16	x	20	x	x	4	125,0
2	Увольнение работников	^	18	x	22	x	x	4	122,2
3	Списочная численность работников	^	103	x	102	x	x	-1	98,7
4	Численность по штатному расписанию	^	109	x	103	x	x	-6	94,5

Рисунок 2 – Итоги работы Сосногорского отдела Северной ДМС за 2020 год

Для проведения модернизации потребуются затраты на:

1) Установка топливораздаточная 2УТЭД – 2 единицы для дизельного топлива; 2 единицы для дизельного масла:

$$\text{Ст. к} = 800000 \times 4 = 3\,200 \text{ тыс. руб.}$$

Ст.к.- стоимость установки топливораздаточной 2УТЭД;

2) Пульт дистанционного управления «Весна-ТЭЦ» - 1 единица (15 000 руб.);

3) Замена электрооборудования в насосных и на месте экипировочных позиций (800 000 руб.);

4) Установка программного обеспечения (105 000 руб.);

5) Замена насосных установок на подачу топлива (5 насосов КМ 80-65-160Е)

$$\text{Ст. н. т.} = 150000 \times 5 = 750 \text{ тыс. руб.}$$

Ст.н.т.- стоимость насосного оборудования для топлива;

6) Замена насосных установок на подачу масла (5 насосов НМШ 8-25-6,3/2,5-10)

$$\text{Ст. н. м} = 70000 \times 5 = 350 \text{ тыс. руб.}$$

Ст.н.м.- стоимость насосного оборудования для масла;

7) Замена трубопровода от насосной дизельного масла и топлива до эксплуатационного депо (экипировочных позиций) (1 000 000 руб.)

8) Затраты на обучение машинистов насосных установок (получение разряда сливщика-разливщика (до 300 000 руб.))

9) Дополнительное оборудование к УТЭД (100 000 руб.)

Плюс проведение работ и установка оборудования, возьмем 10% от суммы оборудования:

$$\left(\frac{6\,620\,000}{100} \right) \times 10\% = 662 \text{ тыс. руб.}$$

На модернизацию единовременно потребуется:

$$662\,000 + 6\,620\,000 = 7\,282\,000 \text{ руб} = 7\,282 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем срок окупаемости:

$$PP = \frac{K_0}{ПЧ_{ст}}$$

659

где PP – срок окупаемости выраженный в годах
K0 – сумма вложенных средств
ПЧсг – чистая прибыль в среднем за год

$$PP = \frac{7\,282}{2\,843} = 2,56 \approx 2,6 \text{ лет}$$

Из приведенных выше данных можно сделать вывод о том, что введение предложенных изменений рентабельно для Сосногорского отдела Северной дирекции снабжения. Внедрение модернизации технологического процесса с последующим сокращением штатного расписания окупится в течении 2,6 лет и в последующем будет приносить прибыль. После того как пройдет срок окупаемости, можно будет внедрить данные изменения на остальных базах топлива, что повлечет сокращение затрат на ФЗП и на отчисления на социальные нужды. Так же будет сокращение затрат на материалы (спец.одежда и СИЗ).

Библиографический список:

1. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 529 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61965). Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/573264122>
2. Научная электронная библиотека «КиберЛенинка». Научная статья по специальности «Экономика и бизнес». Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/puti-povysheniya-effektivnosti-upravleniya-finansovymi-resursami/viewer>

УДК 332.14

Эколого-экономический индекс регионов как показатель устойчивого развития

Стеганцова Т.С.

Научный руководитель – Канева М.К.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В базовых документах Общества Объединенных наций (ООН) важнейшей целью ставится переход к устойчивому развитию не только отдельных стран, но и человечества в целом. Устойчивое развитие характеризуется стабильным экономическим ростом, учитывающим многие факторы, в том числе экологический и социальный. На сегодняшний день, теория устойчивого развития нецелостна, что связано с разрозненностью и дифференцированностью показателей устойчивости. Это также связано с тем, что разработка и адаптирование индикаторов развития – тяжелый процесс, потому что требует огромного массива данных и теоретических знаний. Данные показатели помогают составить целостную картину состояния мира, стран и регионов, позволяя оценить тенденции развития на государственном, научном, общественном и других уровнях.

Экологический, социальный и экономический факторы составляют так называемую экологическую устойчивость развития, которая, в свою очередь, положена в основу разработки эколого-экономического индекса устойчивого развития. Стоит отметить, что уже сегодня существует приличное множество индикаторов, предлагаемых международными организациями, странами, регионами, однако большинство из них содержат сложную систему показателей, что затрудняет поиск и обработку информации.

Сегодня повсеместно распространен термин «зеленая экономика», который является основой устойчивого развития и связан с катастрофическим ростом глобальных проблем человечества. По мнению многих авторов, особенность «зеленой экономики» заключается в том, что, несмотря на то, что она направлена на повышение человеческого благосостояния и обеспечение социальной справедливости, негативное воздействие на окружающую среду сводится к минимуму. Поэтому при осуществлении политики «зеленой экономики» ставятся такие задачи, как:

- 1) сохранение и увеличение природного капитала;

- 2) эффективная реализация природных ресурсов;
- 3) сокращение вредных выбросов в почву, воду и атмосферу;
- 4) рациональная переработка и утилизация отходов;
- 5) забота о благосостоянии экосистемы и биоразнообразия и т. д.

Эколого-экономический индекс, рассматриваемый в данной работе, удовлетворяет практически всем приведенным выше условиям, поэтому разумно адаптировать его к регионам России. В дальнейшем это позволит составить некий рейтинг регионов по эффективности «зеленой экономики».

На самом деле на протяжении нескольких лет в России уже используются системы индикаторов устойчивого развития. Опыт применения интегрированных показателей накоплен в Республике Чувашия, Томской, Самарской, Кемеровской, Воронежской областях и г. Москве. Однако, как уже говорилось выше, данные системы невозможно адаптировать ко всем регионам страны, так как, к сожалению, они учитывают характерные особенности отдельно взятого региона. Поэтому существуют следующие критерии индикаторов устойчивого развития:

- 1) применение индикаторов на различных уровнях;
- 2) учет экологических, экономических и социальных факторов;
- 3) общедоступность и однозначное толкование;
- 4) наличие количественного измерения;
- 5) расчет на основании данных национальной статистики, минимальные затраты на сбор информации;
- 6) репрезентативность для международных сопоставлений;
- 7) возможность динамичной оценки;
- 8) сквозное представление по уровням и секторам [2].

Индекс скорректированных чистых накоплений, включает в себя экономический, экологический и социальный аспекты, является достаточно теоретически проработанным, имеет доступную статистическую базу и может быть рассчитан, как на федеральном, так и на региональном уровнях.

Мы привыкли к тому, что в классической системе национальных счетов вложениями в основной капитал обеспечивается будущее благосостояние общества. Но скорректированные чистые накопления учитывают национальное богатство, которое состоит из суммы физического, человеческого и природного капитала. Такие процессы как чрезмерное использование возобновляемых ресурсов, истощение невозобновляемых ресурсов, расширение вредоносного производства оказывают негативное влияние на национальное богатство. А, например, прирост человеческого капитала путем активного инвестирования в образование, увеличение особо охраняемых природных территорий, изменение законодательства в области экологии, рост ассигнований на охрану окружающей среды влекут за собой преумножение национального богатства. Поэтому страна или регион сможет обеспечить устойчивое развитие только в том случае, если перенаправит доходы от добычи невозобновляемых ресурсов на развитие человеческого и экологического потенциала.

Индекс скорректированных чистых накоплений – результат коррекции валовых внутренних накоплений, характеризует скорость накопления национальных сбережений, учитывая все негативные воздействия на окружающую среду.

Индекс скорректированных чистых накоплений и его принципы были адаптированы для регионов России путем включения ряда характерных экологических и социальных факторов.

Скорректированные чистые накопления (СЧН) для регионов РФ рассчитываются по формуле:

$$СЧН = ВН - ИД - ИПР - УЗОС + ЗОС + ООПТ, \text{ где}$$

ВН – валовые накопления основного капитала;

ИД – инвестиции на добычу невозобновляемых ресурсов;

ИПР – истощение природных ресурсов;

УЗОС – ущерб от загрязнения окружающей среды;

РЧК – расходы на развитие человеческого капитала;

ЗОС – затраты на охрану окружающей среды;

ООПТ – оценка особо охраняемых природных территорий.

Эколого-экономический индекс (Индекс скорректированных чистых накоплений – ИСЧН) рассчитывается как отношение скорректированных чистых накоплений к ВРП.

$$ИСЧН = СЧН / ВРП \times 100\% , \text{ где}$$

ВРП – валовой региональный продукт.

Многие авторы разделяют российские регионы на четыре основные группы:

- 1) финансово-экономические центры;
- 2) экспортно-ориентированные регионы;
- 3) промышленные регионы и аграрно-промышленные регионы [2].

Для всех расчетов эколого-экономического индекса используется только официальная статистика [1].

Валовое накопление основного капитала (ВН) – объем национального богатства, источник доходов будущих поколений.

Истощение природных ресурсов (ИПР) рассчитывается по формуле:

$$ИПР = ИМСР + ИЛР, \text{ где}$$

ИМСР – истощение минерально-сырьевых ресурсов;

ИЛР – истощение лесных ресурсов.

Ущерб от загрязнения окружающей среды (УЗОС) определяется как:

$$УЗОС = УСО_2 + УЗВ, \text{ где}$$

УСО₂ – ущерб от выбросов углекислого газа;

УЗВ – ущерб от выбросов в атмосферу загрязняющих веществ.

Ущерб от выбросов углекислого газа (*УСО₂*):

$$УСО_2 = VCO_2 \times ЦСО_2, \text{ где}$$

VCO₂ – объем выбросов CO₂;

ЦСО₂ – величина умеренных оценок предельных убытков от выбросов углекислого газа – \$24 за тонну.

Ущерб от выбросов в атмосферу загрязняющих веществ (УЗВ):

$$УЗВ = \sum VBI_i \times UI_i, \text{ где}$$

VBI_i – объем выбросов *i*-го ингредиента загрязняющих веществ;

UI_i – средний ущерб от выбросов *i*-го ингредиента загрязняющих веществ.

Человеческий капитал включает в себя расходы бюджетов на образование, здравоохранение, физическую культуру и спорт.

Затраты на охрану окружающей среды (ЗОС):

$$ЗОС = ТЗОС + КЗОС, \text{ где}$$

ТЗОС – текущие затраты на охрану окружающей среды;

КЗОС – капитальные затраты на охрану окружающей среды.

Оценка особо охраняемых природных территорий (ООПТ):

$$ООПТ = ВРП / (100 - \text{доля ООПТ}) \times \text{доля ООПТ} \times 100, \text{ где}$$

ВРП – объем ВРП;

доля ООПТ – доля площади земель ООПТ в общей площади территорий.

Для расчетов показателей были взяты регионы из каждой группы [1].

Как видно из таблицы 1, наибольшее значение эколого-экономического индекса среди исследуемых регионов принадлежит Краснодарскому краю и составляет 0,69. Это говорит о том, что региону характерен высокий уровень экономического развития, а также высокая экологичность

деятельности, так как хорошо развитая курортная и сельскохозяйственная специализация региона не создает предпосылок для активного развития добывающей промышленности и иных производств, негативно воздействующих на окружающую среду. В Краснодарском крае негативное воздействие на экологию с лихвой компенсируется за счет инвестиций в образование, медицину, физическую культуру и спорт, создание и поддержание особо охраняемых природных территорий, затратами на охрану природы и другими мероприятиями.

Таблица 4 – Расчет эколого-экономического индекса для регионов России

Показатель	Московская область	Республика Коми	Тверская область	Краснодарский край
Валовые накопления основного капитала (ВН), млрд. руб.	378,17	112,98	69,86	392,88
Инвестиции на добычу невозобновляемых ресурсов (ИД), млрд. руб.	0,49	21,04	0	8,99
Истощение природных ресурсов (ИПР), млрд. руб.	-6,3	70,21	-14,63	-1,41
Ущерб от загрязнения окружающей среды (УЗОС), млрд. руб.	-86,92	-57,93	17,65	-25,56
Расходы бюджета на развитие человеческого капитала (РЧК), млрд. руб.	118,5	18,5	18,1	58,5
Затраты на охрану окружающей среды (ЗОС), млрд. руб.	4,87	6,35	3,12	4,72
Оценка особо охраняемых природных территорий (ООПТ), млрд. руб.	95,57	40,73	33,23	171,29
Скорректированные чистые накопления (СЧН), % к ВРП	24,89	37,33	35,34	45,6
Валовый региональный продукт (ВРП), млрд. руб.	1 519,45	302,63	197,69	861,6
Эколого-экономический индекс (ИСЧН)	0,34	0,09	0,64	0,69

В Тверской области индекс скорректированных чистых накоплений равен 0,64. Данное значение можно объяснить наличием ООПТ и увеличением лесных ресурсов.

Республика Коми имеет достаточно низкий ИСЧН (0,09), что обуславливается широким разнообразием производств, связанных с негативным воздействием на окружающую среду, истощением природных ресурсов и низких затрат на человеческий капитал.

Индекс скорректированных чистых накоплений Московской области находится на среднем уровне за счет компенсации вредных производств вложениями в развитие человеческого капитала, сокращением ущерба от загрязнения окружающей среды и истощения природных ресурсов.

Использование эколого-экономического индекса, как единого индикатора устойчивого развития для регионов России позволит:

- 1) регулярно получать оценку о состоянии экономического роста в стране;
- 2) оценить эффективность инвестирования доходов от добычи невозобновляемых ресурсов в человеческий потенциал;
- 3) понять, ущерб, ежедневно наносимый окружающей среде, компенсируется затратами на ее охрану, а также созданием особо охраняемых природных территорий или нет;
- 4) выяснить, насколько эффективно ликвидируются разрушающие экологические последствия, допущенные в предыдущие годы, путем реорганизации и ликвидации предприятий, использующих устаревшие и негативно воздействующие на экологию технологии;
- 5) составить эколого-экономический рейтинг регионов России;
- 6) усовершенствовать действующее законодательство в области экологического права и т. д.

Также стоит рассмотреть возможность внедрения так называемых «экосистемных услуг». Данный проект предполагает выделение специальных субвенций федерального бюджета тем регионам, которые наиболее значимо вкладывают средства в сохранение природного наследия.

Стоит отметить, что благодаря разработке рейтинга регионов по эколого-экономическому индексу, руководители регионов и иные структуры смогут целесообразно скорректировать эколого-экономические политики. К примеру, в регионах с высоким индексом чистых скорректированных накоплений, высоким потенциалом экосистемных услуг и биоразнообразия необходимо избегать проектов, приводящих к разрушительному воздействию на экологию. Предложенный эколого-экономический индекс позволяет оценить, насколько предпринимаемые федеральной и региональной властью усилия позволяют ликвидировать экологические последствия более ранних этапов развития регионов.

Библиографический список:

1. Официальный сайт Росстата. Режим доступа: <https://rosstat.gov.ru>;
2. Российские регионы: экономический кризис и проблемы модернизации [Текст] // Л.М. Григорьева, Н.В. Зубаревич, Г.Р. Хасаева – Москва, 2018;
3. Справочник ВНИИ Природы. Режим доступа: <http://vniiecolology.ru/index.php/oopt/oo-pt-publications>.

УДК 35.087.43; 369.54

Можно ли прожить на пенсию не работая?

Стеганцова Т.С.

Научный руководитель – Скуднова И.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В настоящее время на всей территории Российской Федерации действует единая система пенсионного обеспечения, которая определяет условия назначения и выплат всех видов пенсий.

Выход на пенсию – это сложный и неоднозначный процесс изменения статуса для каждого человека. Трудовая активность способствует распределению социальных ролей и функций, поддерживая личность в обществе. При выходе на пенсию человек, как правило, прекращает свою активную трудовую деятельность, и достаточно часто это эмоционально трудный процесс, потому что он морально не готов к таким кардинальным, стремительно происходящим изменениям.

Нормы социального обеспечения в Российской Федерации находят отражение в большом количестве нормативно-правовых актов. Социальное обеспечение – это форма удовлетворения потребностей населения, которая заключается в материальном обеспечении нуждающихся граждан из средств государственного бюджета. Оно включает в себя пенсии, пособия и иные выплаты со стороны государства.

В нашем случае, пенсия – ежемесячная денежная выплата в целях компенсации застрахованным лицам заработной платы и иных выплат и вознаграждений, утраченных ими в связи с наступлением нетрудоспособности вследствие старости или инвалидности, а нетрудоспособным членам семьи застрахованных лиц – заработной платы и иных выплат и вознаграждений кормильца, утраченных в связи со смертью этих застрахованных лиц, право на которую определяется в соответствии с условиями и нормами, установленными Федеральным законом. Из предыдущего определения следует, что пенсионер – физическое лицо, получающее денежную выплату по определенным обстоятельствам, закрепленным в нормативных правовых актах.

На сегодняшний день в республике Коми более 20% населения получают страховую пенсию, их структура показана на рисунке 1. Стоит отметить, что темп прироста данной категории населения рискует стремительно сокращаться в ближайшие годы, что связано с пенсионной реформой 2018 года, которая в буквальном смысле отняла у граждан 5 лет пенсии. Однако, несмотря на это, у существенной части этих самых граждан итак нет права жить на пенсии. Просто потому что то, что у нас именуется «пенсией» – не средства к жизни, а средства к существованию [1].

В республике Коми около 50% населения имеют доход менее 27 тыс. рублей в месяц. По мнению многих политиков, на эти деньги прожить «очень трудно». Но, к сожалению, в нашем регионе, многим гражданам жить еще труднее [1].



Рисунок 1 – Численность пенсионеров Республики Коми по полу, чел.

Например, пенсионерам с минимальной пенсией. Сколько их в России Росстат еще не посчитал, потому как новые методики расчета лишь планируют ввести. Однако считаю, что таких пенсионеров не только в республике, но и в России в целом предостаточно. Вообще в Российском законодательстве нет понятия минимальное пенсионное обеспечение, но есть понятие пенсионный прожиточный минимум (ПМП), которому соответствует минимальная пенсия. В Республике Коми в 2021 году данный показатель составил 12 001 рублей [2].

Эта сумма определена на основе так называемой потребительской корзины, куда включены продукты питания, услуги и непродовольственные товары. При этом на еду приходится 50% стоимости корзины, на две другие категории – по 25%.

В таблице 1 представлен месячный продуктовый набор на одного человека, достигшего пенсионного возраста и проживающего на территории республики Коми [2].

Согласно закону Республики Коми №25-РЗ «О потребительской корзине в Республике Коми» предполагается, что в месяц пенсионеру достаточно потреблять 5 кг мяса, 1,8 кг рыбы, 20,8 кг молочных продуктов, 19 яиц, 9,3 кг хлеба, круп и макарон, 8,4 кг овощей, 4 кг свежих фруктов, 6,3 кг картофеля, 2 кг сахара и кондитерских изделий, 900 грамм растительных масел, маргарина и других жиров и 300 грамм чая, соли и специй.

Учитывая, что на продуктовый набор в потребительской корзине отводится 50% от ее стоимости, делаем вывод, что на все перечисленные продукты пенсионер тратит 6 000 рублей 50 копеек в месяц. Разумеется, питьевая вода, кофе и алкоголь в продуктовый набор не входят. Уложиться в такую сумму в принципе возможно, но только при очень скромном рационе. Например, из мяса – курица, из овощей – капуста, из сдобной выпечки – сладкие сухари, а вместо молочных продуктов – молоко в пленке. Про свинину, говядину, морепродукты можно просто промолчать.

Далее, на услуги в потребительской корзине отводится 25% ее стоимости, что составляет 3 000,25 рублей. Проживающий в Ухте пенсионер, который дважды в день ездит на автобусе, оплачивая билет за 24 рубля, отдаст только за один лишь транспорт почти половину бюджета. Это при условии, что он живет в черте города. А на оставшиеся средства человек должен оплатить жилье и услуги ЖКХ (около 2 000-3 500 рублей в месяц), связь (350 рублей в месяц) и налоги.

В эту же категорию попадает лечение зубов, сдача анализов, исследования – одним словом, любые платные медицинские услуги – непозволительная роскошь, как и содержание даже самого скромного автомобиля.

Любые досуговые мероприятия: походы в кино (270 рублей минимум), театральные постановки (800 рублей балкон), концерты (1 200 рублей), кафе и рестораны (от 700 рублей) выходят далеко за рамки бюджета.

Даже на то, чтобы навестить близких в соседнем городе, только на дорогу туда-обратно придется экономить несколько месяцев, не говоря уже о подарках и гостинцах.

На непродовольственные товары в потребительской корзине отводится также 3 000,25 рублей. К этой категории относят починку и замену одежды, покупку средств личной гигиены, бытовой химия и лекарств. Только на одни медикаменты уйдет не менее 60% отведенного бюджета.

Приобретение самого простого мобильного телефона, тонометра, глюкометра или любого другого медицинского оборудования, имеющего важное значение для диагностики своего физического состояния, станет тяжелой ношей. Сломавшийся холодильник, плита, газовая колонка, система отопления или водоснабжения превратится в настоящую катастрофу. Любая новая техника и предметы достатка – недоступны. Про содержание домашних животных можно просто забыть.

Таблица 5 – Минимальный набор продуктов питания для пенсионера.

Наименование продуктов	Объем потребления, кг (в среднем на одного человека)	
	В год	В месяц
Хлебные продукты (хлеб и макаронные изделия в пересчете на муку, мука, крупы, бобовые)	111	9,3
Картофель	75	6,3
Овощи и бахчевые	100	8,4
Фрукты свежие	47,5	4,0
Сахар и кондитерские изделия в пересчете на сахар	23,2	2,0
Мясопродукты	59,65	5,0
Рыбопродукты	22	1,8
Молоко и молокопродукты в пересчете на молоко	249,2	20,8
Яйца (шт.)	225	19
Масло растительное, маргарин и другие жиры	10,5	0,9
Прочие продукты (соль, чай, специи)	4,1	0,3

Можно рассмотреть вариант потребительского кредита на ту же бытовую технику, который потребует минимум год (а то и больше) жесточайшей экономии средств, за которые набежит еще и неслабый процент. Также высок риск неплатежеспособности.

Любой жилищный вопрос при такой пенсии решить в принципе невозможно, это за гранью фантастики.

Таким образом, минимальная пенсия обрекает человека на абсолютную нищету. У существенной части пенсионеров, проработавших всю жизнь, пенсия лишь на 30-40% выше минимальной. Неудивительно, что пенсионеры вынуждены продолжать работать, чтобы хоть как-то жить, а не сводить концы с концами. А если такой возможности нет? Нет работы, здоровья, навыков? Очень повезет, если помогают дети, внуки и иные родственники. А если и их нет?

В 2018 году в России подняли пенсионный возраст. Тем самым российских граждан лишили 5-летней пенсии и обрекли еще на 5 лет тяжелого труда в том возрасте, когда и мужчины, и женщины теряют трудоспособность. Но мы уже выяснили, что на самом деле у большинства итак нет права жить на пенсии. Просто потому что на эти деньги трудно существовать, а жить – и вовсе невозможно [3].

В таком случае, каким должен быть пенсионный прожиточный минимум, чтобы приблизить возможности пенсионера вести адекватный образ жизни.

Рассмотрим альтернативную потребительскую корзину для среднестатистического пенсионера республики Коми в таблице 2. Стоимость рассчитана на основе средних цен, согласно данным Комистата, а также тарифов соответствующих организаций.

Таким образом, согласно данным таблицы 2, пенсионный прожиточный минимум в республике Коми должен составлять не менее 18 124 рубля. Этой суммы должно хватать на более-менее достойный образ жизни, при котором человек не будет чувствовать особой нужды и сможет самостоятельно осуществлять быт.

Стоит упомянуть, что в 2015 году прекратила действовать программа накопительной пенсии. По условиям программы накопительная пенсия может формироваться у работающих граждан 1967 года рождения и моложе в случае, если до конца 2015 был сделан выбор в ее пользу. До конца 2013

года страховые взносы накапливались на лицевом счете в виде реальных денег за счет отчисляемых работодателем 6% от заработной платы до налогообложения. С 2014 года действует мораторий на накопительную пенсию, и все 22% отчислений работодателя направляются на формирование только страховой пенсии. Таким образом, указанным выше лицам при наступлении пенсионного возраста помимо страховой пенсии выплачивается накопительная часть пенсии единовременно или дифференцированными платежами, что немного облегчает финансовую нагрузку.

Таблица 6 – Альтернативная потребительская корзина пенсионера в Республике Коми.

Наименование категории	Средняя стоимость, руб.
Минимальный набор продуктов питания	8 463
Квартплата	2 000
Услуги ЖКХ	2 700
Связь	350
Транспорт (8 поездок в неделю)	768
Непродовольственные товары	3 843
Итого	18 124

Также государство поддерживает малоимущее население путем программ субсидирования.

Субсидия – бесплатная помощь малоимущим гражданам, которая позволяет покрыть расходы на оплату квартиры, услуги ЖКХ, транспорт, лекарства и многое другое. Помощь выделяется гражданам, предоставившим необходимые документы и доказавшим, что они относятся к категории нуждающихся лиц.

Государство предоставляет различные виды субсидий:

1) субсидии ЖКХ включают в себя дотации на содержание жилья и оплату жилищно-коммунальных услуг. В большинстве случаев размер предоставляемых дотаций составляет 25% от суммы квартплаты, для отдельных категорий может достигать 100%;

2) транспортная льгота предоставляется федеральным или региональным законодательством и может выражаться как в полностью бесплатном проезде, так и в денежной компенсации потраченных на проезд средств;

3) налоговые льготы. Все граждане пенсионного возраста не обязаны вносить налоги на недвижимое имущество (за одно имущество каждого вида);

4) субсидии на капремонт с 2019 подразумевают льготу 50% для граждан, достигших 70 лет, 100% при достижении 80 лет. При этом пенсионеры старше 70 лет имеют возможность вернуть выплаченные ранее средства в соответствующих размерах [3].

Использование преимуществ данного вида государственных компенсаций сократит расходы пенсионера в среднем на 3 000 рублей. Поэтому размер альтернативной потребительской корзины сократится до 15 000 рублей.

Таким образом, можно сделать вывод, что на современном этапе государственного пенсионного обеспечения едва хватает на удовлетворение основных потребностей пенсионера. Если он не оформил различные субсидии, не имеет накопительной пенсии, то минимум, на который он может рассчитывать – это 12 001 рубль и огромный список товаров и услуг, который необходимо реализовать на эту сумму. В таком случае, он просто обречен на существование в вечной экономии. Поэтому в статье был рассчитан альтернативный пенсионный прожиточный минимум равный 18 124 рубля. Предположительно, этой суммы будет достаточно, чтобы не просто сводить концы с концами, а вести достаточно полноценный образ жизни.

Библиографический список:

1. Официальный сайт Комистата. Режим доступа: <https://komi.gks.ru>
2. Официальный портал Республики Коми. Режим доступа: <https://rkomi.ru>
3. Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». Режим доступа: <http://www.con-sultant.ru>

УДК 338.22.01

Социальное предпринимательство как возможность объединения социальной и экономической составляющих устойчивого развития

Терентьева Ю.М.

Научный руководитель – Канева М.К.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В нашем мире, существует много крупных, средних и малых бизнесов, которые успешно развиваются в своей сфере деятельности, но в гонке за популярностью, прибылью и ростом, большинство из них не обращают внимания на экономические и экологические проблемы в стране. Вследствие чего, растёт уровень безработицы, происходит снижение платежеспособности граждан, а мир становится всё более загрязнённым различными производственными отходами.

А с недавнего времени в России стала расти популярность такого направления бизнеса, как социальное предпринимательство, что не может не радовать. Зачастую, его путают с благотворительностью, но на самом деле деятельность социального предпринимательства не основывается на меценатстве. Конечно, не стоит отрицать, что общие черты в деятельности этих направлений есть. Например, они оба связаны с поиском решения проблем страны и помощью людям. Социальное предпринимательство – это нахождение различных решений проблем общества или смягчение действия проблемы с помощью объединения бизнес навыков и ценностей общества. Что способствует развитию экономики в странах и регионах, а так же улучшает уровень и качество жизни людей. Развитие социального предпринимательства способствует созданию экономической среды, в которой важно не только извлечь прибыль, а улучшить условия для людей, используя все имеющиеся ресурсы бизнеса, государства и общества.

Социальное предпринимательство затрагивает такие направления как:

Экология. Это направление остаётся актуальным во все времена. Мир развивается, потребление различных продуктов увеличивается, благодаря чему, с каждым годом темпы роста производства растут. Но за развитием такого роста всегда следуют горы отходов, которые загрязняют планету. Раньше весь мусор просто свозили на полигоны и складировали его, из-за чего свалки стали переполнены и необходимо открытие новых участков для сбора отходов. Наша планета хоть и огромная, но не бесконечна и если такое будет продолжаться, то вскоре весь мир превратится в свалку. Создание экологического социального бизнеса способствует рациональному использованию мусора и его переработке во вторичное сырьё, такой проект позволит очистить окружающую среду и улучшить состояние лесов и рек.

Помощь людям, которые оказались в трудной жизненной ситуации. Жизнь непредсказуема и в любой момент, каждый человек может попасть в затруднительную ситуацию. Малообеспеченные, потерявшие работу, оставшиеся на улице люди, матери одиночки, женщины вышедшие из абьюзивных отношений, пенсионеры, все эти категории граждан нуждаются в поддержке и помощи. Создание центров юридической, психологической помощи, реабилитационные центры, для людей, которые по той или иной причине остались без крыши над головой и им некуда пойти. Создание центров поддержки с психологической реабилитацией. Всё это будет отличной идеей социального предпринимательства.

Организация досуга или работы людей с особыми потребностями. Таким людям сложно найти работу, и организовать бизнес с возможностью трудоустройства таких людей будет хорошей идеей. Например, число людей с ограниченными возможностями здоровья в трудоспособном возрасте в 2020 году составляет 3 455 174 человек, что составляет около 31% от общей численности инвалидов в России[2]. Уровень занятости среди этой группы населения довольно низкий. Социально ответственный бизнес помогает людям с ОВЗ, компании предлагают рабочие места или проводят подготовку кандидатов.

Организация детского досуга и образования. В век информационных технологий всё больше детей стало без пользы для себя и своего развития сидеть в гаджетах и интернете. Зачастую у родителей не хватает денежных средств, чтобы оплачивать детские секции и кружки. Подростки предоставлены сами себе, а их воспитанием занимается компьютер, так как родители

работают. Создание спортивных комплексов, развивающих центров, проведение детских социальных мероприятий бесплатных для детей и подростков до 16 лет. Всё это поспособствует выйти детям из виртуальной реальности, развивать социальные навыки и приобретать полезные знания в области образования.

Дополнительное образование для взрослых. Зачастую, не все люди могут найти работу по специальности, а возможности получить второе полное образование, нет. Так же, после столкновения общества с эпидемией COVID-19, проблема рабочих мест и сокращения штатов в стране стала ярко выражена. Возможность получить дополнительное образование по рабочим специальностям или пройти переквалификацию в онлайн и офлайн режиме хорошо скажется на населении.

Фермерский туризм. Такое направление стало набирать популярность не так давно. Многим жителям мегаполисов и городов интересно посмотреть на то, как создаются фермерские продукты, как происходят процессы доения, попробовать сделать продукцию самим, посмотреть фермерских животных и как за ними ухаживают. Создание фермерских экскурсий позволит сохранить сельскохозяйственную деятельность и историческую культуру. Ведь созданные заводы по производству молочной продукции вытесняют фермеров с производства, а создание такого вида социального предпринимательства позволит сохранить фермерские хозяйства.

Всё это лишь малая часть направлений социального предпринимательства, ведь проблем в стране много, а поиск их решения напрямую связан с новаторскими идеями, которые будут актуальны для современного поколения и смогут действительно решить проблемы общества.

Социальное предпринимательство оказывает влияние на развитие национальной экономики, благосостояние отдельных субъектов, рост деловой активности и ВВП, политические, экономические и социальные аспекты жизнедеятельности населения России.

Стремясь удовлетворить запросы потребителя, социальное предпринимательство придает экономике мобильность, гибкость и маневренность.

Применение ресурса самоорганизации социально ориентированного бизнеса даёт возможность значительно уменьшить расходы на предоставление социальных услуг по сравнению с коммерческими организациями, поднять уровень жизни населения за счет удовлетворения потребностей людей в услугах, не оказываемых функционирующей социальной инфраструктурой.

Социальный бизнес, в процессе реализации значимых функций экономической деятельности, в будущем будет являться одним из главных механизмов повышения уровня государственного устройства. Развитие и поддержание социального предпринимательства в Российской Федерации является одной из основных проблем, актуальность которой увеличивается с каждым годом. Основным направлением деятельности сейчас должна стать популяризация социального бизнеса, демонстрация его возможностей, с помощью которых можно изменить мир.

Такой вид бизнеса способствует реализации себя в качестве индивидуального предпринимателя, и при этом иметь возможность решать острые проблемы мира. Предоставляет возможность для создания платформы, с помощью которой любой человек имеет возможность принять участие в благотворительности. Предприниматели выступают главной движущей силой по обеспечению социального благополучия, как отдельных категорий граждан, так и государства в целом во взаимосвязи с экономическим развитием страны. Следовательно, они являются одним из основных рычагов, способных запустить механизм обеспечения социальной и финансовой безопасности, а также экономического роста государства.

Государство, общественность и частные инвесторы заинтересованы в развитии социального предпринимательства и посредством различных инструментов обеспечивают финансовую поддержку социального предпринимательства, но, поскольку в Российской Федерации нет юридически закреплённого статуса социального предпринимателя, методы поддержки малого и среднего бизнеса также распространяются и на социальных предпринимателей.

В РФ социальным предпринимательством занимается менее 1% от общего числа бизнесменов. На данный момент эта ниша находится в стадии развития. В большинстве случаев

так происходит из-за низкой информированности, а также слабого уровня поддержки социального предпринимательства на федеральном уровне. Помимо этого, законодательная база такого вида предпринимательской деятельности находится в стадии разработки.

Для того чтобы зарегистрировать социальное предприятие юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю необходимо относиться к одной из категорий:

- Обеспечение занятости граждан, которые относятся к социально уязвимым категориям населения.

- Обеспечение реализации товаров, которые производятся социально уязвимыми гражданами.

- Производство товаров или предоставление услуг для людей с ограниченными способностями, относящихся к социально уязвимой категории населения.

- Деятельность, направленная на достижение общественно полезных целей, решение социальных проблем общества [1].

В общий перечень документов для всех категорий входят: заявление установленного образца, выписка из ЕГРЮЛ или ЕГРИП. Если это предприятие, которое устраивает особых людей или сведения о реализации товаров (услуг) и/или занимается производством товаров для людей с особыми потребностями, необходим отчет о социальном взаимодействии, сведения о численности работников и уровне их зарплат. Кроме этих документов еще понадобятся те, которые подтверждают статус ИП или юридического лица. После того как предприниматель отправит документы, их будет рассматривать экспертная комиссия. По результатам рассмотрения проводится заседание, на котором принимается решение. Если оно положительное, то предприятие получает статус социального и информация о нем вносится в Реестр социальных предприятий РФ. Обновляется Реестр каждый год 1 июля.

Развитие социального предпринимательства по всему миру идет семимильными шагами. Ведущие страны мира активно поддерживают социальный бизнес и создают благоприятные условия для его выхода на новый уровень. К наиболее ярким и успешным примерам относятся — банк Grameen в Бангладеш, инициатива Sekem в Египте. Эти предприятия расположены в странах третьего мира, страдавшим от социальных проблем высокой остроты, испытывавшим серьезную нехватку экономических ресурсов и одновременно сохранившим в запасе культуры неизжитые моральные ценности традиционного общества. Эти условия мало походили на условия России, и тем более развитых индустриальных стран Запада.

Под социальное предпринимательство разработаны даже учебные программы: Стэнфордский университет организовал Центр Социальных инноваций и Центр филантропии и гражданского общества. К известным социальным проектам можно отнести:

AmBar, которые запустили социальный проект по поддержке стартапов связанных с чем-то полезным для общества.

SleepTrain производящие матрасы высокого качества, проводят колоссальную социальную работу с детскими домами, снабжают их постельным бельем, подушками, матрасами, игрушками и др. необходимыми для детей вещами.

GlobeIn – собирает ремесленников во всем мире, помогает им продавать свои товары.

KIVA – финансовая организация, которая выдает займы на малый бизнес. Платформа зарабатывает на взносах от своих заемщиков, около 15%.

В России социальное предпринимательство пока развито меньше, но, не смотря на это по статистике ThomsonReutersFoundation 2019 года, Россия заняла второе место наряду с Китаем, Германией и США среди молодых людей, которые оказывают положительное влияние на сектор социального предпринимательства. Россия поднялась в рейтинге стран по социальному предпринимательству с 43-го в 2015 году до 23-го места в 2019.

Фонд «Наше Будущее» является одним из самых крупных центров поддержки социального предпринимательства, который оказывает финансовую, консультативную и информационную поддержку. Данный фонд выдает беспроцентные займы. Проводит платные и бесплатные курсы для начинающих и действующих предпринимателей. Также они занимаются поиском спонсоров для социально ориентированных бизнесменов.

Яркими примерами социального предпринимательства в России служат:

ООО «Фитнес городских улиц» совместно с магазином WORKOUT, которые проводят бесплатную онлайн программу тренировок на улице под названием «100-дневный воркаут». Коммерческая составляющая состоит из магазина, в котором продаются товары отечественного производства.

«Веселый войлок» в городе Рыбинск. Данный проект предоставляет рабочие места многодетным матерям и малообеспеченным семьям и дает возможность работать, в том числе, из дома.

Стоит отметить, что многие крупные компании тоже активно поддерживают такой бизнес. Первой такой компанией стало ПАО «Лукойл», которые запустили акцию «Больше, чем покупка» совместно с фондом «Наше Будущее». Победители конкурса смогли реализовать свои бизнес идеи, а их продукция продавалась на всех автозаправках компании «Лукойл». Вся продукция имела специальную наклейку.

Исходя из всей полученной информации можно с точностью сказать, что социальные бизнесы необходимы нашему государству и их развитие хорошо влияет на экономику страны. На данный момент социальное предпринимательство только набирает обороты развития и если составить хорошую нормативную базу, чаще освещать в СМИ, привлекать иностранных партнёров, внедрить инновационные способы финансирования (социальные облигации), то социальное предпринимательство в России выйдет на новый уровень и станет популярным видом ведения бизнеса с благом для общества.

Библиографический список:

1. Новый бизнес. Социальное предпринимательство [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nb-forum.ru/useful/kak-poluchit-status-sotsialnogo-predpriyatiya> (дата обращения 20.02.2021).
2. Статистика и показатели: региональные и федеральные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rosinfostat.ru> (дата обращения 19.02.2021).

УДК 336.663

Задолженность потребителей жилищно-коммунальных услуг в структуре имущества организации

Феоктистова Н.В.

Научный руководитель – Соколовская Е.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний день проблема задолженности за жилищно-коммунальные услуги является одной из самых актуальных. Ситуация с собираемостью платежей и задолженностью за жилищно-коммунальные услуги обостряется с каждым годом. Общая сумма задолженности в России достигает огромных сумм, порядка 1,3 трлн. руб. Оплата жилищно-коммунальных услуг включает в себя оплату за содержание и текущий ремонт общедомового имущества, взносы на капитальный ремонт, оплату коммунального ресурса на нужды общедомового имущества, а так же коммунальные услуги, в составе которых: газоснабжение, электроснабжение, теплоснабжение, горячее и холодное водоснабжение, водоотведение, а так же услуги по транспортировке и уничтожению твёрдых коммунальных отходов [2].

В таблице 1 приведены данные о размере задолженности потребителей за жилищно-коммунальные услуги, в целом по стране, за 2017-2018 годы [1].

Таблица 1 – Дебиторская задолженность по видам жилищно-коммунальных услуг, млрд. руб.

Задолженность по видам услуг	2018 год	2017 год	Динамика
Теплоснабжение	569,3	533,3	36
Газоснабжение	195,2	215	- 19,8
Электроснабжение	247,6	225,5	22,1
Водоснабжение	86	81,4	4,6

Задолженность по видам услуг	2018 год	2017 год	Динамика
Водоотведение	63,9	60	3,9
Жилищные услуги	234,3	204,3	30
Итого:	1 396,3	1 319,5	76,8

Из таблицы 1 видно, что максимальный размер задолженности в 2018 году установлен за теплоснабжение и жилищные услуги, это составляет соответственно 41 % и 18 %, от общего объема задолженности. Общий объем задолженности в 2018 году увеличился на 76,8 млрд. руб., по сравнению с предыдущим годом. Наименьшая сумма долга установлена за услуги водоотведения, всего 4 % (рисунок 1).

Таким образом, услуги теплоснабжения занимают почти половину от общего долга за жилищно-коммунальные услуги, и по сравнению с предыдущим годом, сумма задолженности возросла на 36 млрд. рублей. Высокая динамика задолженности в 2018 году наблюдается так же по жилищным услугам и электроснабжению, и лишь по газоснабжению уровень долга снизился, по сравнению с 2017 годом, на 19,8 млрд. рублей.

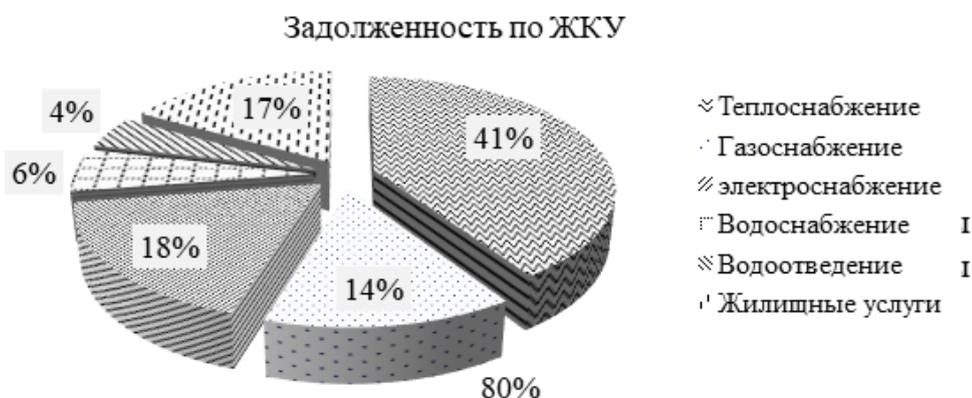


Рисунок 17 – Структура задолженности по видам жилищно-коммунальных услуг, по состоянию на 2018 год.

Данная проблема носит масштабный характер, и с каждым годом ситуация лишь обостряется. Чем больше сумма долга, тем сложнее с ним справиться потребителю, и тем больший ущерб несут организации жилищно-коммунального хозяйства. Рассмотрим, какую долю занимает задолженность потребителей жилищно-коммунальных услуг в структуре имущества организации, на примере ООО «УХТАЖИЛФОНД» (таблица 2).

Из таблицы 2 видно, что наибольшую долю в структуре имущества организации занимает дебиторская задолженность, ее доля в отчетном периоде составляет 59,68 %, то есть более половины стоимости имущества организации. В предыдущем периоде этот показатель был близок к критическому (70 %). Доля дебиторской задолженности в структуре имущества в 2018 году снизилась на 7,19 % по сравнению с предыдущим периодом, что говорит о положительной динамике в состоянии дебиторской задолженности.

Помимо дебиторской задолженности, большую долю в структуре имущества в отчетном периоде занимают основные средства. Их величина составляет 26,49 %, что на 20,20 % выше, чем в предыдущем периоде.

Доля отложенных и прочих внеоборотных активов в отчетном периоде увеличилась незначительно – на 0,51 % и 0,33 % соответственно, а остальных составляющих имущества организации снизилась по сравнению с предыдущим периодом. Так, уровень запасов и денежных средств снизился соответственно на 8,37 % и 5,41 %.

Из расчета показателей темпов прироста видно, что наибольшее увеличение показателей в отчетном году произошло в объеме основных средств (выше на 1 126,65 %), прочих внеоборотных активов (на 974,88), отложенных внеоборотных активов (на 218,66 %) и дебиторской задолженности (на 160,11 %). При этом общая величина имущества организации увеличилась на 191,46 %.

Таблица 2 – Анализ состава и структуры имущества ООО «УХТАЖИЛФОНД», 2017-2018 гг.

Статьи баланса	Сумма, тыс. руб.		Удельный вес, %		Изменения		
	2017 г.	2018 г.	2017 г.	2018 г.	Сумма, тыс. руб.	Удельный вес, %	Темп прироста, %
Внеоборотные активы, в том числе:	20 352	163 340	11,98	32,99	142 988	21,01	702,57
– нематериальные активы;	61	24	0,04	0,01	- 37	- 0,03	- 60,66
– основные средства;	10 693	131 166	6,29	26,49	120 473	20,20	1 126,65
– отложенные внеоборотные активы;	9 391	29 925	5,53	6,04	20 534	0,51	218,66
– прочие внеоборотные активы.	207	2 225	0,12	0,45	2 018	0,33	974,88
Оборотные активы, в том числе:	149 538	331 828	88,02	67,01	182 290	- 21,01	121,90
– запасы;	21 628	21 596	12,73	4,36	- 32	- 8,37	- 0,15
– денежные средства;	14 205	14 612	8,36	2,95	407	- 5,41	2,87
– прочие активы;	98	119	0,06	0,02	21	- 0,04	21,43
– дебиторская задолженность	113 607	295 501	66,87	59,68	181 894	- 7,19	160,11
Валюта баланса (стр. 1600 ф. №1)	169 890	495 168	100	100	325 278	0	191,46

Высокая доля дебиторской задолженности в структуре имущества организации является негативным фактором, сдерживающим своевременное получение прибыли организацией и отрицательно сказывающимся на ее развитии. Часть дебиторской задолженности, срок оплаты которой ещё не наступил, но право собственности уже перешло покупателю (заказчику), либо был перечислен аванс поставщику, является нормальной дебиторской задолженностью. Просроченная и сомнительная дебиторская задолженность несут за собой ряд негативных последствий для организации.

В таблице 3 представлены сведения по сроку образования дебиторской задолженности. Рассмотрим, какая часть имеющейся дебиторской задолженности является нормальной, а какая перешла в разряд просроченной и требует принятия срочных мер по её взысканию (Таблица 3).

Таблица 3 – Дебиторская задолженность ООО «УХТАЖИЛФОНД», по сроку образования за 2017-2018 гг.

Вид дебиторской задолженности	2017 год		2018 год		Изменения		
	Сумма, тыс. руб.	Удельный вес, %	Сумма, тыс. руб.	Удельный вес, %	Сумма, тыс. руб.	Удельный вес, %	Темп прироста, %
Дебиторская задолженность всего, тыс. руб.	113 607	100	295 501	100	181 894	0	160,11
– текущая;	58 829	51,78	240 477	81,38	181 648	29,60	308,77
– нормальная	7 830	6,89	7 830	2,65	0	- 4,24	0

Вид дебиторской задолженности	2017 год		2018 год		Изменения		
	Сумма, тыс. руб.	Удельный вес, %	Сумма, тыс. руб.	Удельный вес, %	Сумма, тыс. руб.	Удельный вес, %	Темп прироста, %
– просроченная дебиторская задолженность, тыс. руб., в том числе:	54 778	48,22	55 024	18,62	246	- 29,60	0,45
– сомнительная	46 948	41,33	47 194	15,97	246	- 25,36	0,53

Из данных таблицы 3 видно, что доля просроченной дебиторской задолженности в 2018 году составила 18,62 %. При этом, наблюдается незначительное ее снижение по сравнению с предыдущим периодом на 0,45 %. В 2017 году доля просроченной задолженности была гораздо выше – 48,22 %.

Доля сомнительной задолженности в общей стоимости дебиторской задолженности в 2018 году составила 15,97 % (в 2017 году – 25,36 %), сомнительная задолженность изменилась незначительно – на 0,53 % по сравнению с предыдущим периодом.

Таким образом, наблюдается положительная динамика стоимости просроченной дебиторской задолженности, произошло ее снижение в отчетном периоде на 29,60 % (246 тыс. руб.).

Высокая доля просроченной дебиторской задолженности в организации в значительной степени обусловлена сферой ее деятельности. Дебиторская задолженность на предприятиях жилищно-коммунального хозяйства возникает в результате образования задолженности у потребителей жилищно-коммунальных услуг; задолженности бюджетов по возмещению убытков предприятиям ЖКХ от реализации услуг по регулируемым ценам, на возмещение разницы в тарифах, на возмещение льгот и субсидий предоставленных гражданам; задолженность бюджета по финансированию расходов, обусловленных производственной деятельностью, не предусмотренных при формировании экономически обоснованного тарифа.

На сегодняшний день одной из мер по снижению дебиторской задолженности организаций жилищно-коммунального хозяйства является передача информации о должниках, не погасивших платежи за ЖКХ (по решению суда), в Национальное бюро кредитных историй (НБКИ). На конец 2018 года, по данным НБКИ, число таких неплательщиков достигло 29,2 тысяч человек [3].

Не все методы управления дебиторской задолженностью могут быть применимы в отрасли жилищно-коммунального хозяйства. Организации данной отрасли не вправе требовать предоплату, услуги ЖКХ подлежат оплате после того как были оказаны, в связи с чем, большая доля потребителей может оплачивать их спустя некоторый промежуток времени, в результате чего возникает просроченная задолженность. Методы управления дебиторской задолженностью в данных организациях должны быть направлены на сокращение сроков платежей за услуги и недопущение образования просроченных и сомнительных долгов.

Библиографический список:

1. Волохина, С. Долги за ЖКХ в России выросли до 1,4 трлн рублей [Электронный ресурс] / С. Волохина // Известия. – 2018. – 12 июля, № 126. – Режим доступа: <https://iz.ru/765335/svetlana-volokhina-tatiana-gladysheva/dolgi-za-zhkkh-v-rossii-vyrosli-do-14-trln-rublei> (дата обращения 26.02.2021).
2. Жилищный кодекс Российской Федерации. Часть 1 [Электронный ресурс]: федеральный закон [в ред. Федеральных законов от 03.08.2018 № 51-ФЗ, с измен. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019]. – Режим доступа: Справочно-правовая система «КонсультантПлюс», http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51057/e589ad61e7bf786790619ac5fb65e50cfa8dfb58/ (дата обращения 25.02.2021).
3. Национальное бюро кредитных историй [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nbki.ru/company/news/?id=21859> (дата обращения 26.02.2021).

СЕКЦИЯ 20. ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕЩЕСТВА

УДК 535.34

Методика определения интенсивности синхротронного излучения методом полного электронного выхода для проведения исследования вещества методами NEXAFS-спектроскопииБакина К.А.^{1,2}, Петрова О.В.¹

Научный руководитель – Некипелов С. В.

*1 – ФМИ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар**2 – СГУ им. Питирима Сорокина, Сыктывкар*

В настоящее время метод полного электронного выхода (total electron yield, TEY) широко применяется для изучения атомного, химического состава и электронной структуры наноразмерных материалов с использованием синхротронного излучения (СИ). Эта информация содержится в спектральных зависимостях сечения поглощения (СП) в области тонкой структуры рентгеновских спектров поглощения (near edge X-ray absorption fine structure, NEXAFS) внутренних порогов ионизации атомов вещества. При этом важным моментом является определение интенсивности падающего монохроматического СИ с корректным учётом вкладов рассеянного немонохроматического фона и излучения кратных порядков от дифракционной решётки. В настоящей работе обсуждаются результаты исследований по использованию свободных титановых плёнок (Ti-film) и золотых фотокатодов для получения спектральных зависимостей интенсивности СИ в области энергий квантов 227–800 эВ.

Сечение поглощения $\sigma(\hbar\omega)$ определяется как вероятность поглощения структурной единицей вещества в единицу времени одного фотона с энергией $\hbar\omega$. Экспериментальные методы исследования с применением рентгеновского излучения основаны на взаимодействии рентгеновского кванта с веществом. Спектральные зависимости СП могут быть измерены с помощью метода прямого поглощения СИ, однако возможности этого метода ограничены.

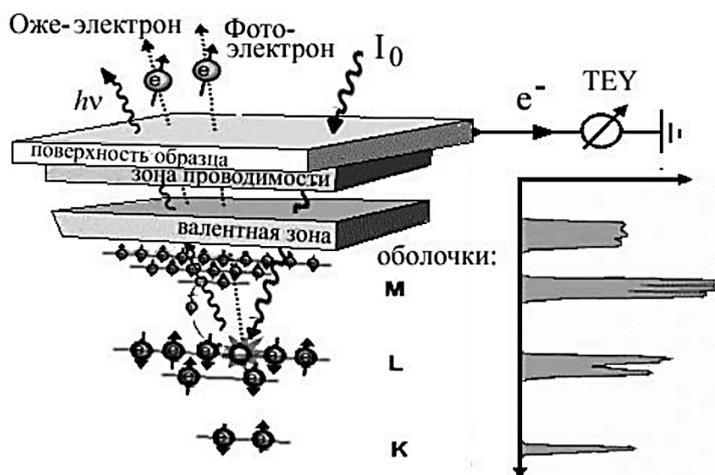


Рисунок 1 - Схематическое изображение процессов взаимодействия рентгеновского кванта с твёрдым телом, которые учитываются при проведении исследований методом TEY

Это связано, во-первых, с необходимостью приготовления образцов в виде тонких плёнок, что невозможно для большинства наноструктурированных материалов, а во-вторых, с проявлением «толщинного эффекта» [1]. Обойти эти ограничения возможно посредством использования косвенного метода определения сечения путём регистрации сигнала TEY (см. рис. 1) с поверхности исследуемого образца. Атомы вещества, из которого состоит исследуемый образец, способны поглощать кванты рентгеновского излучения. В ходе фотоионизации возникают рентгеновские фотоэлектроны, а в процессе релаксации возбуждённого состояния — оже-электроны, образующиеся при движении каскада вторичных электронов, которые выходят

на поверхность образца и частично покидают его [2]. Совокупность таких электронов представляет собой полный электронный выход ТЕУ, который регистрируется как ток утечки с помощью пикоамперметра. Сигнал ТЕУ прямо пропорционален сечению поглощения, энергии квантов и интенсивности падающего рентгеновского излучения. На рис. 1 приведено схематическое изображение процессов, которые происходят в исследуемом материале при поглощении рентгеновского излучения и которые в итоге вносят свой вклад в сигнал ТЕУ.

Сечение поглощения пропорционально сигналу ТЕУ, так как в области NEXAFS квантовый выход определяется главным образом оже-электронами, имеющими одинаковую кинетическую энергию, а также созданными ими вторичными электронами. Выход оже-электронов пропорционален СП, выход вторичных электронов — кинетической энергии оже-электронов. Величины энергии оже-электрона и энергии связи соответствующего внутреннего электрона близки по значению, следовательно, сигнал ТЕУ пропорционален также энергии квантов [3].

В случае проведения абсолютных измерений (в Мб) спектральных зависимостей СП методом ТЕУ необходимо корректно учитывать влияние фоновых искажений как в падающем излучении, так и в регистрируемых сигналах ТЕУ. Сигнал ТЕУ пропорционален сечению поглощения σ и зависимости $I_0 E_0 \varphi(E_0)$, где I_0 — интенсивность падающего излучения, E_0 — энергия квантов, $\varphi(E_0)$ — функция, монотонно изменяющаяся с изменением энергии квантов:

$$TEY = \sigma I_0 E_0 \varphi_0(E_0) \quad (1)$$

Таким образом, для определения СП исследуемого образца необходимо на первом этапе оценить величину, пропорциональную интенсивности падающего излучения $I_0 E_0 \varphi(E_0)$, которая может быть найдена путём регистрации сигнала TEY_{Au} с поверхности предварительно очищенного или свеженанпылённого золота. Применение золота объясняется тем, что его сечение поглощения σ_{Au} в ультрамягкой области спектра хорошо известно и имеет гладкий ход [4]. Таким образом, искомая величина $I_0 E_0 \varphi(E_0)$:

$$I_0 E_0 \varphi_0(E_0) = \frac{TEY_{Au}}{\sigma_{Au}} \quad (2)$$

Далее сечение поглощения образца σ вычисляется посредством нормировки соответствующего измеренного сигнала ТЕУ с поверхности образца на $I_0 E_0 \varphi(E_0)$ падающего СИ:

$$\sigma = \frac{TEY}{I_0 E_0 \varphi_0(E_0)} \quad (3)$$

Для использования метода ТЕУ необходимо корректно определить величину интенсивности падающего синхротронного излучения с учётом фоновых искажений. Немонохроматический фон состоит, во-первых, из рассеянного длинноволнового излучения, причиной появления которого является наличие неровностей или каких-либо загрязнений на поверхности дифракционной решётки, расположенной в камере монохроматора, а также на поверхности других отражающих элементов в канале выхода и монохроматизации СИ. Во-вторых, фон включает в себя излучение кратных порядков отражения от дифракционной решётки.

В особенности важно провести исключение фона в исследованиях с применением синхротронного излучения высокой интенсивности. В таком случае компонента немонхроматического фона настолько велика, что это приводит к возникновению дополнительной структуры в падающем пучке излучения, вследствие чего осуществление нормировки исследуемых спектральных зависимостей становится проблематичным, а абсолютные измерения СП образцов не представляются возможными.

Измерение и подавление искажающей спектр фоновой компоненты излучения возможно провести с помощью фильтра, представляющего собой тонкую плёнку из титана, которая закрепляется на золотой сетке перед измерительной камерой после выходной щели канала выхода излучения. Как показали исследования, Ti-фильтр значительно подавляет коротковолновое излучение второго порядка для интервала энергий 455–900 эВ (рис. 2). Кроме

того, по сильному поглощению излучения в области $Ti2p$ -края 455–460 эВ можно оценить величину рассеянного немонахроматического фона. Надо отметить, что Ti -фильтр с большей толщиной более эффективно подавляет фоновое излучение кратных порядков дифракции (в частности, при сравнении Ti -фильтров толщиной 150 и 230 нм). Вклад излучения второго порядка в фоновые искажения учитывается следующим образом. Прежде всего определяется коэффициент фильтрации K коротковолнового излучения при отражении падающего излучения под скользящими углами от поверхности оптических элементов монохроматора. Он равен отношению скачков поглощения в области $Ti2p$ -края в первом (из рис. 2 соответствующая энергия равна $E = 454$ эВ) и во втором порядках ($E = 227$ эВ). Из приведённых данных коэффициент фильтрации K для золота равен 9.8.

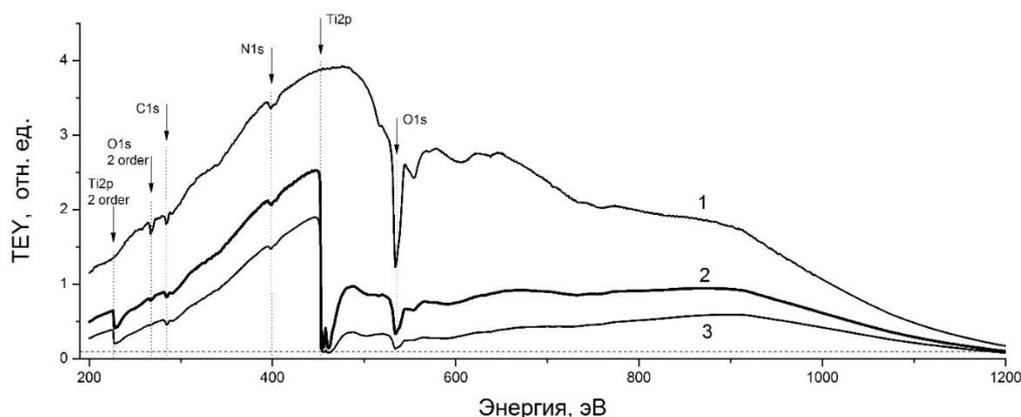


Рисунок 2 - Сигнал ТЕУ с поверхности чистого золота для Ti -фильтров толщины 150 нм (2), 230 нм (3), без фильтра (1). Вертикальными линиями отмечены $Ti2p$ -, $O1s$ - и $N1s$ -края поглощения в первом и втором порядках дифракции. Штриховая горизонтальная линия показывает уровень рассеянного фонового излучения

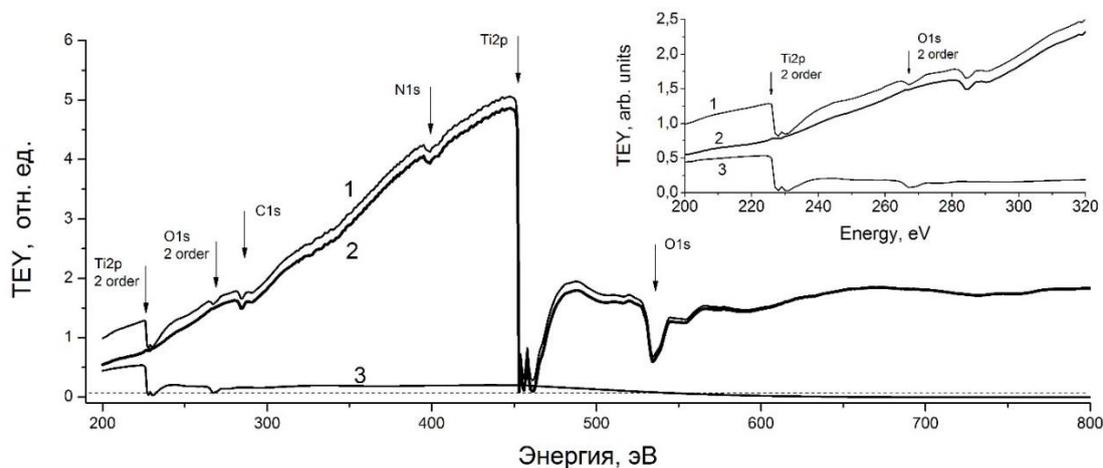


Рисунок 3 - Спектральные зависимости сигнала ТЕУ (1), монохроматизированного сигнала ТЕУ от поверхности чистого золота (2), излучения второго порядка (3). Стрелками отмечены края поглощения в первом и втором порядках дифракции

Следующий шаг состоит в определении спектральной зависимости излучения кратных порядков как отношения сигнала ТЕУ и коэффициента фильтрации, после чего производится перенос в длинноволновую область спектра путём деления шкалы энергии пополам. Вклад в фоновое искажение рассеянного немонахроматического фона находится по уровню спада в области $Ti2p$ -края поглощения (454–460 эВ).

На рис. 3 изображён способ учёта коротковолнового фонового излучения на примере нормировочного соединения золота Au. Можно заметить, что зависимость монохроматического сигнала на поверхности золота, найденная путём вычитания фоновых компонент из сигнала ТЕУ, становится монотонной в областях 225 и 265 эВ.

Спектральная зависимость, пропорциональная интенсивности падающего излучения $I_0 E_0 \varphi(E_0)$ определяется отношением монохроматического сигнала ТЕУ с поверхности золота на сечение поглощения атома золота (рис. 4).

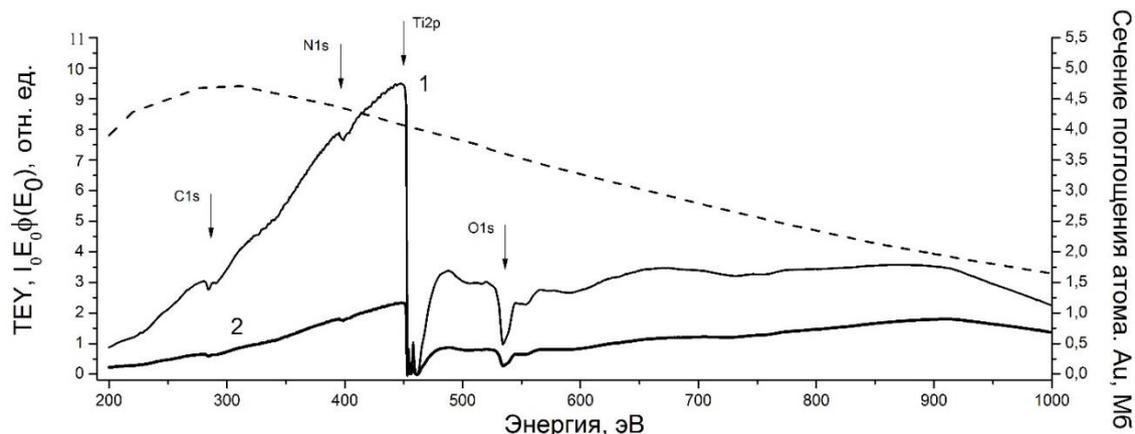


Рисунок 4 - Спектральные зависимости сигнала ТЕУ от золотой пластинки с Ti-фильтром (1) и величины $I_0 E_0 \varphi(E_0)$ (2). Штриховая линия — спектральная зависимость СП атома золота

Таким образом, описанный метод позволяет вычислить величину $I_0 E_0 \varphi(E_0)$, пропорциональную интенсивности падающего на образец синхротронного излучения, путём регистрации сигнала ТЕУ с поверхности золотой пластины с корректным учётом немонохроматического фона и фонового излучения кратных порядков дифракции. Далее эти результаты могут быть использованы для определения сечения поглощения широкого спектра наноструктурированных материалов в абсолютной шкале в Мб.

Библиографический список:

1. Parratt L.G., Hempstead C.F., Jossem E.L // Phys. Rev., 1957. V.105. P.1228–1232.
2. Henke B.L., Knauer J.P., Premarate K. // J. Appl. Phys., 1981. V.52. P.1509–1520.
3. Stohr J, NEXAFS Spectroscopy // Springer, Berlin, 1992. 403 p.
4. Henke B.L. et al. // At. Data Nucl. Data Tables, 1993. V.54. P.181–342.

УДК 543.544

Хроматографический метод исследования многокомпонентных смесей

Гималетдинова Ю.Т.

Научный руководитель: Ратьер Н.И.

Ухтинский государственный технический университет (филиал в г. Воркута)

В современной нефтехимии наряду с задачами синтеза продуктов и материалов из углеводородов нефти, стоит задача исследования состава многокомпонентной и сложной системы – нефти. Известно, что нефть представляет собой смесь из огромного числа компонентов, главным образом, углеводородов. В зависимости от месторождения сырая нефть может содержать сотни различных гетероатомных соединений углеводородов, соединения металлов, комплексные соли и др. Задача разделения таких смесей на индивидуальные компоненты является сложной. Сегодня основным методом является хроматография.

Первоначально этот метод был опробован на разделении сока растения. Метод оказался очень прост и эффективен, поэтому нашел широкое применение в качестве разделения различных смесей, в том числе и нефти. На данный момент хроматографические методы составляют 60-70 % от всех аналитических методов исследования нефтей. В основу принципа разделения положен динамический процесс распределения веществ смеси и их перемещение через слой неподвижной фазы потоком подвижной фазы в специальном устройстве, которое позже получила название хроматографическая колонка. В зависимости от состава компонентов

смеси, они движутся по колонке с различной скоростью, что и позволяет разделить их между собой. Метод был предложен в 1903 г. Михаилом Семеновичем Цветом. Изначально свой метод М.С. Цвет назвал адсорбционным анализом. Разница в скорости движения обусловлена различной адсорбируемостью веществ смеси, то есть избирательным поглощением вещества, которым наполнена колонка. По мере продвижения по колонке компоненты смеси адсорбируются на разном, строго индивидуальном для каждого вещества, расстоянии от начала колонки и таким образом могут быть идентифицированы. Спустя три года, в 1906 году, Михаил Семёнович дал новое название методу - хроматографический (от лат.- «хром», означает «цвет»).

М.С. Цвет использовал хроматографический метод, прежде всего, для разделения пигментов растений. Например, для разделения хлорофиллов он заполнял трубку из стекла, которая так же называется колонкой, твердым адсорбентом (например, инулином) и наносил на верхний слой экстракт хлорофиллов в растворителе лигроине. После чего промывал колонку лигроином. Свои наблюдения Цвет записал в дневнике именно так: – «Из нижнего конца воронки вытекает сначала бесцветная, потом желтая жидкость (это был открытый им каротин), в то время как в поверхностных слоях инулинового столба возникает интенсивное зеленое кольцо, на нижнем крае которого быстро образуется желтая кайма. При последующем пропускании через инулиновый столб чистого лигроина, оба кольца, зеленое и желтое, значительно расширяются и распространяются вниз до известного предела. Как цветные лучи солнечного спектра различные компоненты из смеси пигментов были выделены и могли анализироваться дальше количественно и качественно» [1].

При хроматографическом исследовании происходит взаимодействие двух разных фаз. Химическое вещество в одном агрегатном состоянии, например, жидком или газообразном, перемещается по поверхности другого вещества в другом агрегатном состоянии. Движущееся вещество получило название подвижная фаза, устойчивое вещество получило название стационарная фаза. Компоненты подвижной фазы отделяются друг от друга за счёт адсорбции по мере её движения на стационарной фазе. Таким образом, становится возможным определить наличие отдельных компонентов.

Результат разделения, который проявляется в виде последовательности различных цветовых зон, получил своё название – хроматограмма. Для разделения пигментов Цвет использовал более ста различных адсорбентов, он детально изучил технику разделения и предложил различные варианты аппаратов для своего метода.

В настоящее время существуют разные способы проведения хроматографических исследований. В основном их разделяют по нескольким признакам:

- 1) по физическому состоянию подвижной фазы (газовая и жидкостная хроматографии)
- 2) по технике выполнения хроматографического разделения (колоночная, плоскостная, хроматография в полях сил)
- 3) по природе взаимодействия разделяемых компонентов с неподвижной фазой (адсорбционная, ионообменная, эксклюзионная и др.) и др.

Бумажная хроматография является самым распространенным и простым аналитическим методом, который идеально подходит для разделения и обнаружения цветных компонентов, называемых пигментами. В этом методе каплю образца смеси (например, чернил) помещают на край фильтровальной бумаги. После чего бумагу подвешивают вертикально, таким образом, чтобы нижняя часть бумаги была погружена в растворитель (вода или спирт). При этом, пятно чернил не должно касаться растворителя, а было чуть выше. Через какое-то время растворитель (подвижная фаза) начинает постепенно двигаться вверх по бумаге (неподвижная фаза) посредством капиллярных сил. Так как растворитель движется вверх, он «затягивает» красители, присутствующие в чернилах, вместе с собой. По мере подъёма растворителя по фильтровальной бумаге обнаруживаются разные цветные полосы. Так как, разные вещества имеют свои индивидуальные характеристики впитываемости и движутся с индивидуальной скоростью, то по мере подъёма растворителя, можно наблюдать полосы на разной высоте и разного цвета. Они указывают на наличие в чернилах индивидуальных веществ.

Тонкослойная хроматография имеет большое сходство с бумажной хроматографией. Основное отличие состоит в том, что вместо куска бумаги используют предметное стекло,

покрытое слоем силикагеля, который является неподвижной фазой. В данном методе на нижний край предметного стекла наносятся капли раствора исследуемой смеси. После их высыхания, предметное стекло нижним краем погружается в слой растворителя (элюента). Предметное стекло с неподвижной фазой удаляется из резервуара с растворителем, когда растворитель (подвижная фаза) достигает верхнего края стекла. Различные соединения в смеси перемещаются вверх по слою силикагеля с различной скоростью в виде пятен. Эти отделенные пятна затем визуализируются в ультрафиолетовом свете. В некоторых случаях для визуализации пятен используют химические процессы: например, серная кислота обугливает большинство органических компонентов, оставляя темное пятно на предметном стекле. Это самая простая и быстрая техника для разделения смесей органических соединений. Она часто используется для определения пигментов, анализа состава красителей в волокнах и выявления инсектицидов или пестицидов в пищевых продуктах. Тонкослойная хроматография разделяет смеси более эффективно, чем бумажная.

Газовая хроматография используется для разделения смесей летучих органических соединений. Разделение ведут в газовых хроматографах. В анализе используют малую пробу газа, иногда несколько см³. Чтобы придать исследуемой газовой смеси направленное движение, её соединяют с газом-носителем. Таким способом создают подвижную фазу. Важно, чтобы газ-носитель не вступал в реакцию с образцом. С этой целью применяют инертные газы, например, гелий или азот. Колонка для газовой хроматографии представляет собой металлическую или стеклянную трубку. Неподвижной фазой в ней является тонкий слой жидкости или полимера на твёрдой основе. Принцип разделения основан на разнице в скорости движения по колонке компонентов, имеющих разные температуры кипения. В результате каждый компонент элюируется в индивидуальный временной отрезок, который получил название «время удерживания компонента». При сравнении полученных данных с эталонными образцами уже известных соединений, учёные могут анализировать соединения в смеси [1].

Жидкостную хроматографию применяют для разделения растворов. В этом методе растворитель, который является подвижной фазой, пропускают в колонку с адсорбентом под давлением. Поэтому ещё одно название метода - жидкостная хроматография высокого давления. Конструкция колонки, как правило, трубчатая. Сорбент в колонке находится в сильно измельчённом состоянии. Принцип разделения основан на различной адсорбции компонентов. Так как каждое соединение в смеси по-разному реагирует с сорбентом (из-за различий в размерах молекул, адсорбции) компоненты движутся в колонке с разными скоростями, что и обеспечивает разделение их между собой. Состав подвижной фазы определяется характеристиками неподвижной фазы и анализируемых веществ. Ученые - химики постоянно находятся в поиске оптимальных приёмов для проведения жидкостной хроматографии, с помощью которого можно обеспечить идеальное разделение. В таблице (1) приводится сравнительная характеристика методов хроматографии по виду подвижной и неподвижной фаз [2].

Таблица 1 - Сравнительная характеристика хроматографических методов

Подвижная фаза	метод	Неподвижная фаза (НФ)	Описание
Вода или органический растворитель	Бумажная хроматография	Бумага	Разделение за счет процессов распределения
Органический растворитель	Тонкослойная хроматография	Оксид алюминия или силикагель - на пластине	Разделение за счет процессов распределения и специфических взаимодействий с НФ
Азот или гелий	Газовая хроматография	Тонкий слой жидкости или полимера на инертной твердой подложке – в колонке	Разделение за счет разницы в температурах кипения и специфических взаимодействий с НФ

Подвижная фаза	метод	Неподвижная фаза (НФ)	Описание
Растворы	Жидкостная хроматография	Сорбенты – в колонке	Разделение за счет специфических взаимодействий с НФ

Для разделения нефти используют газовую и жидкостную хроматографию.

В начале 60-х годов 20 в. был разработан мощный метод анализа, сочетающий капиллярную хроматографию и масс-спектрометрию. Он получил название хромато-масс-спектрометрия. В настоящее время именно этот метод применяют для анализа нефти, дополняя его использованием электронно-вычислительной техники. Однако применение газовой хроматографии для анализа нефти имеет ограничения вследствие того, что лишь часть компонентов нефти являются летучими. По этой причине ещё со середины прошлого века велись поиски различных вариантов высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ). К преимуществам метода можно отнести разделение при низких температурах, чаще всего при температурах ниже температуры кипения растворителя, применяемого в качестве подвижной фазы (в отличие от газовой хроматографии). Сложности метода – затруднённая высокочувствительного детектирования разделенных фракций. Для решения этой проблемы были предложены многочисленные детектирующие системы, включающие устройства, регистрирующие поглощение ультрафиолетовых лучей, колориметры, электрохимические детекторы, рефрактометры, спектрофотометры и флуоресцентные детекторы. Следует отметить, что в настоящее время из всего многообразия изученных детектирующих систем широкое применение находят детекторы, измеряющие поглощение УФ-излучения. Для определения микропримесей неорганических веществ в нефтях и нефтепродуктах находят применение такие специфические методы, как атомно-абсорбционная спектрометрия и измерение хемилюминесценции возбужденных органических молекул (озоновые хемилюминесцентные детекторы) [3].

За научные исследования в области хроматографии или с применением хроматографического метода были присуждены несколько Нобелевских премий. Более 60% исследований состава веществ во всем мире проводится при помощи различных видов хроматографии. Современные хроматографы способны разделить и идентифицировать несколько сотен соединений всего за один анализ. Некоторые хроматографические детекторы определяют количество вещества в масштабе 10^{-9} м.

Благодаря этим преимуществам, хроматография в настоящее время широко используется в криминалистике для анализа образцов с мест преступления. С помощью хроматографии ведут мониторинг загрязнений, например, для обнаружения небольших концентраций опасных загрязнителей в воздухе и воде. В медицинской сфере контроль качества биологических и фармацевтических продуктов так же осуществляют с помощью этого метода. В пищевой промышленности метод Цвета позволяет быстро и точно обнаружить порчу в пищевых продуктах, определить качество продуктов питания и контролировать применение пищевых добавок. Криминалистическая деятельность не обходится без хроматографа, например, определение наличия алкоголя в крови и кокаина в моче. В радиохимии для характеристики радиоактивно меченых соединений и определения радиохимической чистоты препарата незаменим метод хроматографии. Помимо этого, хроматография также используется для расшифровки ДНК и в биоинформатике, клинической диагностике заболеваний и расстройств, а также в различных исследовательских целях.

Библиографический список:

1. Васильев В. П. Аналитическая химия, В 2 кн. Кн. 2 Физико-химические методы анализа: Учеб. для студ. вузов, обучающихся по химико-технол. спец. - 4-е изд., стереотип. - М.: Дрофа, 2004 - 384 с.
2. Егазьянц С.В. Хроматографические методы анализа нефтепродуктов. Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 2. Химия. 2009. Т.50. №2. С.75-99.
3. Хенке Х. Жидкостная хроматография. - М.: Техносфера, 2009. - 264 с.

УДК 539.374

Математическое моделирование деформирования материалов с атермическим и мартенситным механизмами неупругости

Кожемякин Н.В., Богданов С.Д.

Научный руководитель - Богданов Н.П.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Процесс деформирования материалов предопределяется развитием микродеформаций на нескольких структурных уровнях [1]. Вполне естественно, что варьирование значений параметров на одном из структурных уровней приведет к изменению характера деформирования материала и на макроуровне. Без применения сложного оборудования, фиксирующего структурные изменения в процессе деформации, понять физику процесса, практически невозможно. Однако, проанализировать процесс реализации макродеформации можно методами компьютерного моделирования, опираясь на структурно – аналитическую теорию прочности [1], позволяющую описывать поведение материалов со сколько угодно сложной реологией и эффектами мартенситной неупругости.

Целью настоящей расчетно – теоретической работы являлось рассмотрение основ структурно - аналитической теории прочности и моделирование процессов деформирования материала с атермическим и мартенситным механизмами неупругости.

Рассматривается область кристалла с объемом (локальный базис), для которого можно записать закон ее механического поведения в наиболее простой и физически понятной форме. Предполагается, что законы, контролирующие процесс микродеформации в локальном базисе, одинаковы при любых макроскопических процедур деформирования (инженерный уровень).

Пластическая деформация осуществляется, как правило, скольжением по определенным плоскостям в некоторых конкретных направлениях. Зависимость скорости пластического сдвига в локальном базисе $\dot{\beta}_{31}^a$ от напряжения представляли в виде следующей математической записи (1),

$$\dot{\beta}_{31}^a = A_a (\dot{\tau}'_{31} - \dot{\tau}'_{31} \text{sign} \tau'_{31}) H(\tau'_{31} \text{sign} \tau'_{31} - \tau^S) H(\dot{\tau}'_{31} \text{sign} \tau'_{31} - \dot{\tau}_0) \quad (1)$$

где τ_0 - предел текучести в локальном базисе, τ^S - напряжение течения в локальном базисе; A_a - постоянная, имеющая смысл величины, обратной коэффициенту деформационного упрочнения сдвигом (модулю пластичности $g = A_a^{-1}$); $H(X)$ - функция Хевисайда $\{H(X) = 1 \text{ при } X \geq 0, H(X) = 0 \text{ при } X < 0\}$. Для нахождения $\dot{\tau}^S$ использовали следующую простую зависимость (2),

$$\dot{\tau}^S = A_a^{-1} \dot{\beta}_{31}^a \text{sign} \beta_{31}^a \quad (2)$$

Скорости итоговых деформаций и напряжений задавали следующим образом.

$$\dot{\varepsilon}_{ik} = \int_{\{\omega\}} f(\omega) \alpha_{i3} \alpha_{k1} \dot{\beta}_{31}^a d^3 \omega \quad (3)$$

$$\dot{\sigma}_{ik} = \alpha_{i3} \alpha_{k1} \dot{\tau}_{31}; \quad \dot{\tau}_{31} = \alpha_{3i} \alpha_{1k} \dot{\sigma}_{pq}; \quad (4)$$

где $\{\omega\}$ - совокупность Эйлеровых координат; $f(\omega)$ - ориентационная функция, нормированная по этим углам равная $f(\omega) = \frac{1}{8\pi^2}$, где $\dot{\sigma}_{ik}$ - скорость изменения напряжений в локальном базисе, α_{ij} направляющие косинусы, связывающие локальный и лабораторный базисы.

Во всех случаях интенсивность сдвиговой деформации в лабораторном базисе возрастала при $0 < t \leq \frac{T}{2}$ и убывала по линейному закону при $\frac{T}{2} < t \leq T$, изменяясь согласно выражению (5).

$$S = \dot{S}t \cdot H\left(t - \frac{T}{2}\right) + \dot{S} \left[\frac{T}{2} - \left(t - \frac{T}{2}\right) \right] \cdot \left[1 - H\left(\frac{T}{2} - t\right) \right] \cdot H(T - t); \quad (5)$$

где $\dot{S} = 10 \text{ МПа} \cdot \text{с}^{-1}$, $50 \leq T \leq 100 \text{ с}$.

- Использовали три модельных режима нагружения. 1) Кручение (чистый сдвиг) $\sigma_{13} = S$;
 2) Совместное кручение с растяжением $\sigma_{13} = S/\sqrt{2}$, $\sigma_{11} = \sqrt{3/2} \cdot S$; 3) Растяжение $\sigma_{11} = \sqrt{3} \cdot S$.

Расчеты выполняли при широком варьировании значений феноменологических параметров τ_0 , A_a .

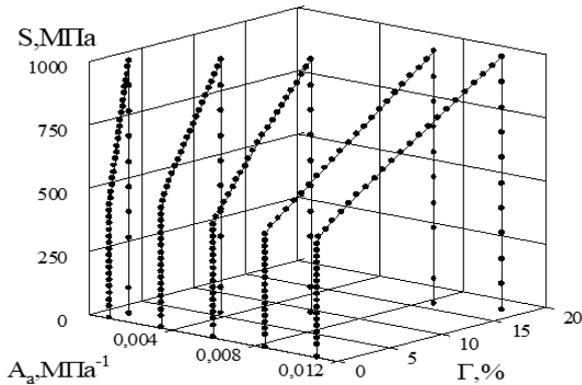


Рисунок 1 - Кривые нагрузки и разгрузки в координатах $S - \Gamma$ модельного материала при постоянном значении феноменологического параметра $\tau_0 = 400 \text{ МПа}$.

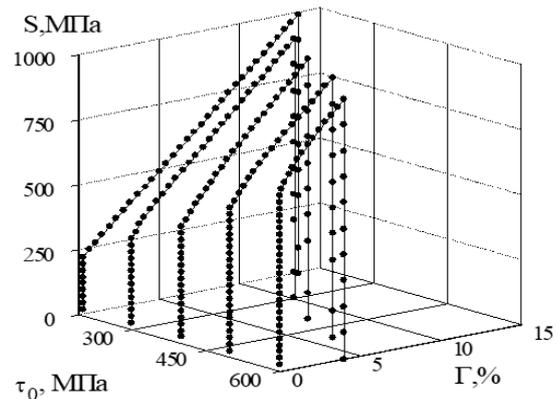


Рисунок 2 - Кривые нагрузки и разгрузки в координатах $S - \Gamma$ модельного материала при постоянном значении феноменологического параметра $A_a = 0.005 \text{ МПа}^{-1}$.

Основные результаты компьютерного моделирования представлены на рисунках 1 и 2.

Рисунок 1 показывает, что для всех режимов нагружения увеличение параметра A_a приводит к уменьшению величины деформационного упрочнения $dS/d\Gamma$. Увеличение параметра τ_0 , как и следовало, ожидать дает заметное повышение общего положения $S - \Gamma$ диаграмм (рис. 2) Данный результат достаточно очевиден и свидетельствует о том, что с ростом величины предела текучести в локальном базисе τ_0 и коэффициента деформационного упрочнения A_a^{-1} , сопротивление деформированию увеличивается, что приводит к уменьшению интенсивности сдвиговой деформации - Γ .

Деформация, реализуемая за счет мартенситных реакций, предполагает, что при прямом мартенситном превращении имеет место только эффект пластичности превращения (ПП), а при обратном - возврат этой деформации. Если величиной Φ характеризовать количество мартенсита в каком-то локальном объеме кристалла, то ниже некоторой температуры M_K вся область будет находиться в мартенситном состоянии. При нагревании выше A_H весь мартенсит превращается в аустенит. Охлаждение в интервале температур от M_H до M_K приводит к переходу аустенита в мартенсит. Внешние напряжения приводят к смещению характеристических температур мартенситных переходов. Считая, что деформация осуществляется преимущественно путем сдвига, можно записать уравнение Клаузиуса-Клапейрона: $\Delta T = T_0/q D_{31} \tau_{31}$, где q - удельная теплота мартенситного превращения, D_{31} - дисторсия превращения τ_{31} напряжения в локальном базисе. Необходимым условием прекращения для прямого мартенситного перехода будет требование $\Phi_M = 1$, а для обратного $\Phi = 0$. Кинетика возникновения и исчезновения мартенсита может быть описана следующим уравнением:

$$\dot{\Phi} = -\dot{T} * \{ H(1 - \Phi_M) H(-\dot{T}^*) \frac{H[M_H - \Phi(M_H - M_K) - T^*]}{M_H - M_K} + H(\Phi) H(\dot{T}^*) \frac{H[T^* + \Phi(A_K - A_H) - A_K]}{A_K - A_H} \}$$

В для расчета скорости микро деформации фазового происхождения можно пользоваться соотношением $\dot{\beta}_{31}^{\phi} = \dot{\Phi} D_{31}$, а деформационный макро отклик рассчитывается по формуле $\dot{\varepsilon}_{ik} = \int_{\{\omega\}} f(\omega) \alpha_{ip} \alpha_{kq} \dot{\beta}_{pq} d^3\omega$.

Провели модельный эксперимент поведения сплава близкого по свойствам к ТН-1 в условиях изотермического нагружения при трех температурах: в мартенситном состоянии, при температуре термодинамического равновесия и в аустенитном состоянии. Расчет выполняли при следующих феноменологических параметрах $D_{31} = D_{13} = 0,15$ (остальные $D_{pq} = 0$), $M_H = 340$ К, $M_K = 280$ К, $A_H = 410$ К, $A_K = 460$ К, $q = 200$ МДж/м⁻³. При расчете принимали модуль упругости (Юнга) в мартенсите равным 64 ГПа и 78 ГПа в аустените. Термоциклирование материала под нагрузкой показывает (рис.4), что при прямом превращении модельный материал испытывает пластичность прямого превращения, при нагревании через интервал обратного превращения наблюдается деформация, обусловленная памятью формы.

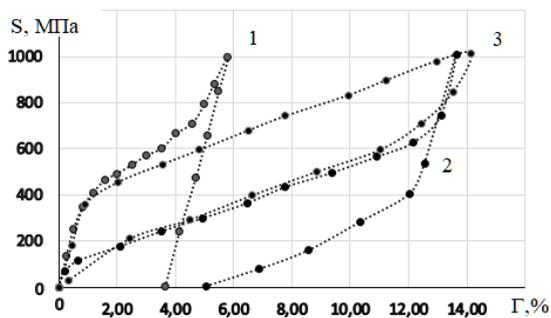


Рисунок 3 - Траектории изотермического нагружения модельного материала при температурах: мартенситное состояние 250К (1), двухфазное состояние 375К (2) и аустенитное состояние 500 К (3).

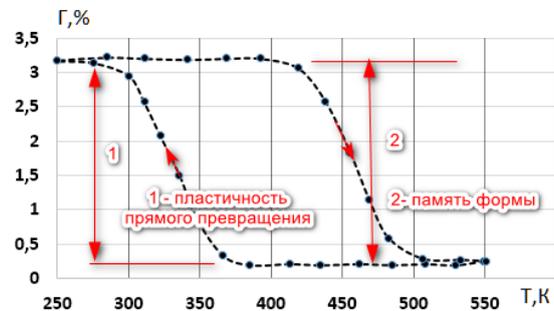


Рисунок 4 - Траектория термоциклирования в координатах интенсивность деформации - температура модельного материала через интервалы мартенситных превращений.

Как видим, структурно - аналитическая теории прочности В.А. Лихачева и В.Г. Малинина достаточно хорошо описывает процессы деформирования материала с атермическим и мартенситным механизмами неупругости.

Библиографический список:

1. Лихачев В.А., Малинин В.Г. Структурно - аналитическая теория прочности. Изд. Санкт-Петербург. 1993. 471 с.

УДК 665.78.023.28;534

Расчет минимального давления сдвига застывшей нефти в трубопроводе при неоднородном распределении температуры по радиусу

Тарсин А.В., Некучаев В.О., Люосев В.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

При перекачке высокозастывающих нефтей по магистральным и межпромысловым трубопроводам могут возникать большие проблемы, связанные с процессами кристаллизации парафиновых углеводородов в объеме нефти при ее охлаждении до температур ниже температуры начала массовой кристаллизации твердых алканов. Такие процессы могут происходить в морских нефтепроводах Арктического шельфа, где температура на дне моря достигает нескольких градусов Цельсия. Это может происходить и в подземных

неизотермических нефтепроводах, например, в нефтепроводах АО «Транснефть – Север» «Уса – Ухта» и «Ухта – Ярославль», где в зимнее время года при остановках перекачки по тем или иным причинам возможно остывание потока нефти до температур, близких или ниже температуры застывания нефти, образование прочной структурной сетки из кристаллов парафинов, т.е. неподвижного гелеобразного нефтяного «столба». Возникает проблема определения минимального давления, необходимого для безопасного возобновления перекачки застывшей нефти и времени безопасной остановки трубопровода [1,2].

При расчетах давления, необходимого для сдвига структурированной нефти в трубопроводе, у которой появляется ненулевое начальное напряжение сдвига, обычно считается, что сдвиг происходит по внутренней поверхности стенки трубы [2].

Целью настоящей работы является исследование на основе простой математической модели возможности пуска трубопровода с неизотермической нефтью не по внутренним стенкам трубы, а по некоторой ее центральной части с еще неостывшей до температуры стенки нефтью.

Как правило, при расчете давления сдвига застывшей нефти в трубопроводе предполагается, что температура нефти во всем трубопроводе одинаковая или, другими словами, нефть изотермическая. В этом случае давление сдвига можно вычислить по формуле [2]:

$$P_c = \frac{2L\tau}{R}, \quad (1)$$

где P_c – давление, сдвинувшее застывшую нефть, τ – начальное напряжение сдвига, R и L – соответственно радиус и длина трубы.

Для неизотермического трубопровода в различных руководствах учитывается, прежде всего, неоднородность температуры нефти по длине, а в сечении трубы в большинстве расчетов считается, что температура нефти постоянна и равна некоему усредненному по радиусу значению. При таких предположениях видно, что при постепенном увеличении давления, прикладываемого к столбу нефти, сдвиг произойдет, прежде всего, именно по стенке трубы, то есть для наибольшего возможного радиуса цилиндрического столба нефти.

В действительности нефть в остановленном трубопроводе не является изотермической. При остановке горячего нефтепровода по какой-либо причине будет происходить постепенное остывание нефти в каждом сечении трубы благодаря теплопроводности в радиальном направлении из-за низкой температуры грунта, которая может быть равной и ниже температуры застывания нефти. Время такого остывания может достигать многих часов и даже не одних суток. Поэтому в момент приложения давления для сдвига нефти в остановившемся трубопроводе температура нефти на оси трубы может быть существенно выше, чем у стенок.

Известно [3], что начальное напряжение сдвига у нефти в соответствии с формулой Котена экспоненциально растет с уменьшением температуры. Поэтому может получиться, что напряжение сдвига остывшей нефти у стенок трубы будет довольно большим, а более нагретая нефть вблизи оси трубы будет вести себя практически как ньютоновская жидкость. При пуске такого трубопровода в движение может придти не весь объем нефти в трубе, а лишь какая-то часть еще не остывшей нефти вблизи оси трубы.

Покажем на примере простой математической модели, что такая возможность действительно может реализоваться. Пусть начальное напряжение сдвига нефти зависит от ее температуры согласно формуле Котена:

$$\tau = \tau_0 e^{-\alpha T}, \quad (2)$$

а температура нефти зависит от расстояния до оси трубы r по параболическому закону (для простых качественных оценок такое предположение вполне приемлемо):

$$T(r) = A(R^2 - r^2) + T_R. \quad (3)$$

В момент пуска остановленного трубопровода нефть в трубе еще неподвижна. Мысленно выделим в трубе цилиндр некоторого радиуса r , меньшего, чем R , ось которого совпадает с осью трубы. Нефть вне выбранного условного цилиндра имеет более низкую температуру, чем нефть внутри него. Условие сдвига условного цилиндрического объема нефти задается формулой (1), где в знаменателе будет не радиус трубы R , а радиус цилиндра r . При постепенном повышении пускового давления может оказаться, что приложенного давления будет достаточно для сдвига

более нагретой нефти внутри цилиндра, но его будет недостаточно для сдвига более холодных слоев нефти вне цилиндра. В этом случае нефть внутри цилиндра придет в движение, а нефть вне цилиндра останется неподвижной и будет играть роль своеобразной внешней стенки. Если среди всех возможных цилиндров найдется такой, вычисленное по формуле (1) начальное давление сдвига которого будет минимальным среди всех цилиндров, то, скорее всего, произойдет сдвиг нефти внутри именно этого цилиндра, а внешние слои нефти останутся неподвижными и будут играть роль стенки. Качественно ясно, что такая ситуация может иметь место, поскольку начальное напряжение сдвига будет заметно снижаться при движении от стенки трубы к ее центру из-за роста температуры нефти.

Оценим, при каком расстоянии до оси трубы давление сдвига, вычисленное по формуле (1), будет достигать минимального значения. Для численных оценок возьмем необходимые параметры нефти, перекачиваемой по ПСП «Чикшино» в феврале 2015, 2016 и 2017 гг., рассчитанные в работе [1]. В формуле (2)

Таблица 1

	τ_0 , Па	α , 1/°C
2015 г.	157	0,102
2016 г.	138,71	0,094
2017 г.	200,5	0,119

Пусть радиус трубы во всех 3 случаях $R = 0,41$ м, температура нефти на оси трубы 40 °C, а у стенок 5 °C. В формуле (3) $A = 208,21$ °C/м, $T_R = 5$ °C.

На рисунке 1 для большей наглядности приведены графики зависимости давления сдвига от расстояния до оси трубы, из которых видно, что давление сдвига при определенном значении r действительно достигает своего минимального значения. При дальнейшем увеличении радиуса r будет наблюдаться монотонный рост давления сдвига P .

$r=0,15$ м в 2015 году;

$r=0,16$ м в 2016 году;

$r=0,14$ м в 2017 году.

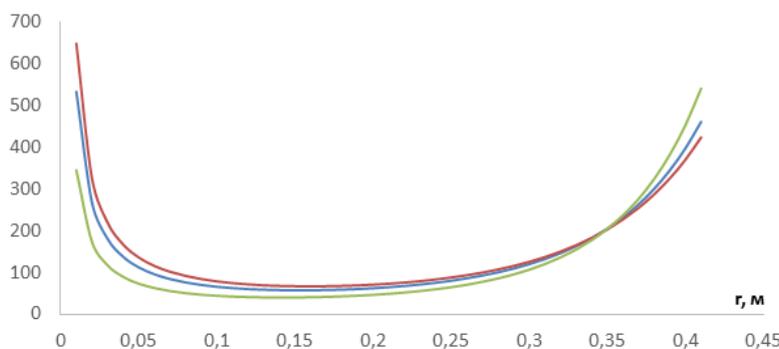


Рисунок 1 – Зависимость начального давления сдвига условного цилиндрического объема нефти от его радиуса (синяя линия – 2015, красная линия – 2016, зелёная линия – 2017).

Таким образом, на примере простой модели показана возможность сдвига условного цилиндрического столба остановившейся нефти меньшего радиуса, нежели радиус трубы. В нашем примере при постепенном повышении давления для пуска нефтепровода в первую очередь сдвинется цилиндрический объем нефти радиуса $r = 0,15; 0,16$ и $0,17$ м.

Данная модель содержит несколько грубых приближений (предположение о параболической зависимости температуры нефти от расстояния до оси трубы, отсутствует учет изменения температуры нефти вдоль трубопровода, замена реальной стенки трубы на «стенку» из внешнего цилиндрического слоя неподвижной нефти) и описывает пуск трубопровода лишь в самых общих чертах. Аккуратное изучение движения структурированной нефти в неизотермическом трубопроводе требует решения системы дифференциальных уравнений в частных производных Навье-Стокса и баланса энергии с соответствующими начальными и граничными условиями для неоднородной по температуре вдоль радиуса и вдоль оси трубы нефти.

Библиографический список:

1. Л.Ю. Ляпин, М.М. Михеев, В.О. Некучаев. Методика и результаты исследования статического напряжения сдвига парафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции с помощью реометра с контролируемой скоростью сдвига. SOCAR Proceedings, 2018. В. №4. С. 18-25.
2. Дегтярев, В. Н. Вопросы пуска нефтепровода с парафинистой нефтью после его длительной остановки. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов» [Текст] / В.Н. Дегтярев. – М.: РНТС, ВНИИОЭНГ, 1982. – 61 с.: ил.
3. Котен, В.Г. Реологические свойства туркменских нефтей. НТС «Транспорт и хранение нефти», № 12, 1963.

УДК 665.7.033.22;534.321.9

Анализ результатов измерения реологических параметров нефтей, перекачиваемых по МН «Уса-Ухта-Ярославль»

Семенов К.С., Ковтун М.А., Михеев М.М.

Научный руководитель – Некучаев В.О.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ежегодно в России и в других странах увеличивается добыча нефтей с аномальными свойствами, которые проявляются из-за высокого содержания парафинов, асфальтенов и смол. Для таких нефтей характерны высокая температура застывания, повышенная вязкость, нелинейность кривых течения, тиксотропия.

Общеизвестно, что как плотность, так и вязкость определенной нефти зависят от ее компонентного и углеводородного (УВ) состава (содержания масел, смол, асфальтенов и других различных видов УВ с разной молекулярной массой). По магистральным трубопроводам АО «Транснефть – Север», «Уса–Ухта» и «Ухта–Ярославль» транспортируются смеси нефтей разных месторождений северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП), обладающих самыми различными составом и свойствами. Большинство этих нефтей являются парафинистыми, высокопарафинистыми или высоковязкими.

Целью настоящей работы является выяснение корреляции между плотностью и вязкостью большой группы нефтей ТПНГП, перекачиваемых по МН «Уса–Ухта» и «Ухта–Ярославль», нахождение возможной математической формулы, описывающей эту связь для исследуемых видов нефтей и сравнение с существующими в литературе данными. Такие данные могут оказаться полезными на практике для прогнозирования вязкости и плотности смеси нефтей, поступаемых в названные МН при изменении доли нефтей, сдаваемых различными добывающими компаниями.

Реология - это раздел физики, в котором рассматриваются вопросы деформации и текучести веществ. Задачей реологии является установление взаимосвязи между силами, действующими на среду, и вызванными ими деформациями [1]. Реологические свойства реальных тел могут характеризоваться упругостью, вязкостью и пластичностью. Реологические параметры нефтей, характеризующие их транспортные свойства - это вязкость (пластическая, динамическая), напряжение сдвига (динамическое, статическое) и температура застывания. Важнейшим физико-химическим свойством нефти является ее плотность. Вязкость – это способность жидкости оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Для ньютоновских нефтей различают кинематическую и динамическую вязкости. Для неньютоновских нефтей вводят также понятия эффективной и пластической вязкости. Напряжение сдвига – сила на единицу площади, необходимая для поддержания течения жидкости. Плотность – физическая величина, равная отношению массы жидкости к её объёму.

Результаты экспериментальных исследований реологических свойств нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта-Ярославль» показаны на рисунках 1-4. Под «Усинской нефтью» в работе подразумевается смесь нефтей Усинского, Харьягинского, Возейского,

Варандейского и других месторождений, поступающих на ГНПС «Уса». Смесь «Усинской нефти» и нефти Кыртаельского месторождения, а также смесь «Усинской нефти» и нефтей Кыртаельского и Ярегского месторождений представляют собой нефти из МН «Уса-Ухта-Ярославль», отобранные на НПС «Чикшино» и НПС «Ухта-1» соответственно. Кроме нефтей из основного потока МН показаны результаты измерения вязкости и плотности нефтей некоторых месторождений, перекачиваемых по МН в различных соотношениях: нефти Кыртаельского, Тэбукского, Харьягинского и других месторождений.

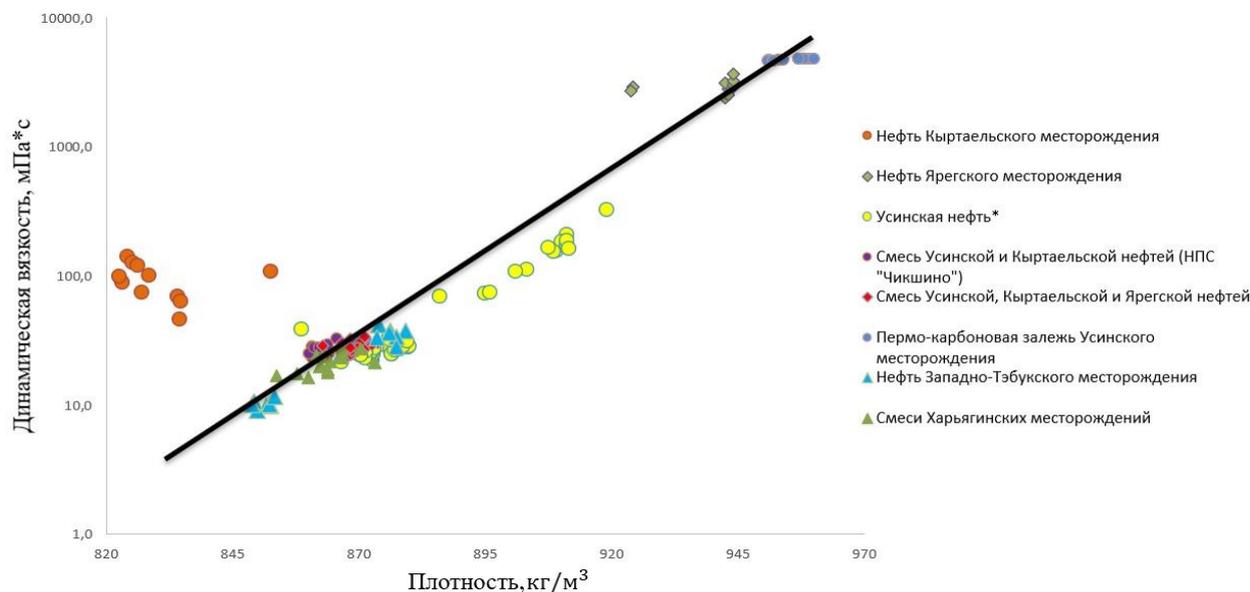


Рисунок 1 - Зависимость динамической вязкости от плотности при 20 °С нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта-Ярославль»

По рисунку 1 видно, что значения динамической вязкости при 20 °С основного потока смесей нефтей, перекачиваемых по МН «Уса-Ухта-Ярославль», изменяется в пределах от 11,6 мПа*с до 306,5 мПа*с. Плотность при 20 °С для этих нефтей изменяется в диапазоне от 848,7 кг/м³ до 922,7 кг/м³. Для нефти Ярегского месторождения динамическая вязкость при 20 °С изменяется от 2748 мПа*с до 3030 мПа*с, а плотность от 942,7 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ до 943,1 кг/м³. Видно, что значения вязкости группы проб нефтей Кыртаельского месторождения лежат значительно выше основной прямой для соответствующих значений их плотности. Объяснение состоит в том, что данная нефть относится к легким высокопарафинистым нефтям с малым содержанием смол и асфальтенов (поэтому имеет низкую плотность 820-830 кг/м³). Температура ее застывания (25 °С) заметно ниже температуры измерения вязкости, т.е. 20 °С. Естественно, что при такой температуре измерений вязкость нефти резко возрастает. Большинство других нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» имеют температуру застывания заметно ниже 20 °С. Также из рисунка 1 видно, что пробы двух наиболее характерных высоковязких нефтей месторождений ТПНГП (Ярегское и Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения) лежат значительно выше и правее всех остальных нефтей, но при этом вблизи основной прямой.

По рисунку 2 видно, что зависимость динамической вязкости нефти при 20 °С от плотности доминирующая часть нефти расположена в диапазоне от 50 мПа*с до 115 мПа*с по вязкости. Плотность нефти для данной вязкости занимает область от 860 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ до 895 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Экспериментальные точки зависимости плотности от вязкости для разных нефтей, приведенные на рисунке 1, достаточно хорошо аппроксимируются степенной функцией вида [2]:

$$\eta = K(1 - \rho)^n \quad (1)$$

из которой и получается линейная зависимость логарифма вязкости от логарифма (1 – плотность) на рисунке 3. Методом наименьших квадратов можно получить значения констант n и K (n = -1,88, K = 1). В работе [1] приведено значение n = 4.2.

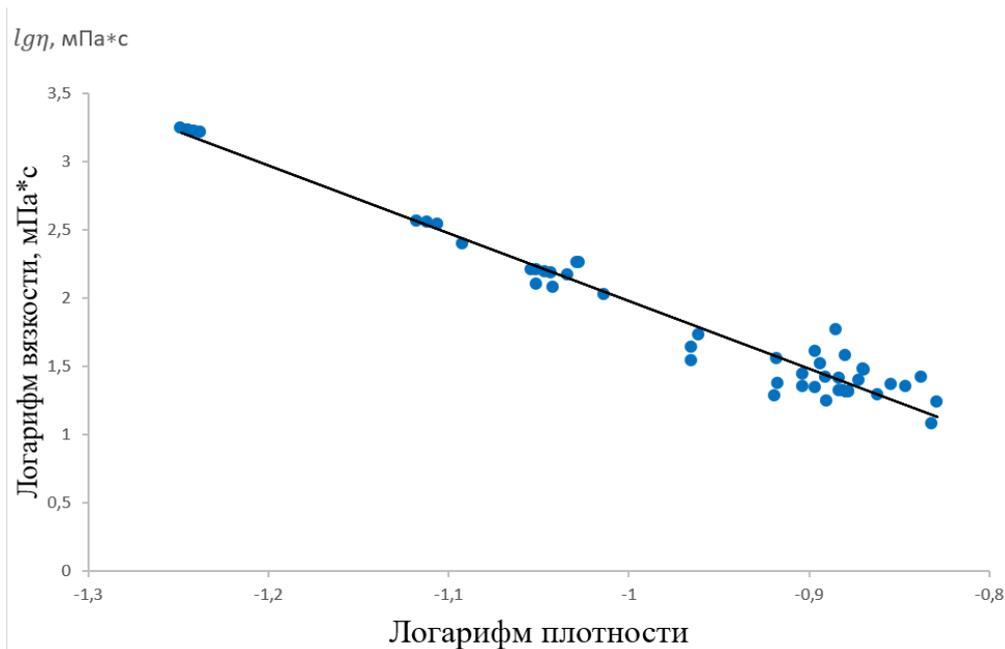


Рисунок 2 - Зависимость логарифма вязкости от логарифма плотности при 20 °С нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта-Ярославль»

График 3 может помочь определить ожидаемую вязкость смеси нефтей, транспортируемых по нефтепроводам «Уса – Ухта» и «Ухта – Ярославль», при вариациях долей нефтей, сдаваемых различными нефтедобывающими компаниями в МН АО «Транснефть – Север». При этом, для расчетов следует принимать во внимание правила аддитивности для плотности и вязкости смесей нефтей и отклонения от этих правил. Этому вопросу посвящена работа [3].

График 3 демонстрирует зависимость вязкости различных нефтей от концентрации асфальтенов и смол. По рисунку 3 видно, что большая часть транспортируемой нефти содержит небольшое содержание асфальтенов и смол, а именно от 1 до 5% и от 7 до 16% соответственно.

На рисунке 4 изображена зависимость вязкости различных нефтей от концентрации парафинов. Доминирующая часть нефти находится в диапазоне от 5% до 8% по их массовой концентрации.

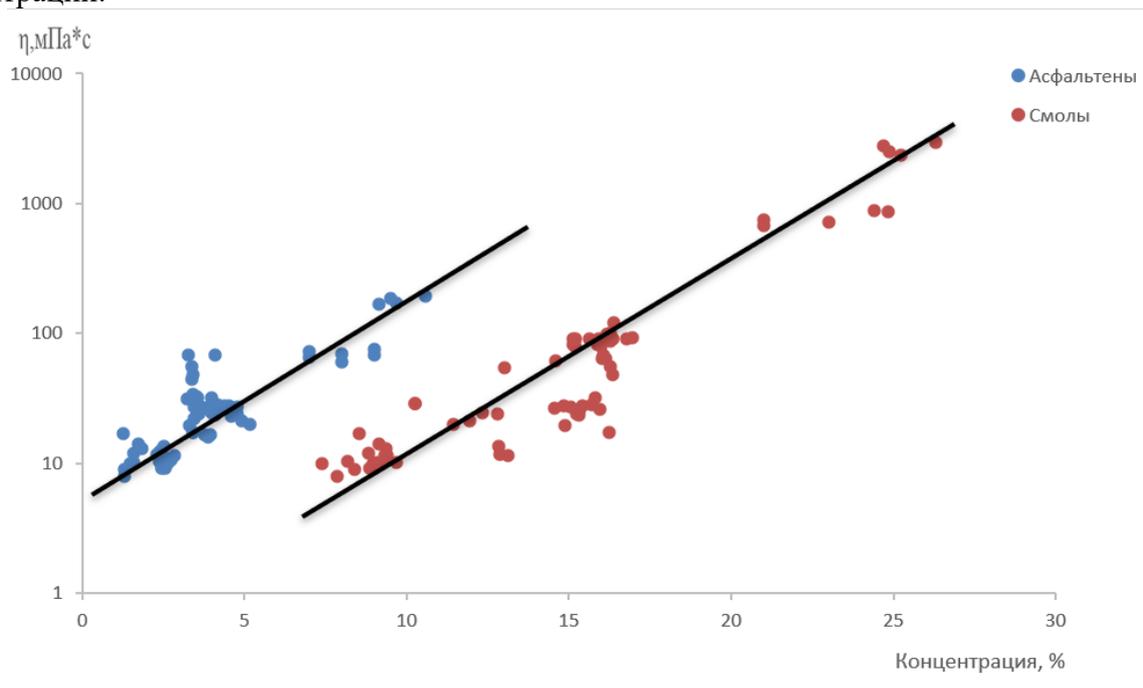


Рисунок 3 - Зависимость динамической вязкости при 20 °С от концентрации асфальтенов и смол нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта-Ярославль»

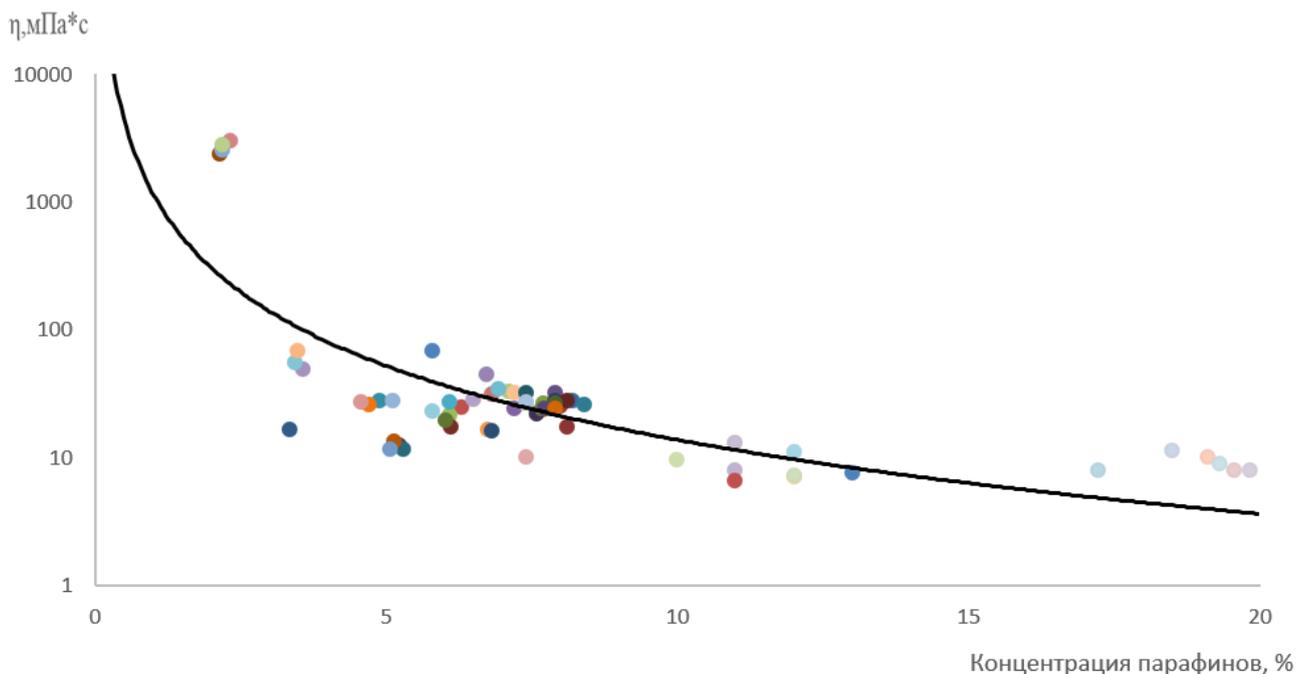


Рисунок 4 - Зависимость динамической вязкости при 20 °С от концентрации парафинов нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта-Ярославль»

Выводы:

1. Измерены реологические параметры нефтей, перекачиваемых по магистральным трубопроводам АО «Транснефть–Север» «Уса–Ухта» и «Ухта– Ярославль».

2. По полученным результатам измерений построена зависимость динамической вязкости исследуемых нефтей от их плотности, получилась степенная зависимость, выражаемая формулой (1). Подобная зависимость имеет существенное практическое значение, поскольку помогает оценить ожидаемую вязкость смеси нефтей, транспортируемых по нефтепроводам «Уса – Ухта» и «Ухта – Ярославль», при вариациях долей нефтей, сдаваемых различными нефтедобывающими компаниями в МН АО «Транснефть – Север».

3. Построены зависимости вязкости различных нефтей от концентрации в них асфальтенов, смол и парафинов. Подобные эмпирические зависимости показывают, что компоненты, определяющие состав нефти, а именно смолы, асфальтены и парафины, оказывают решающее влияние на ее свойства, в частности на вязкость. Так при увеличении содержания в нефти смол и асфальтенов динамическая вязкость нефти повышается, а при увеличении массовой доли парафинов в нефти вязкость уменьшается. При этом нельзя утверждать, что только концентрация отдельных компонентов определяет вязкость нефти, т.к. свойства нефти зависят от содержания этих компонентов и их взаимодействия.

4. Полученные данные могут оказаться полезными на практике для прогнозирования вязкости и плотности смеси нефтей, поступаемых в магистральный нефтепровод при изменении доли и свойств нефтей, сдаваемых различными добывающими компаниями.

Библиографический список:

1. Денисова М.А. Физико-химические и реологические свойства аномальных нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.
2. Malkin, A.Y. Oil as an Object of Rheology (Review). *Pet. Chem.* 59, 1092–1107 (2019).
3. Ляпин А.Ю., Некучаев В.О., Михеев М.М. Особенности изменения правил аддитивности вязкости и плотности смеси разнородных нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 2. С. 182–190.

УДК 665.7.033.22;534.321.9

Изучение температурной зависимости вязкости и энергии активации нефтей ПСП «Чикшино» и ГНПС «Уса»

Басов А.А., Циммерман С.А.

Научный руководитель – Некучаев В.О.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Магистральный нефтепровод «Уса-Ухта» является неизотермической системой. Температура транспортируемой нефти колеблется в диапазоне вдоль трубопровода от 50 до 7°C.

Температура нефти понижается по мере ее следования на перегонах между насосными станциями за счет теплообмена с окружающей средой.

Нефть становится менее подвижной из-за процесса кристаллизации парафинов и увеличения вязкости, их структурообразования.

Нестабильность теплогидравлических режимов магистральных нефтепроводов приводит к избыточным тратам электроэнергии на перекачку и превышению эксплуатационных затрат. Поэтому для тепловых и гидравлических расчетов режимов перекачки необходимо знать зависимость реологических параметров нефти от температуры, прежде всего вязкости и ее характерного показателя – энергии активации.

Целью работы является экспериментальное изучение температурной зависимости вязкости и особенностей энергии активации нефтей Тимано-печорской нефтегазоносной провинции и влияния на эти параметры термообработки.

Реология — это раздел физики, в котором рассматриваются вопросы деформации и текучести веществ. Задачей реологии является установление взаимосвязи между силами, действующими на среду, и вызванными ими деформациями.

Реологические параметры нефтей, характеризующие их транспортные свойства — это вязкость (пластическая, динамическая), напряжение сдвига (динамическое, статическое) и температура застывания.

Вязкость – это способность жидкости оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Бывает кинематическая, динамическая.

Напряжение сдвига – сила на единицу площади, необходимая для поддержания течения жидкости.

Скорость сдвига – разница скоростей между двумя слоями жидкости, разделенная на величину расстояния между ними

Ротационный вискозиметр НААКЕ Viscotester 550 (VT 550). - Ротационный вискозиметр, работающий в режиме регулируемой скорости вращения CR. Значение вязкости рассчитывается микропроцессором по крутящему моменту, геометрическим факторам используемой измерительной системы и скорости вращения. Ротор прибора приводится в движение шаговым двигателем со ста predetermined значениями скоростей вращения. Существует возможность выбора 10 различных рядов скоростей в диапазоне от 0,5 до 800 об/мин. Вращающий момент на валу двигателя измеряется по перемещению пружинного элемента с разрешением 0,1% от полной деформации пружины.

Результаты экспериментальных исследований реологических свойств нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта» показаны на рисунках 1-6.

На графике 1 представлена зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига нефти, перекачиваемой в трубопроводе ГНПС «Уса» при термообработке, в которой видно, что при увеличении температуры и одинаковых значениях скорости сдвига напряжение сдвига уменьшается. Наибольший показатель напряжения сдвига наблюдаются при 0°C и равен 40,9 Па, а наименьший при 50°C и равен 2,21 Па. Расхождение прямого и обратного хода указывает на тиксотропность данной нефти, связанной с большой концентрацией парафиновых углеводородов.

Рисунок 2 демонстрирует зависимость логарифма динамической вязкости от температуры нефти, перекачиваемой на ГНПС «Уса» без термообработки. Используя формулу, нашли энергию активации $E_{a1}=28$ кДж/моль и $E_{a2}=75,7$ кДж/моль. Температура кристаллизации получилась равной 19,6°C.

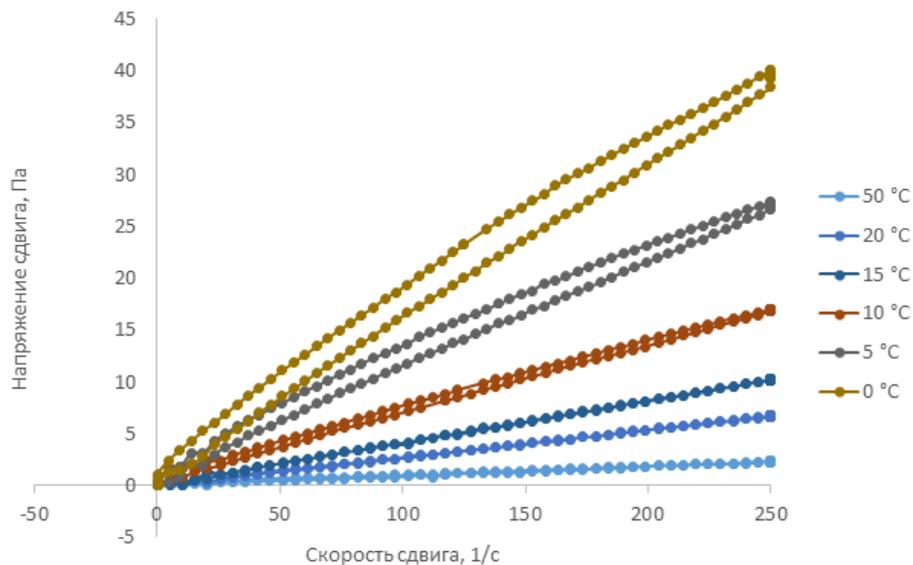


Рисунок 1 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при термообработке нефти, перекачиваемой на ГНПС «Уса» при разных температурах

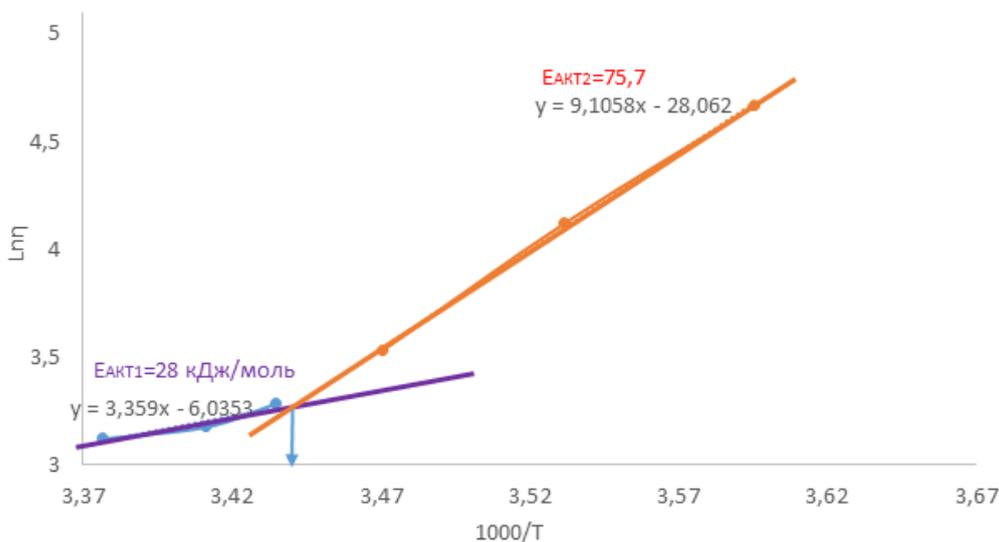


Рисунок 2 - Зависимость логарифма динамической вязкости от температуры нефти ГНПС «Уса» без термообработки

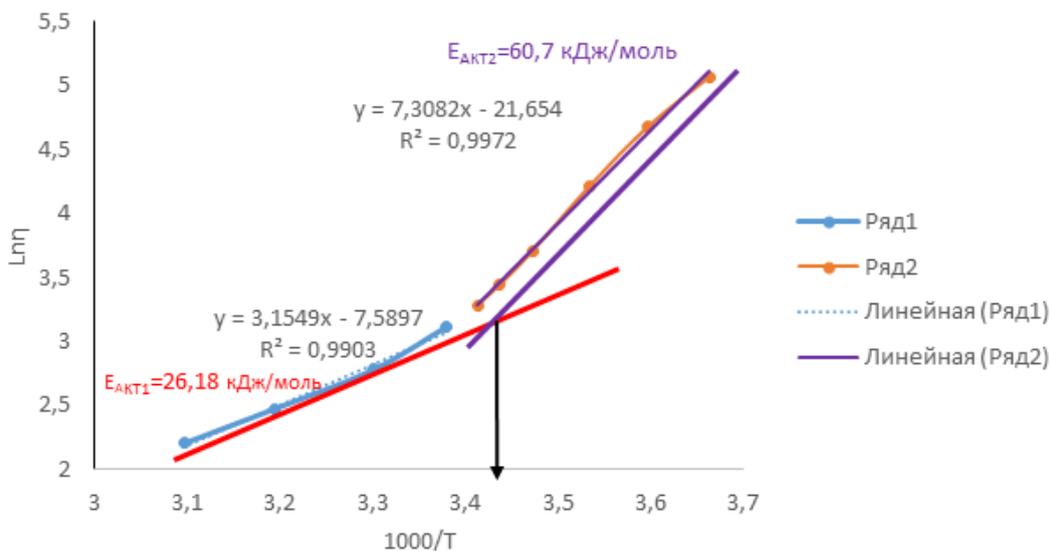


Рисунок 3 – Зависимость логарифма вязкости от температуры нефти ГНПС УСА при термообработке

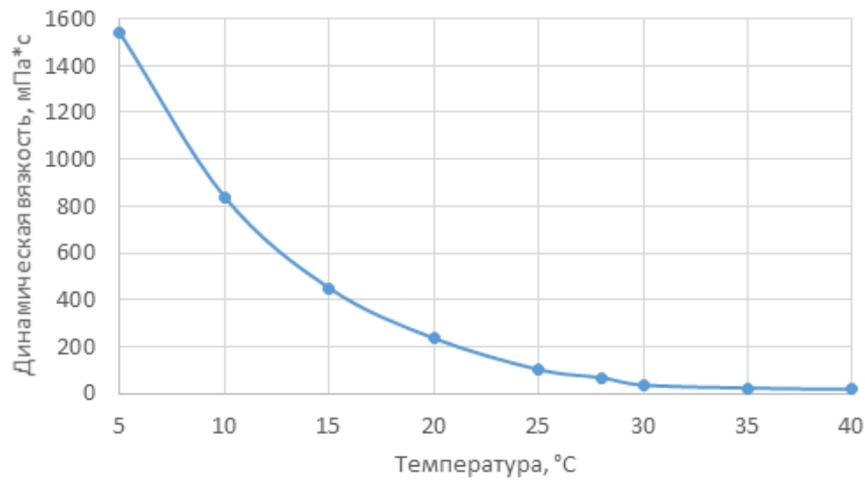


Рисунок 4 - Зависимость динамической вязкости от температуры нефти без термообработки, перекачиваемой на ПСП «Чикшино»

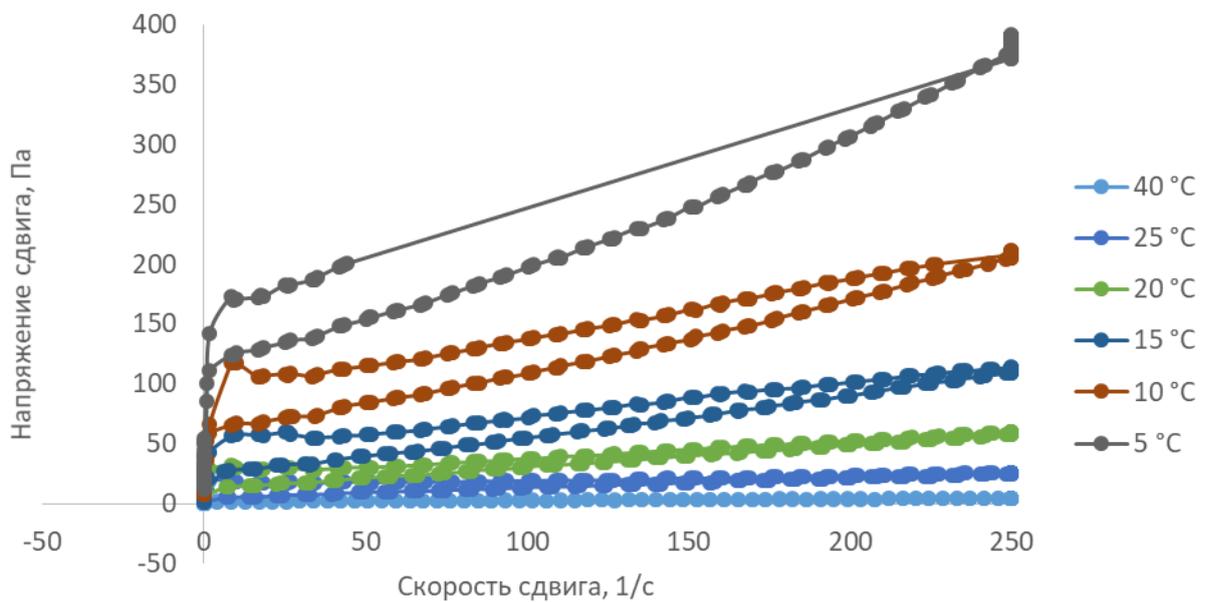


Рисунок 5 - Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига нефти, транспортируемой на ПСП «Чикшино»

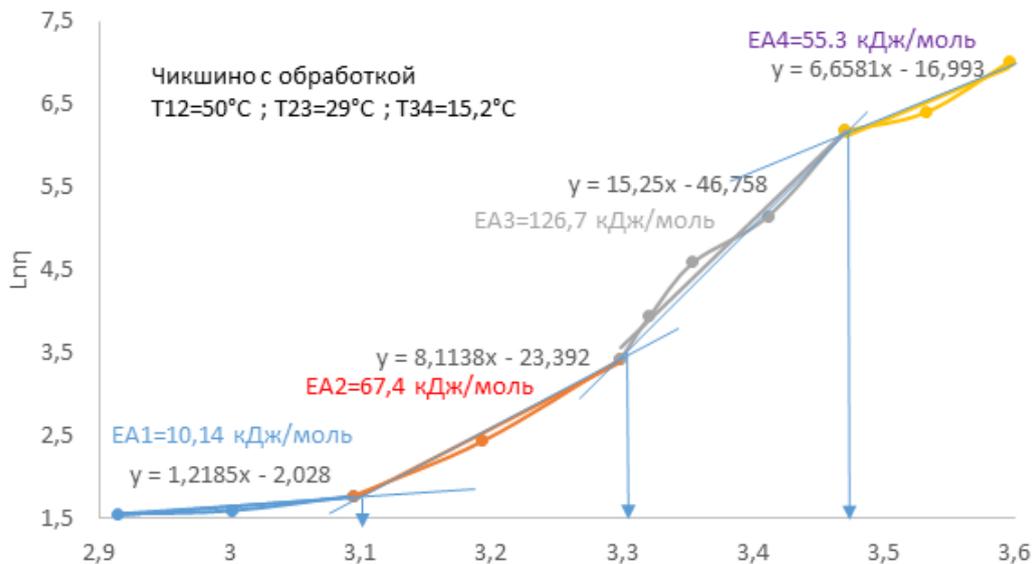


Рисунок 6 – Зависимость логарифма вязкости от температуры нефти ПСП «Чикшино» при термообработке

На рисунке 3 показана зависимость логарифма динамической вязкости от температуры. Используя формулу (1), мы получили значение энергии активации, $E_{a1}=26,18$ кДж/моль и $E_{a2}=60,7$ кДж/моль. Это доказывает, что после термообработки нефти энергия активации становится меньше. Точка пересечения аппроксимирующих прямых соответствует температуре $19,4^{\circ}\text{C}$.

Рисунок 4 показывает зависимость динамической вязкости от температуры нефти, перекачиваемой на НПС «Чикшино» без термообработки при скорости сдвига 250 об/с. По графику видно, что при равномерном повышении температуры динамическая вязкость также равномерно понижается. Минимальное и максимальное значения равны 18 мПа*с и 1540 мПа*с соответственно. Также видно излом на температуре 28°C , это и есть температура кристаллизации.

Изучив рисунок 5, в котором представлена зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига нефти, перекачиваемой на НПС «Чикшино» без термообработки, мы пришли к выводу, что при повышении температуры напряжение сдвига уменьшается. Наименьший показатель при скорости сдвига 250 об/с и при 40°C составляет $4,7$ Па, а при 5°C – $389,3$ Па, что является максимальным значением. Также, при низких температурах наблюдается явление сверханомалии, что характерно для высокопарафинистых нефтей.

На рисунке 6 изображена зависимость логарифма вязкости от температуры нефти, используя формулу мы нашли энергии активации: $E_{A1}=10,14$ кДж/моль; $E_{A2}=67,4$ кДж/моль; $E_{A3}=126,7$ кДж/моль; $E_{A4}=55,3$ кДж/моль.

Библиографический список:

1. Шрам Г. Основы практической реологии и реометрии / Пер. с англ. И.А. Лавыгина; под ред. В.Г. Куличихина. – М.: КолосС, 2003. – 312 с.
2. Астахов А.В., Некучаев В.О. Определение энергии активации течения высоковязких и высокопарафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции. – Ухта // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. 2011.
3. Malkin, A.Y. Oil as an Object of Rheology (Review). Pet. Chem. 59, 1092–1107 (2019).

СЕКЦИЯ 21. ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕЩЕСТВА

УДК 542.06 / 66.091

Обоснование способа регенерации магнетита в цикле физико-химической очистки воды от нефтяного загрязнения

Кохан Д.А.

Научный руководитель – Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В нефтедобывающей промышленности добыча нефти из скважин производится с сопутствующим извлечением пластовых вод. Извлекаемая вода сбрасывается после предварительной очистки в сточные воды или используется для повторного закачивания в пласт. Такая вода содержит большое количество нефти, в том числе и в эмульгированном виде. Такие высокодисперсные эмульсии, стабилизированные функциональными соединениями и относящиеся к категории поверхностно-активных веществ, довольно сложно подвергаются разделению, а значит, поиск альтернативных, эффективных, экологических и недорогих способов очистки воды от остаточного нефтяного загрязнения является актуальной задачей.

Ферромагнитные наночастицы в жидкой среде представляют собой коллоидные системы, состоящие из ферромагнитных или ферримагнитных частиц нанометровых размеров от 5 до 100 нанометров и обладающие парамагнитными свойствами. Наночастицы находятся во взвешенном состоянии в несущей жидкости, в качестве которой выступает органический растворитель или вода. Магнитные жидкости почти одновременно были синтезированы в США и России в

середине 60-х годов XX века. Первые магнитные жидкости получены американцем Соломоном Стивенсом Пайпеллом в результате механического измельчения частиц магнетита в шаровых мельницах. Он запатентовал своё изобретение в 1963-м и в 1965-м году. В СССР по инициативе профессора Дмитрия Валерьевича Орлова в 1965 году в Ивановском энергетическом институте начались работы по созданию магнитных жидкостей и герметизирующих устройств на их основе.

Магнитные наночастицы находят широкое применение в различных областях человеческой деятельности [1]. Например:

1. Электронные устройства. Используется во многих динамиках высоких частот для отвода тепла от звуковой катушки. Одновременно она работает механическим демпфером, подавляя нежелательный резонанс. Также используется для создания жидких уплотнительных устройств вокруг вращающихся осей в жёстких дисках.

2. Магнитная сепарация руд. Неоднородное магнитное поле приводит к уплотнению магнитной жидкости, вследствие чего всплывают немагнитные частицы высокой плотности — медные, свинцовые, золотые.

3. Машиностроение. Ferrari использует ферромагнитные жидкости в некоторых моделях машин для улучшения возможностей подвески. Под воздействием электромагнита, контролируемого компьютером, подвеска может мгновенно стать более жесткой или более мягкой.

4. Оборонная промышленность. ВВС США внедрили радиопоглощающее покрытие на основе ферромагнитной жидкости. Снижая отражение электромагнитных волн, оно помогает уменьшить эффективную площадь рассеяния самолета.

5. Авиакосмическая промышленность. NASA проводило эксперименты по использованию ферромагнитной жидкости в замкнутом кольце как основу для системы стабилизации космического корабля в пространстве.

6. Аналитические приборы. Ферромагнитные жидкости имеют множество применений в оптике благодаря их преломляющим свойствам.

Эксперимент показал, что возможно использование магнетита для очистки пластовых вод от эмульгированной нефти [2,3]. Механизм очистки заключается в том, что наночастицы агрегируются на границе раздела фаз нефть-вода и в неоднородном магнитном поле начинают направленно двигаться вместе с микрокаплями нефти, тем самым удерживая ее из движущегося потока водной фазы.

Основные преимущества данного метода:

1. Мобильность: метод может быть реализован непосредственно на территории месторождения и адаптирован для любых объёмов загрязненной воды.

2. Замкнутый цикл: возможность регенерации очищающего реагента обеспечивает отсутствие отходов после очистки.

3. Удобство автоматизации процесса очистки воды: узел очистки воды и регенерации магнитных частиц может быть встроен в уже имеющиеся схемы оборотного водоснабжения.

Осаждение магнетита осуществляют подщелачиванием раствора, содержащего смесь солей железа (II, III) в эквимолярных соотношениях. В качестве основной химической реакции для получения наночастиц изначально использовали метод Рене Массарта, основанный на использовании для осаждения гидрата аммиака.

Однако, с практической точки зрения, использование раствора аммиака имеет существенные недостатки: опасность производства при работе с аммиаком и связанные с этим меры предосторожности; образование солей аммония, что ведет к дополнительному загрязнению воды; трудности в транспортировке; высокая стоимость аммиака по сравнению с другими возможными осадителями.

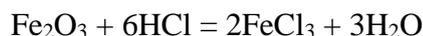
В данной работе были поставлены следующие задачи. Во-первых, в качестве возможного осадителя использовать не гидрат аммиака, а гидроксид натрия NaOH. Во-вторых, сравнить эффективность очистки воды от нефти рабочими растворами магнетита, полученными по методу Массарта и по методу осаждения гидроксидом натрия. Также сравнить себестоимость и токсичность используемых реагентов в обеих методиках.

Для чистоты эксперимента техника выполнения очистки с использованием обоих осадителей была одинаковой. Во всех опытах использовали свежесаждаемые частицы

магнетита, поскольку, как показано в предыдущих исследованиях [3], это обеспечивает наибольшую эффективность извлечения нефти. Причинами этого условия является возможная агрегация наночастиц в микрочастицы при длительном хранении рабочей жидкости. Для предотвращения этого процесса в получаемые промышленно магнитные жидкости добавляют стабилизатор (обычно ПАВ). Данный прием стабилизации наночастиц не соответствует целям очистки воды, так как будет дополнительным источником ее загрязнения.

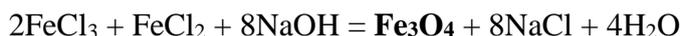
Последовательность операций при моделировании промышленного разделения водо-нефтяной эмульсии соответствовала технологической схеме, разработанной на предыдущих этапах экспериментальных работ, и в первую очередь включала в себя стадии регенерации магнетита (рис. 1).

Сырьем для получения Fe_3O_4 служит оксид железа (III), получаемый при выжигании нефти из нефте-магнетитной массы, извлекаемой из узла очистки воды. Измельченный оксид железа растворяют в кислоте (в целях экологической безопасности предлагается использовать соляную кислоту) по схеме:



В полученный раствор хлорида железа (III) добавляют соль двухвалентного железа $FeCl_2$ и воду до достижения необходимой концентрации рабочего раствора.

Последняя реакция – непосредственное образование ферромагнитных наночастиц. Над рабочим раствором, содержащим смесь из солей железа и нагретым до $60^{\circ}C$, при интенсивном перемешивании распыляется раствор щелочи до образования наночастиц в соответствии со схемой реакции:



Побочным продуктом реакции является экологически не опасное вещество - хлорид натрия.

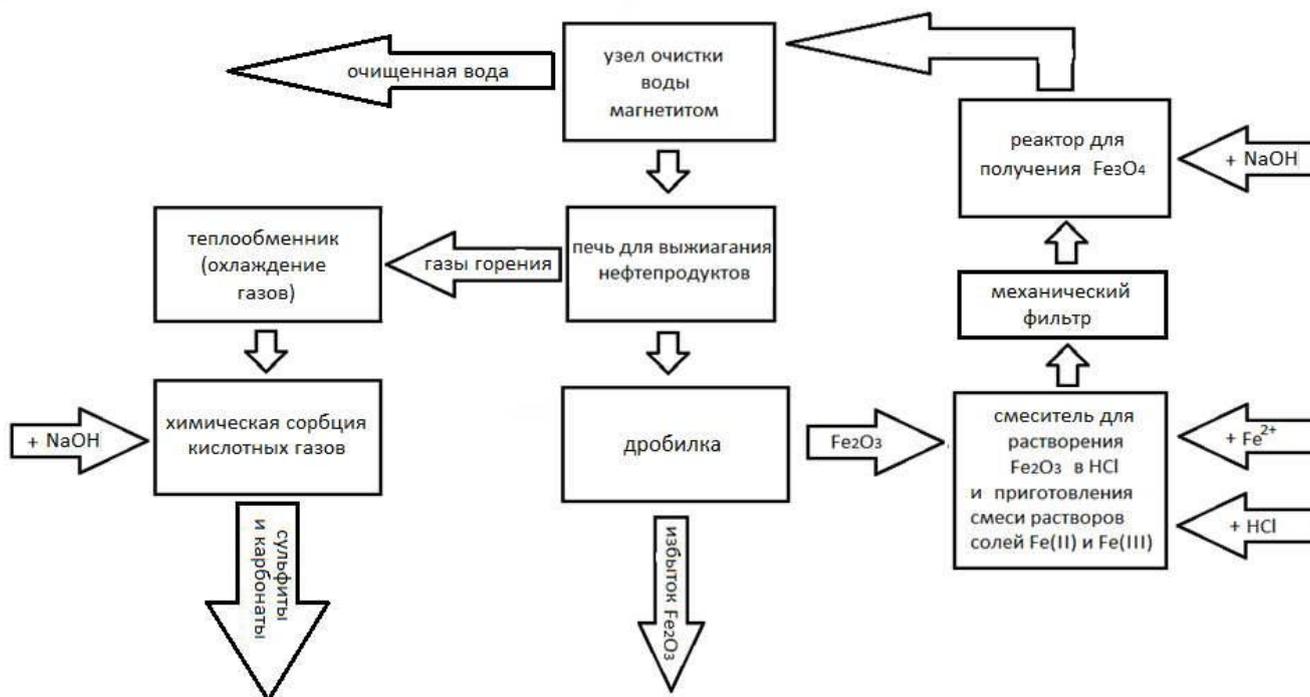


Рисунок 1 - Технологическая схема очистки воды от эмульгированной нефти с узлом регенерации ферромагнитных наночастиц.

В соответствии с технологической схемой (рис. 1) свежесаженный магнетит тщательно перемешивали с искусственно загрязненной водой, после чего извлекали магнетит с нефтью при помощи неодимового магнита. Результаты очистки воды оценивали при помощи спектрофотометра, определяя остаточное содержание нефтепродуктов. Для имитации нефтяного загрязнения использовали образцы нефти Ярегского и Усинского месторождений. Сравнительные результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Сравнительные данные по результатам разделения водо-нефтяной эмульсии при помощи магнетита, полученного осаждением щелочью, и магнетита, полученного осаждением гидратом аммиака

Условия эксперимента	Содержание нефти в воде (мг/л) после очистки магнетитом, полученным через осаждение гидратом аммиака	Содержание нефти в воде (мг/л) после очистки магнетитом, полученным через осаждение гидроксидом натрия
Соотношение нефть: магнетит 1:1 Ярегская нефть (80 мг/л)	4,3	2,9
Соотношение нефть : магнетит 1:2 Ярегская нефть (80 мг/л)	2,5	0,8
Соотношение нефть : магнетит 1:0,5 Усинская нефть (20 мг/л)	6,2	7,8
Соотношение нефть : магнетит 1:1 Усинская нефть (20 мг/л)	5,5	7
Соотношение нефть : магнетит 1:2 Усинская нефть (20 мг/л)	3,4	6,5
Соотношение нефть : магнетит 1:3 Усинская нефть (20 мг/л)	2,04	5,2
Соотношение нефть : магнетит 1:4 Усинская нефть (20 мг/л)	0,64	3,6

По данным таблицы 1 можно сделать вывод: при использовании магнетита, полученного по реакции осаждения с гидроксидом натрия эффективность очистки от усинской нефти оказалась сопоставима с результатами очистки воды магнетитом, полученным по методу Массарта; при очистке воды от ярегской нефти результаты оказались даже лучше.

Сравнение ценовых (табл. 2) и экологических (табл. 3) характеристик гидроксида натрия и гидрата аммония позволяет сделать вывод о несомненном преимуществе выбора гидроксида натрия в качестве реагента-осадителя.

Таблица 2 – Сравнение стоимости реагентов-осадителей

Критерий	Раствор аммиака (гидрат аммиака, гидроксид аммония)	Гидроксид натрия
Форма поставки	Раствор с концентрацией аммиака не менее 25%	В сухом и растворенном виде
Стоимость (в расчете на кг рабочего вещества). Цены на ноябрь 2020 г.	От 110 (техн.) до 586 (чда) рублей/кг	От 40 до 89 руб/кг (в зависимости от производителя)

Таблица 3 – Сравнение токсичности реагентов-осадителей

Критерий оценки	Используемый для осаждения раствор	
	Раствор аммиака	Раствор NaOH
Летучесть, ПДК в воздухе рабочей зоны	Гидрат аммония - летучий ПДК аммиака 20 мг/м ³	Не летучий Не регламентируется
Особые условия на производстве для работы с реагентом	Требуется вытяжка	Нет
ПДК продуктов реакции осаждения магнетита в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования	Ионы аммония - 1,5 мг/л (по азоту)	Ионы натрия Na ⁺ - 200 мг/л

Критерий оценки	Используемый для осаждения растворов	
Достижение ПДК в воде в расчете на концентрацию полученного рабочего раствора магнетита для обработки загрязненной воды	Превышение ПДК в 747 раз	Не достигается значения ПДК

Выводы.

1. Замена гидрата аммония на гидроксид натрия в цикле регенерации магнетита, используемого в физико-химической очистке воды от эмульгированной нефти, не снижает эффективности этой очистки.

2. Метод позволит минимизировать затраты на закупку реагента-осадителя и сделает очистку воды от нефти более экологически безопасной.

Библиографический список:

1. Применение ферромагнитной жидкости [Электронный ресурс]. – режим доступа: https://studopedia.ru/11_69970_istoriya-otkritiya-ferromagnitnoy-zhidkosti.html
2. Sullivan A. P. The effect of inorganic solid particles on water and crude oil emulsion stability / A. P. Sullivan, P. K. Kilpatrick // Ind. Eng. Chem. Res. – 2002. – Vol.41. – P.3389-3404
3. Лютоев А. А., Смирнов Ю. Г., Ивенина И. В. Извлечение эмульгированных примесей нефти из воды при помощи высокодисперсных частиц магнетита // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2014. - №4. – С. 40-45.

УДК 665.633

Химизм процессов нефтепереработки

Митрошин А.С.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Нефтепереработка — это многоступенчатый процесс физической и химической обработки сырой нефти, результатом которого является получение комплекса нефтепродуктов.

Целью переработки нефти является производство нефтепродуктов, прежде всего различных видов топлива (автомобильного, авиационного, котельного и т. д.) и получение сырья для последующей химической переработки.

Промышленные процессы переработки нефти можно условно подразделить на три основных этапа:

Этап 1. Подготовка нефти - обессоливание, дегазация и обезвоживание. Этап 2. Первичная переработка - прямая (атмосферная) перегонка.

Этап 3. Вторичная переработка - термические процессы (термический крекинг, коксование, пиролиз) и каталитические процессы (каталитический крекинг, риформинг, в том числе платформинг, гидрокрекинг).

Целью настоящей работы является анализ литературных данных и систематизация знаний о химических реакциях, лежащих в основе процессов переработки нефти на каждом этапе, а воспроизведение процесса демульгации в лабораторных условиях

В процессе переработки, происходит обеспечение соответствия сырой нефти характеристикам, необходимых для получения более качественных конечных продуктов, а именно низкую обводненность и концентрацию солей, отсутствие растворенных газов (метана, сероводорода и т.д.).

Этап 1. Подготовка нефти.

Сырье перед подачей в магистральный нефтепровод необходимо подвергать специальной подготовке, в ходе которой осуществляется: обессоливание; обезвоживание; дегазация; удаление твердых частиц или стабилизация. Эти процессы являются основными на этапе промышленной подготовки нефти. Они подразделяются на ряд операций.

Для начала продукция нефтяных скважин подвергается процессу сепарации: отделение газа и воды от нефти. Данный процесс выполняется посредством применения специальных агрегатов-сепараторов. Обезвоживание и обессоливание являются взаимосвязанными процессами, поскольку основная масса растворимых солей (сульфатов, гидрокарбонатов и карбонатов, хлоридов и т.д.) содержится в пластовой воде. Поэтому удаление воды приводит и к обессоливанию.

Чтобы осуществить эти два процесса, существует несколько различных методов. Такое разнообразие способов обусловлено различной устойчивостью эмульсий. В некоторых случаях расслоение органической и неорганической фаз достигается механическим путем: естественное разделение в резервуарах-отстойниках. Иное сырье разделить таким способом невозможно, в этих случаях применяют химические методы.

Химически и физико-химические методы разделения заключаются в термохимической обработке или применении деэмульгаторов.

Деэмульгаторы - это вещества, принцип действия которых заключается в разрушении защитных слоев на каплях эмульгированной воды и образованию на них поверхностных слоев, не обладающих механической прочностью, что способствует слиянию капель воды при столкновении и отделении водной фазы от органической.

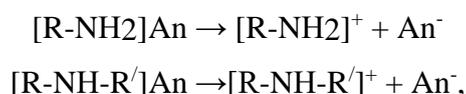
С точки зрения химии деэмульгаторы являются различными неионогенными и ионогенными ПАВ. Ионогенные ПАВ, в свою очередь, принято классифицировать на анионоактивные, катионоактивные и амфотерные.

К анионным ПАВ по этой классификации относятся вещества, молекулы которых при растворении в воде диссоциируют на положительно заряженные катионы металла или водорода и носитель поверхностно-активных свойств, отрицательно заряженный гидрофобный анион, в состав которого входит основная углеводородная часть молекулы. Наиболее важным представителем этой группы ПАВ являются соли высших жирных кислот (мыла) и алкилсульфаты. Диссоциация этих веществ в воде изображается следующими уравнениями:



где: R - углеводородный радикал, содержащий 9-13 атомов углеродов; Me – активный металл (Na или K).

К катионоактивным ПАВ относятся вещества, диссоциирующие в воде на поверхностно-активный катион и неактивный или малоактивный анион. В эту группу входят, в основном соли первичных, вторичных и третичных алифатических и ароматических аминов, соли алкилзамещенных аммониевых оснований диссоциацию которых можно условно изобразить следующим образом:



где R, R' - алкильные или ароматические радикалы, An – анион.

К амфотерным ПАВ относятся вещества, в молекуле которого одновременно присутствуют основные и кислотные группы. В зависимости от pH среды амфотерных ПАВ, могут при диссоциации образовывать анионоактивные или катионоактивные ионы.

К неионогенным ПАВ относятся продукты конденсации окиси этилена с различными органическими веществами, содержащий активный атом водорода. Общая формула неионогенных ПАВ может быть представлена следующим образом: R -(X-CH₂-CH₂O)_nH, где R - алкил, X - атом кислорода, азота, серы или фрагмент функциональной группы: карбоксильной -COO-, амидной -CONH-, фенольной -C₆H₄O- и др.

Технологический эффект действия деэмульгатора заключается в обеспечении быстрого и полного отделения пластовой воды при обработке им эмульсии при минимальном расходе.

В лаборатории оценку эффективности работы деэмульгаторов проводят при помощи так называемых «бутылочных тестов» (bottle test). Сущность данного метода заключается в добавлении деэмульгатора в водо-нефтяную эмульсию, обычно объемом 100-200 мл, в

различных дозировках, тщательном перемешивании и выдерживании при постоянной температуре, заданной в соответствии с условиями предполагаемого промышленного применения. Далее оценивают объем отделяемой воды в зависимости от времени.

В рамках настоящей работы был воспроизведен «bottle test» на базе лабораторного комплекса кафедры физики и химии УГТУ. Были исследованы водо-нефтяные эмульсии Ярегского и Усинского месторождений с добавлением различных образцов деэмульгаторов одной и той же дозировки. На рисунке 1 представлены фото результатов бутылочного теста после 2 часов отстоя при температуре 80°C.

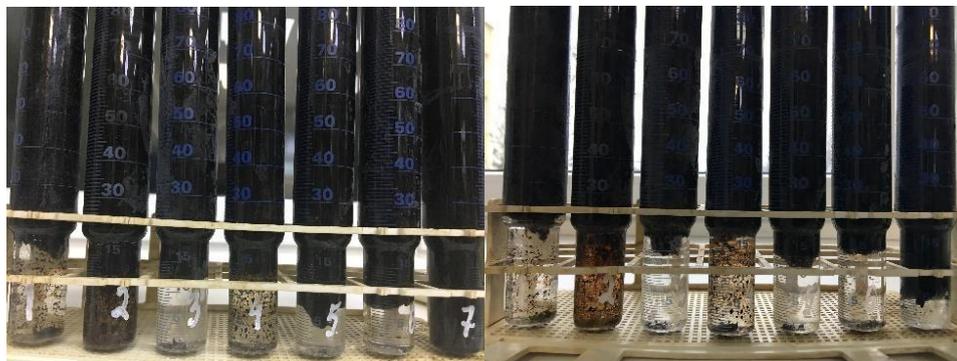


Рисунок 1 – Результаты бутылочного теста водо-нефтяных эмульсий Ярегского (а) и Усинского (б) месторождений.

По данным изображения легко сделать вывод об эффективности деэмульгатора: чем больше объем отделившейся воды, тем лучше работает деэмульгатор при заданных условиях в отношении исследуемой нефти. Так например в данном случае в отношении нефти Ярегского месторождения наиболее эффективен образец под номером 4 (рисунок 1а), а для нефти Усинского месторождения образец номер 1 (рисунок 1б).

2. Этап. Атмосферная перегонка.

Атмосферная перегонка — разделение нефти на фракции, путем многократного испарения и конденсации паров, которое проводят при нормальном (атмосферном) давлении.

Подготовленная на первом этапе нагревается в специальной печи до температуры около 380 °С. Далее смесь подается в нижнюю часть ректификационной колонны. Ректификационная колонна представляет собой большую трубу, вертикально разграниченную внутри так называемыми тарелками со специальными отверстиями. Когда нагретая смесь подается в колонну, легкие пары устремляются вверх, а более тяжелая и плотная часть отделяется и опускается на дно. Поднимающиеся вверх пары конденсируются, и образуют на каждой тарелке слой жидкости толщиной около 10 см. Отверстия в тарелках снабжены так называемыми барботажными колпачками, благодаря которым поднимающиеся пары барботируют сквозь эту жидкость. Пары при этом теряют тепло, передавая его жидкости, и часть углеводородов переходит в жидкое состояние. Данный процесс «пробулькивания» и есть суть ректификации. Таким образом, посредством атмосферной перегонки нефть разделяется на фракции (или погоны). Тяжелые фракции отбираются в нижней части колонны, более легкие (верхний погон) — в верхней. При этом границы кипения фракций можно устанавливать и регулировать, в зависимости от потребностей.

Этап 3. Вторичная переработка.

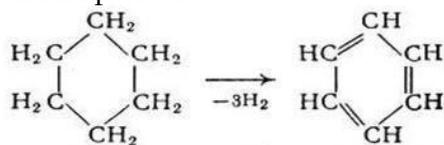
Для того, чтобы нефтепродукты достигли соответствующего качества и отвечали определенным требованиям, их подвергают вторичной переработке.

Процессы вторичной переработки нефтепродуктов:

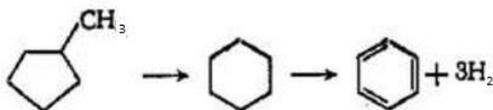
1. Каталитический риформинг. Данный процесс применяется для повышения октанового числа за счет преобразований углеводородов. Значения октанового числа при этом могут составлять 92-100 позиций. Повышение данного значения осуществляется за счет увеличения доли ароматических углеводородов в смеси. Сопутствующим компонентом риформинга является водород, который поступает на другие установки для дальнейшей переработки.

В основе каталитического риформинга лежит ряд химических процессов, которые описываются следующими уравнениями химических реакций:

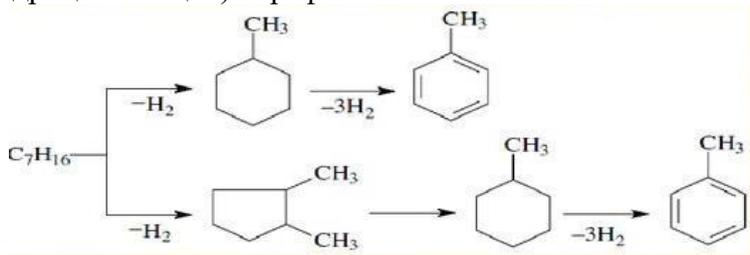
а) дегидрирование шестичленных нафтенов



б) дегидроизомеризация пятичленных нафтенов



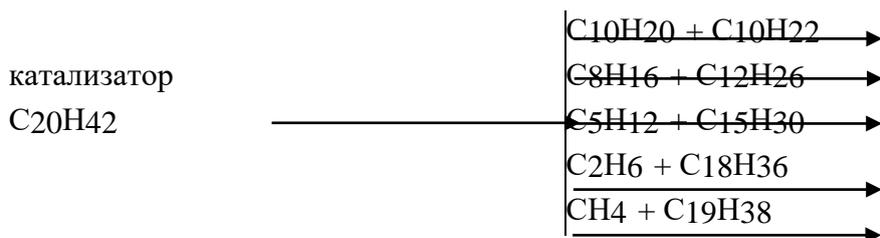
в) ароматизация (дегидроциклизация) парафинов



2. Каталитическая изомеризация. Данный процесс осуществляется также с целью повышения октанового числа. Сырьем для изомеризации являются легкие фракции бензина, температура которых колеблется в пределах от 62 до 85°C. Повысить октановое число удастся благодаря увеличению содержания изопарафинов. Весь процесс протекает в одной камере при температуре 160 – 380°C и давлении до 35 Атм.

3. Гидроочистка дистиллятов. Основной задачей данного процесса является устранение соединений серы и азота в различных нефтепродуктах. Для этого применяют, как чистые дистиллянты, так и те, которые уже были использованы, то есть вторичные. Водород, который отделяется при риформинге, поступает также сюда. Разрушение сернистых и азотосодержащих компонентов происходит после смешения сырья с газом, содержащим водород, нагрева до 280 – 340 °С и подачи смеси под давлением в 50 атм. на катализаторы из никеля, кобальта или молибдена. На выходе получается небольшое количество низкооктанового бензина и дизельной фракции. Далее из смеси удаляется лишний водородосодержащий газ, и она поступает колонну ректификации. Результатом гидроочистки, например, может являться снижение содержания серы в дизельной фракции до 0,005 % при первоначальном значении в 1 %.

4. Каталитический крекинг. Данный процесс вторичной переработки нефтепродуктов относится к числу самых значимых. Суть процесса сводится к воздействию на нефтепродукт температурным режимом в присутствии катализатора. В результате этого, ряд углеводородов разлагается, а на выходной линии установки можно получить бензин с октановым числом более 90 позиций. Каталитический крекинг включает в себя также изомеризацию. Второстепенными продуктами переработки являются пропилен и бутилен, применяемые в нефтехимической промышленности, а также компоненты для производства дизельного топлива, сажи и мазута. Уравнения химических реакций, описывающих данные процессы, приведены ниже.



5. Гидрокрекинг Назначение этого процесса связано с выработкой керосиновых и дизельных дистиллятов высочайшего качества. Достигается это за счет крекинга углеводородов нефтепродукта с одновременным присутствием водорода. При гидрокрекинге протекают следующие реакции:

- 1) гидрогенолиз гетероорганических соединений серы, азота, кислорода;
- 2) гидрирование ароматических углеводородов;
- 3) крекинг и изомеризация нафтеновых углеводородов;
- 4) деалкилирование циклических структур;
- 5) крекинг и изомеризация парафиновых углеводородов;
- 6) коксообразование на поверхности катализатора.

В результате проведенных исследований последовательно рассмотрены химические реакции, лежащие в основе процессов, протекающих на всех этапах подготовки и переработки нефти. В лабораторных условиях воспроизведена оценка эффективности деэмульгатора по методу «бутылочного теста».

Библиографический список:

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002. - 672 с.
2. Магеррамов А.М., Ахмедова Р.А., Ахмедова Н.Ф. Нефтехимия и нефтепереработка. Учебник для высших учебных заведений. Баку: Издательство «Баки Университети», 2009, 660 с.
3. Бардик Д.Л., Леффлер У.Л. Нефтехимия. Пер. с англ. — М.: ЗАО «Олимп—Бизнес», 2001. — 416 с.

УДК 541.123.6

Исследование стабильного тетраэдра NaBr – BaBr₂ – BaMoO₄ – BaWO₄ четырёхкомпонентной взаимной системы Na⁺, Ba²⁺ || Br⁻, MoO₄²⁻, WO₄²⁻

Осипов В.Т., Радченко А.В.

Научный руководитель - Сухаренко М.А.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

В четырёхкомпонентной взаимной системе Na⁺, Ba²⁺ || Br⁻, MoO₄²⁻, WO₄²⁻ проведено разбиение на симплексы путем составления матрицы смежности и решения логического выражения, построено древо фаз. Древо фаз системы имеет линейное строение и состоит из стабильного тетраэдра NaBr – BaBr₂ – BaMoO₄ – BaWO₄ и стабильного пентатоба NaBr – Na₂MoO₄ – Na₂WO₄ – BaMoO₄ – BaWO₄, разделенных секущим треугольником NaBr – BaMoO₄ – BaWO₄.

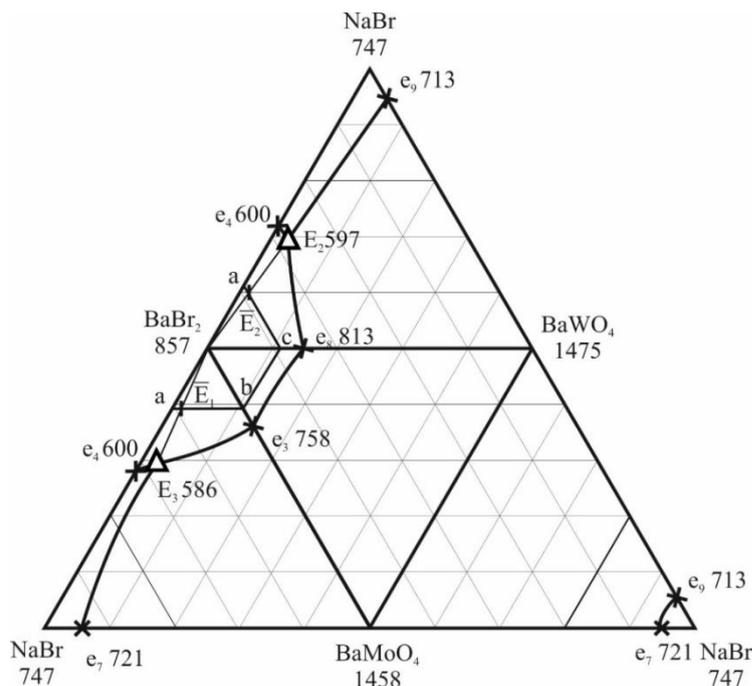


Рисунок 1 - Развертка граневых элементов стабильного тетраэдра NaBr-BaBr₂-BaMoO₄-BaWO₄

Экспериментальные исследования были проведены методом дифференциального термического анализа (ДТА) [1]. Развертка граневых элементов стабильного тетраэдра NaBr-BaBr₂-BaMoO₄-BaWO₄ приведена на рис. 1. Как видно из рис. 1 два ограничивающих элемента (квизитройные системы NaBr-BaBr₂-BaMoO₄ и NaBr-BaBr₂-BaWO₄) являются эвтектическими, а в двух других (системы BaBr₂-BaMoO₄-BaWO₄ и NaBr-BaMoO₄-BaWO₄) образуется непрерывный ряд твердых растворов (НРТР). Согласно прогнозу, в стабильном тетраэдре будет кристаллизоваться три фазы – бромид натрия, бромид бария и НРТР BaMo_xW_{1-x}O₄.

Для экспериментального изучения стабильного тетраэдра NaBr-BaBr₂-BaMoO₄-BaWO₄ в объеме кристаллизации бромида бария было выбрано двумерное политермическое сечение *abc* (*a*[22%NaBr+ 78%BaBr₂]; *b*[22%BaMoO₄+ 78%BaBr₂], *c*[22%BaWO₄ + 78%BaBr₂]) (рис. 2). В данном сечении был изучен одномерный политермический разрез CD (C[96% *a*+4% *b*]; D [96% *a* +4% *c*]) (рис. 3). «Линза» на Т-х диаграмме соответствует сосуществованию одной жидкой и трех твердых фаз – Ж + BaBr₂ + NaBr + BaMo_xW_{1-x}O₄. В солидусе сосуществуют три твердые фазы – BaBr₂ + NaBr + BaMo_xW_{1-x}O₄.

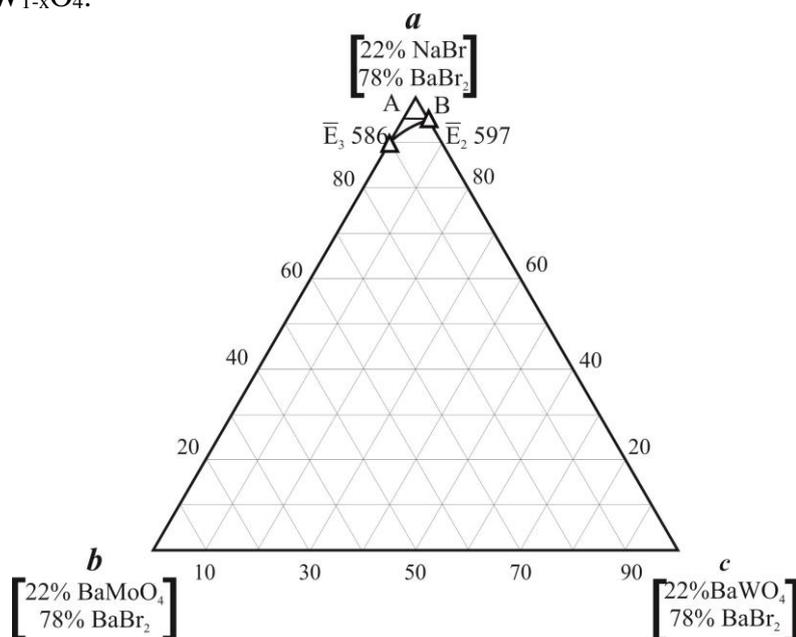


Рисунок 2 - Политермическое сечение *abc*

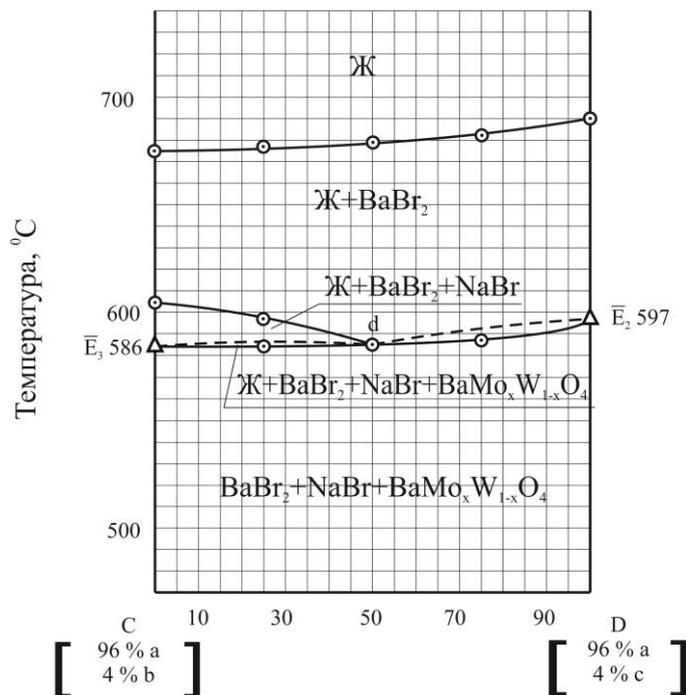


Рисунок 3 - Т-х диаграмма разреза CD

Отсутствие совместной кристаллизации четырех твердых фаз свидетельствует об отсутствии в стабильном тетраэдре $\text{NaBr}-\text{BaBr}_2-\text{BaMoO}_4-\text{BaWO}_4$ точек невариантных равновесий [2]. Таким образом, в тетраэдре кристаллизуются три твердые фазы, одна из которых – НРТР. По пересечению ветвей первичной и вторичной кристаллизации определено направление на точку d , соответствующую составу на моновариантной кривой E_2E_3 . Исследованием политермического разреза $\text{BaBr}_2-\bar{d}-d$ (рис. 4) выявлены температура плавления и состав точки d , (588°C , $35\% \text{NaBr} + 0,7\% \text{BaMoO}_4 + 0,7\% \text{BaWO}_4 + 63,5\% \text{BaBr}_2$).

На рис. 5. приведен эскиз объемов кристаллизации исследованного стабильного тетраэдра. Остов составов представлен объемами кристаллизации бромида натрия, бромида бария и НРТР $\text{BaMo}_x\text{W}_{1-x}\text{O}_4$. Фазовые равновесия в стабильном тетраэдре $\text{NaBr}-\text{BaBr}_2-\text{BaMoO}_4-\text{BaWO}_4$ представлены в табл. 1.

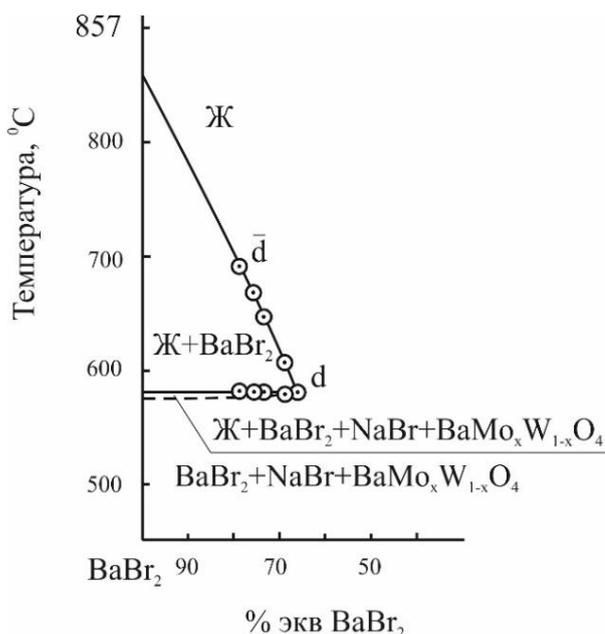


Рисунок 4 - Т-х диаграмма разреза $\text{BaBr}_2-\bar{d}-d$

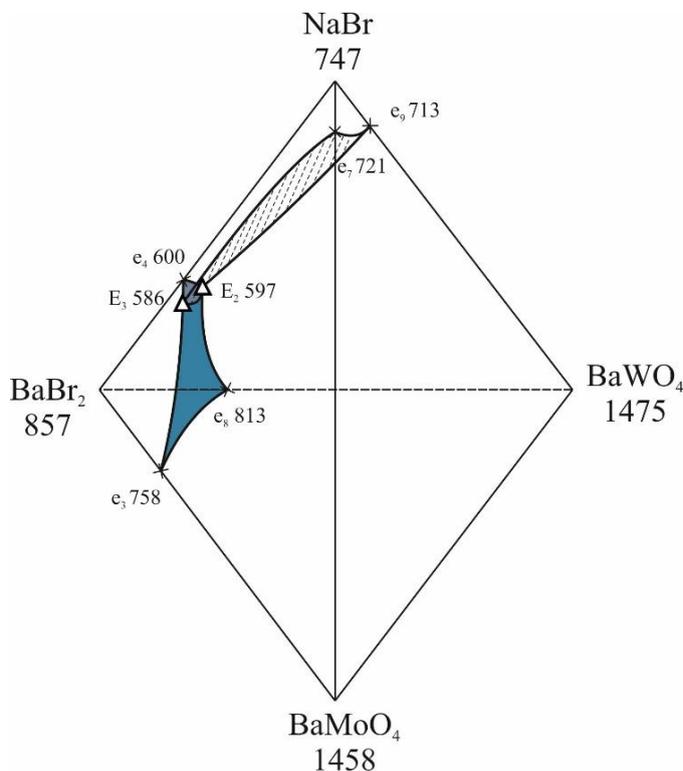


Рисунок 5 - Эскиз объемов кристаллизации стабильного тетраэдра $\text{NaBr}-\text{BaBr}_2-\text{BaMoO}_4-\text{BaWO}_4$

Таблица 1 - Фазовые равновесия в стабильном тетраэдре NaBr-BaBr₂-BaMoO₄-BaWO₄

Элементы диаграммы	Фазовые равновесия
Объемы	Тривариантные
e ₉ e ₇ E ₃ E ₂ e ₄ NaBr	ж \rightleftharpoons NaBr
e ₃ e ₈ E ₂ E ₃ e ₄ BaBr ₂	ж \rightleftharpoons BaBr ₂
e ₉ e ₇ E ₂ e ₈ e ₃ E ₃ BaMoO ₄ BaWO ₄	ж \rightleftharpoons BaMo _x W _{1-x} O ₄
Поверхности	Дивариантные:
e ₉ e ₇ E ₃ E ₂	ж \rightleftharpoons NaBr+BaMo _x W _{1-x} O ₄
e ₄ E ₃ E ₂	ж \rightleftharpoons NaBr+BaBr ₂
E ₃ E ₂ e ₈ e ₃	ж \rightleftharpoons BaBr ₂ +BaMo _x W _{1-x} O ₄
Линии:	Моновариантные:
E ₂ E ₃	ж \rightleftharpoons NaBr+BaBr ₂ + BaMo _x W _{1-x} O ₄

Библиографический список:

1. Шестак Я. Теория термического анализа: Физико-химические свойства твёрдых неорганических веществ. М.: Мир, 1987. 456с.
2. Гаркушин И.К., Радзиховская М. А, Данилушкина Е.Г. Фазовые равновесия и химическое взаимодействие в многокомпонентных системах из фторидов, бромидов, молибдатов и вольфрамовых лития и калия/ И.К. Гаркушин, Е.О. Игнатъева, Е.М. Бехтерева, В.Г. Бамбуров // Екатеринбург: РИО УрО РАН, 2013. 169 с.
3. Garkushin I.K., Ragrina M.S., Sukharenko M.A. Исследование стабильного тетраэдра в четырехкомпонентной взаимной системы Na,K,Cs||F,Cl// Russ. J. Inorg. Chem. 2018. V. 63. №1. P. 98-103 DOI: 10.1134/S0036023618010084 [Гаркушин И.К., Рагрин М.С., Сухаренко М.А. // Журн. неорган. химии. 2018. Т.63. №1. С. 94-98. DOI: 10.7868/S0044457X18010130].

УДК 546.719

Комплексные соединения рения с органическими лигандами

Фидан Гудратова

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
г. Баку (Азербайджан)*

В последние годы координационная химия рения получила значительное развитие в связи с успешным использованием комплексных соединений рения для диагностики и лечения раковых заболеваний различных органов человека. Координационные соединения с определенным типом лиганда и определенной структурой имеют различный радиотерапевтический эффект; по этой причине исследования в этой области представляют большой интерес для получения соединений с желаемым составом и свойствами [1].

На фоне исследований в области комплексных соединений рения с S- и P-содержащими лигандами ощущается некоторый пробел в изучении соединений рения с N-содержащими лигандами.

В настоящей работе представлены результаты исследований, выполненных в области синтетической и структурной химии комплексов рения с органическими N-донорными лигандами: о-фенантролином, имидазол, бензимидазол, никотиновой кислотой и фталоцианином (рис. 1).

Выбор этих лигандов связан с наличием в их составе донорных атомов различной природы.

Выбор органических растворителей для контроля реакций комплексообразования был скоординирован для разработки исходного комплекса и лиганда. в данном растворителе.

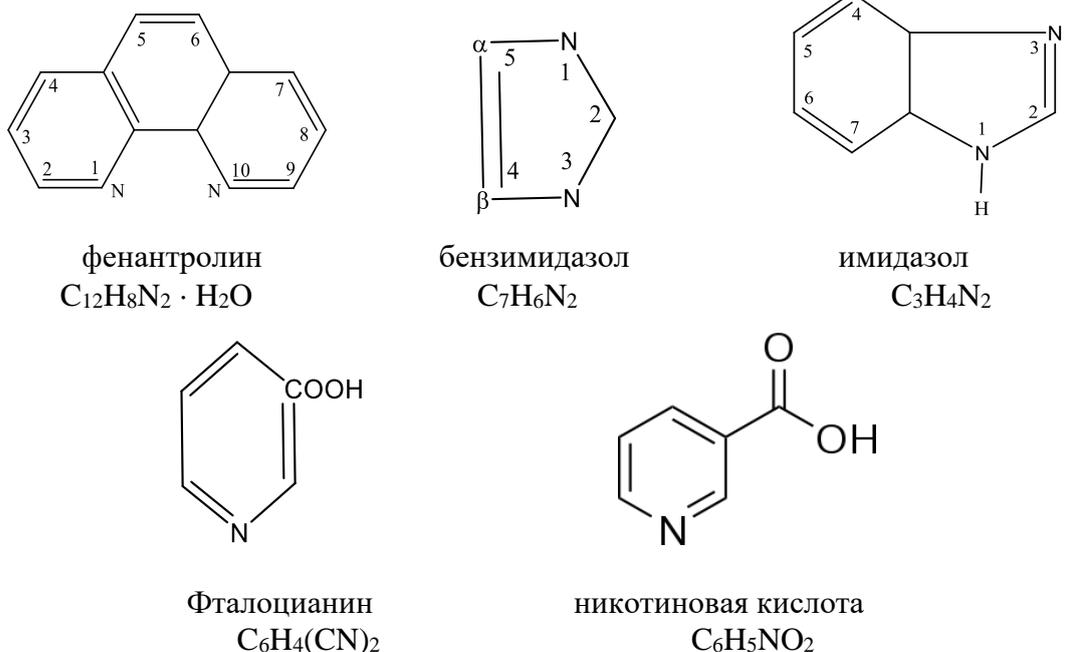


Рисунок 1 - Вещества, используемые в качестве органических лигандов

Было обнаружено, что характер связывания органических лигандов с никотиновой кислотой и, следовательно, состав образующихся комплексов зависит от кислотности окружающей среды. Все комплексы содержат молекулы кислоты, связанные с атомом азота гетероцикла. реагирует в нейтральных и щелочных средах [2-3].

Разработаны новые методы синтеза сложных и биядерных кластерных соединений рения с особым строением и свойствами, характеризующихся высокой производительностью и чистотой целевых продуктов, простотой конструкции и изготовления устройств. В данной работе разработан ряд общих подходов к поиску перспективных соединений рения для получения металлического рения, покрытий, катализаторов, материалов на его основе и биологически активных веществ при низких температурах.

Результаты фундаментальных исследований в области химии послужили основой для некоторых конкретных разработок в практическом направлении. Разработаны приемы и методы низкотемпературного осаждения шлифовальных покрытий газофазным напылением, шлифованием, погружением в раствор и т. Д. Получены компактные высокотемпературные композиционные материалы типа «оксид-металл» и губчатый рений. Разработаны и испытаны катализаторы и каталитические системы для гидрирования органических веществ. Комплексы галогенокарбоксилата рения (III) используются в качестве добавок в композициях поливинилхлорида, и предложен механизм действия. Рениевый комплекс (V), синтезированный амидом никотиновой кислоты, может быть рекомендован в качестве лекарственного средства при лечении ряда заболеваний.

Разработаны методы синтеза соединений рения с карбонил- и аминсодержащими органическими бифункциональными лигандами. Обнаружено, что восстановление соли рения в молекуле воды приводит к образованию ультрадисперсных наночастиц металлического рения, взаимодействие которых приводит к образованию кластерных соединений. Определены состав и структура кластеров β -аминетонов, полученных по результатам ИК-спектроскопии, термогравиметрического и элементного анализа. В синтезированных кластерных соединениях подтверждена тетраэдрическая координация рения.

Определение процентного содержания рения в полученных соединениях проводили гравиметрическим методом в виде перрената нитрона, а также восстановлением сложных образцов в токе водорода при 400-500 ° С.

Были построены ИК-спектры в области 400-4000 cm^{-1} синтезированных комплексов, проведены термический анализ и процессы термолиза образцов. Измерена молярная электропроводность сложных растворов.

Исследование концентрационной зависимости электропроводности растворов комплексов в ацетоне и диметилформамиде выявило определенную закономерность: линия концентрационной зависимости μ для растворов ацетона, нелинейная для диметилформамида, связана с взаимодействием молекул ДМФА. со сложным.

Нелинейный характер концентрационной зависимости μ растворимых комплексов в ДМФА, скорее всего, связан с тем, что молекула ДМФ замещает ацидолиг во внутренней сфере комплексов за счет своей комплексной донорной способности. Этот процесс происходит как при разбавлении, так и при повышении температуры.

Наличие молекул воды в синтезированных комплексах подтверждено термогравиметрическим методом.

Эти комплексы обладают высокой биологической активностью, и на их основе можно создавать высокоэффективные препараты, которые могут быть использованы в фармакологии и медицине. Эти комплексы также могут входить в состав уникальных катализаторов, которые могут использоваться в промышленности.

Предложен новый метод синтеза фталоцианинов рения, отличающийся удобством и высоким выходом. Было обнаружено, что в результате синтеза образуется только одна форма фталоцианина рения, которая также может быть записана как PcReO на основании физико-химических исследований. В результате рентгеноструктурных исследований определены параметры элементарных частиц некоторых соединений. Тип электролиза в различных органических растворителях определен методом кондуктометрии, который также включает исследуемые комплексные соединения. Установлено, что выбранные соединения являются диамагнитными, что специфично для Re (V) .

Четыре комплекса рения, показавшие хорошие химические стабильность в растворе были синтезированы с хорошим выходом. ЯМР-спектральная характеристика была использована для определения чистота комплексов. Дальнейшая характеристика было выполнено с использованием спектров УФ-видимой, ИК-Фурье и эмиссии всех четырех комплексов. Образование связи металл – лиганд был четко подтвержден с помощью поглощения UV – VIS спектры, так как все четыре комплекса демонстрируют дополнительный полосу поглощения по сравнению со спектрами лиганда, которые были назначается для переходов MLCT [4-7].

Эти поглощения MLCT лежат в диапазоне от 390 до 420 нм. Кроме того, спектры FTIR также предоставили подтверждающие доказательства их чистоты и химическая стабильность со временем. Фото физические свойства указывают на флуоресцентную способность комплексов. Каждый комплекс показал излучение в видимом диапазоне от От 600 до 700 нм, обеспечивающие большие сдвиги Стокса.

Библиографический список:

1. Мамедова Л.Н., Исаев О.И., Агагусейнова М.М., Кластерные комплексы рения с органическими N–донорными лигандами//Химия и химическая технология, 2012, том14, №4, стр.26-29
2. Дудник А.С., Иванов А.В., Томилова Л.Г., Зефилов Н.С. // Координационная химия, 2004, том 30, №2. С. 120-124.
1. Агагусейнова М.М., Джаббарова Н.Э. Комплексы переходных металлов с молекулярным кислородом/ стр.201, Баку 2012
2. Есиев Р.К., Закаева Р.Ш., Бигаева И.М. Синтез и изучение координационных соединений рения (V) с 2-(2'-пиридил) бензимидазолом // Успехи современного естествознания, 2011, №8, с.224.
3. Оспанова Л.К. и др. Синтез и физико-химическое исследование свойств комплексов рения (V) с унитиолом// Журнал неорганической химии - 1990.- Вып. 35. -№10.- с.2564-2568.
4. Koolhaas G.I., Driessen W.L. and et al. Spectral analysis of complex compounds of rhenium. Inorg.Chem.-1996.-v.35.-p.1509-1516.
5. Machura B., Wolff M., Benoist E. et all. Oxorhenium (V) complexes with 1H-benzimidazole-2-carboxylic acid- Synthesis, structural characterization and catalytics application in epoxidation reactions // Polyhedron, 2014, 69, p.205-218.

СЕКЦИЯ 22. ЭКОЛОГИЯ, ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО И ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 528.44

Перспективы использования концепции BIM в рамках земельно-имущественных отношений

Асеева А.О.

Научный руководитель – Саприн С.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний день, в мире информационных технологий человеком достигнут результат перехода от традиционной индустрии к оцифрованному миру компьютеров. Новые технологии позволяют изучать и исследовать модели реально существующих объектов. Создавая программы разного уровня исследования информации, тем самым человек облегчает множество процессов и увеличивает производительность труда. Среди современных разработок можно выделить технологии BIM.

Информационное моделирование зданий (сооружений) (BIM) - процесс, в результате которого формируется информационная модель, при этом, для каждой стадии соответствует та модель, которая отображает объем обработанной на этот момент информации (архитектурной, конструкторской, технологической, экономической) о моделируемом объекте, к которой имеют доступ все заинтересованные лица.

BIM можно рассматривать как непосредственный процесс построения модели, так и саму конечную модель, насыщенную информацией, информационную модель. Определим, что в основе концепции BIM лежит единая информационная модель. Информационная модель – это пригодная для компьютерной обработки информация о проектируемом или существующем строительном объекте, при этом:

- 1) нужным образом скоординированная, согласованная и взаимосвязанная;
- 2) имеющая геометрическую привязку;
- 3) пригодная для расчетов и анализа;
- 4) допускающая необходимые обновления;
- 5) интероперабельная.

В отличие от программ двумерного моделирования, программы информационного моделирования исключают появление ошибок и погрешностей, либо же позволяют выявить их на начальном этапе с последующим устранением.

Информационная модель существует в течение всего жизненного цикла здания, и даже дольше. Содержащаяся в ней информация может изменяться, дополняться, заменяться, отражая текущее состояние здания [3]. При широком применении BIM-технологии основным плюсом являются общедоступность и непрерывность обновления существенных сведений о состоянии объекта моделирования. Документация, содержащаяся в подобном кадастре, подлежит постоянному хранению. База данных BIM обеспечивая публичный просмотр документов, не допускает уничтожения или изъятия составных частей этих документов

Программный комплекс BIM включает базу данных, которая содержит в себе информацию не только о самом проекте на различных этапах жизненного цикла здания или сооружения, но и земельном участке на котором он находится. Виртуальная модель может заключать в себе разную степень проработки [1]. Такой набор данных дает возможность не только контролировать отдельный объект недвижимости, а микрорайоны, городские районы и целые города.

Несмотря на то, что информационное моделирование относительно новая технология, количество её использования в различных отраслях с каждым годом становится всё больше. Во многих странах подобные разработки вышли на уровень обязательного пользования. В России на 2020 год внедрение этих технологий при строительстве признается наиболее преимущественным среди других проектов.

Пока основная сфера использования BIM – строительство, однако, как ранее при внедрении во многие отрасли технологий географических информационных систем (ГИС), заметным является обсуждение применения концепции информационного моделирования по отношению к другим объектам реального мира. Широкую дискуссию вызывает интеграция BIM и ГИС, что в свою очередь подразумевает интеграцию нового подхода в отрасли классического использования геоинформационных систем и моделирования. Сейчас, становится актуальным обсуждение применения концепции BIM в рамках земельно-имущественных отношений.

Большую перспективу применения информационное моделирование имеет в кадастре недвижимости, поскольку это один из важнейших механизмов управления земельными ресурсами. В него входит систематизированный перечень документов и ведомостей, содержащих информацию о правовом статусе земельных ресурсов и их распределении среди землепользователей и землевладельцев [2].

Рассматривая BIM частью кадастра недвижимости, можно представить её как цифровую модель, которая может представляться как электронная форма документа. Соответственно, следует, что для его хранения необходимы цифровые архивы. Это является технически осуществимым благодаря применению трехмерного подхода во вспомогательных областях (3d-ГИС, лазерное сканирование, сферические панорамы и т. п.). Схему послойного хранения данных и уровень внедрение BIM можно представить следующим образом:

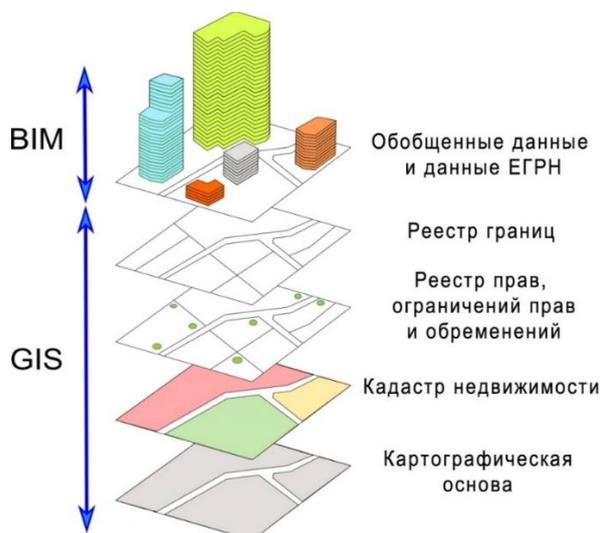


Рисунок 1 – Схема послойного хранения данных и уровень внедрение BIM

Широкомасштабное внедрение информационной модели модернизирует и упрощает кадастровый учет недвижимости, выполняющийся в отношении земельных ресурсов, зданий и сооружений, а также объектов незавершенного строительства. Документация, полученная в результате работ кадастровых инженеров, также может храниться в виртуальном макете в течение всего срока эксплуатации объекта недвижимости.

Преимущество использования BIM в кадастровой деятельности состоит в том, что каждый объект в некой системе имеет всю необходимую информацию о себе, действующую на данный момент времени. Применение этих технологий было бы возможным при кадастровой оценке недвижимого имущества, так как находящаяся в системе полная стоимость всего имущества исключало ошибку самого оценщика.

Так как BIM технологии связаны со строительством, строительство непосредственно с земельными ресурсами, а реализация проектов невозможна на неоформленном земельном участке, то связь землеустройства и информационного моделирования зданий уже существует на теоретическом уровне.

Основная задача земельно-имущественных отношений заключается в совершении операций с объектами недвижимости. Для их реализации выполняются функции землеустроителя: контроль за соблюдением земельного законодательства, составление экспликаций, при необходимости - проведение съемки, составление проектов межхозяйственного и внутрихозяйственного землеустройства с экономическим обоснованием, ведение земельно-

учетной документации. Землеустройство можно характеризовать, как совокупность всех мероприятий по изучению состояния и охраны как земли, так и связанных с ней средств производства, ее организации и рациональному использованию.

Как и для любой системы, использование в ней информационных технологий значительно упрощает и улучшает работу. Многие составляющие, в том числе и строительство, имеют свой вес в системе землеустройства. А с помощью использования концепции BIM специалисты по землеустройству могут еще эффективнее планировать, проектировать, рассчитывать экономическую и экологическую эффективность проектов. Тем самым, повышается уровень значимости внедрения концепции BIM в решении вопросов, касающихся земельно-имущественных отношений.

В современных условиях уровень развития информационных технологиях только растет. Применение виртуального моделирования становится популярным во многих отраслях, касающихся земельно-имущественных отношений. До недавнего времени специалисты этой области занимались сбором, обработкой и визуализацией пространственной информации об объектах недвижимого имущества, оценкой и наблюдением за рациональным использованием земельных ресурсов с применением бумажных или цифровых планов двухмерного формата. Технология BIM – это способ трехмерного управления информацией, а именно переход к трехмерному ведению кадастровой и землеустроительной деятельности многие исследователи считают следующим шагом развития обеспечения земельно-имущественных отношений.

Проведенный анализ показал, что точек соприкосновения информационного моделирования со сферой земельно-имущественных отношений не мало, как и возможностей применения современных технологии. Основываясь на имеющемся опыте и широкой базе применения технологий ГИС, можно сделать вывод о том, что помимо строительной отрасли, для которой и было разработано информационное моделирование, сфера земельно-имущественных отношений является одной из самых перспективных для внедрения концепции и технологий BIM. Развитие в данном направлении соответствует как общему направлению отрасли (например, введение трехмерного кадастра недвижимости) так и общей государственной задаче по переходу к цифровой экономике.

Библиографический список:

1. Максим Б. Методологические основы BIM-технологии, и ее место в структуре информационных систем, сопровождающих весь жизненный цикл объекта строительства // Журнал САПР и графика, Часть 1: инициация, ТЭО, проектирование – 2014.
2. Добрынин А. П. и др. Цифровая экономика – различные пути к эффективному применению технологий (BIM, PLM, CAD, IOT, Smart City, BIG DATA и другие) // International Journal of Open Information Technologies. – 2016. – Т. 4, № 1. – С. 4–11.
3. Талапов В. В. BIM: что под этим понимают. //Цикл авторских публикаций об информационном моделировании зданий. – 2010. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://isicad.ru/ru/articles.php?article_num=14078.2

УДК 004.91:622.692.4

Возможность применения BIM-технологий при проектировании магистральных объектов

Березина В.Д.

Научный руководитель - Саприн С.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На сегодняшний день современное общество наполнено всевозможными современными технологиями, упрощающими работы в разных сферах жизни человека, в том числе в проектировании и в строительстве. Современные технологии позволяют облегчить и ускорить процесс строительства новых сооружений, а также упростить контроль при дальнейшей эксплуатации. Одной из таких современных технологий является BIM.

Информационная модель объекта (BIM) — это взаимосвязанная числовая информация о проектируемом или уже строящемся объекте, имеющая привязку и поддающаяся анализу. При использовании BIM отслеживаются все циклы существования объекта (планировка, проектирование, строительство, эксплуатация). BIM становится всё более актуальным методом построения так как позволяет своевременно выявить ошибки традиционного моделирования и повышения продуктивности командной работы [1].

В настоящее время в РФ не так активно используют BIM, как, например, в Европе или США. Согласно опросам, в РФ только 22 % строительных организаций используют продукты информационного моделирования технологий BIM при подготовке документации. Этот показатель гораздо меньше чем в других странах. Например, в США уже 2012 году показатель использования BIM был 72%, а в Великобритании в 2018 году процент был 74%.

В России установлен поэтапный переход к BIM, концепция предполагает трехэтапный переход строительной отрасли на управление жизненным циклом зданий и сооружений с использованием информационного моделирования.

- I этап: 2019 – 2021 гг.
- II этап: 2022 – 2024 гг.
- III этап: 2025 – 2030 гг.

Создание нормативной базы терпит изменения, возможным является сдвиг временных рамок, что связано с пандемией коронавируса.

Первый этап является основным так как он включает в себя создание нормативной базы для информационного моделирования. На первом этапе было издано три основных документа:

ГОСТ Р 10.0.03-2019 Система стандартов информационного моделирования зданий и сооружений. Информационное моделирование в строительстве. Справочник по обмену информацией. Часть 1. Методология и формат;

ГОСТ Р 10.0.05-2019 «Система стандартов информационного моделирования зданий и сооружений. Строительство зданий. Структура информации об объектах строительства. Часть 2. Основные принципы классификации»;

ГОСТ Р 10.0.06-2019 «Система стандартов информационного моделирования зданий и сооружений. Строительство зданий. Структура информации об объектах строительства. Часть 3. Основы обмена объектно-ориентированной информацией» [2].

Часто BIM технологии путают с 3D визуализацией, но все-таки это совершенно разные модели. Отличие BIM от 3D визуализации заключается в том, что при изменении одного параметра в BIM происходит автоматический пересчет остальных данных. При изменении одного параметра произойдет обновление чертежей, сметы и 3D модели.

Выполнив анализ публицистического материала по теме можно выделить ряд положительных и отрицательных факторов использования концепции BIM. Положительные факторы выполнения проекта:

- Снижение затрат на 30 %, сокращение сроков строительства на 10 %;
- Оформление документации по СПДС и зарубежным стандартам;
- Возможность разбивать модель на несколько объектов;
- Большой выбор программного обеспечения BIM.

Трудности перехода к BIM:

- Невозможность свести всех проектировщиков в одну программу;
- Сложность освоения программ;
- Высокая стоимость программного обеспечения (от 2000 USD до 16000 USD в год);
- Высокие требования к производительности компьютеров.

Рассмотрим построение BIM модели в программе Civil на примере магистрального нефтепровода, разделив процесс на несколько этапов.

1. Технология создания модели BIM предполагает максимальную автоматизацию процесса проектирования объектов, на основе атрибутивной информации об объектах и настраиванию нормативных взаимосвязей между различными компонентами.

Основой практически любого проектирования объектов на местности являются ландшафтные условия, главенствующую роль среди которых занимают данные о рельефе. Для

автоматизации процесса проектирования информацию о рельефе, либо других ландшафтных или геологических особенностях необходимо представлять в виде поверхностей (цифровых моделей).

Построение поверхности для реализации использования при проектировании информационных моделей объекта проектирования может производиться по исходным данным любого типа, от топографической съемки до данных фотограмметрического анализа. Модель рельефа, в результате, с определенной точностью позволит в любой принадлежащей ей точке получить данные об отметке, координате, уклоне и других характеристиках, используемых при автоматизированных математических расчетах. Точность модели во многом определяет точность полученных результатов.

2. Построение трассы в BIM модели происходит достаточно быстро и удобно для проектировщика. При выполнении рассматриваемой задачи в BIM модели выполняется автоматическое выставление основных элементов трассы, таких как пикеты и углы поворотов, разбивка кривых. При изменении проектного положения трассы происходит автоматический пересчет всех атрибутивных данных, что является существенным упрощением проектных задач, не связанных с творческой работой проектировщика.

При проектировании почти всегда имеет место рассмотрение нескольких вариантов трасс. С помощью наглядного построения появляется возможность сравнить трассы по атрибутивным характеристикам, в том числе в режиме «реального времени» наблюдать за изменением данных. Это необходимо для выбора варианта трассы, который потребует минимальных материальных и временных затрат, что позволит существенно экономить на объектах.

3. Проект проектирования линейного объекта обязательно должен сопровождаться построением профиля. При использовании BIM модели происходит автоматический расчет всех необходимых точек для построения профиля. При сравнении нескольких вариантов трасс при автоматизированной обработке высотного положения трассы будет построено несколько профилей, что является существенным дополнением к процессу анализа. Информационная модель имеет двусторонне направленную связь, так при обнаружении неудачных участков на профиле имеется возможность изменения угла наклона, что повлечет за собой изменение трассы.

На профиль наносится труба (являющаяся отдельным объектом) на необходимую глубину. Программа позволяет подобрать необходимый масштаб и шапку профиля, для лучшей его наглядности. В атрибутах профиля можно узнать требуемые данные о трассе её максимальные и минимальные уклоны, протяжённость и прочую информацию

4. В процессе построения траншеи можно получить 3D тело выемки. На этом этапе можно оценить главное отличие модели BIM от 3D модели, которое проявляется в большом количестве динамических атрибутивных данных, позволяющих при изменении геометрии объекта, либо условий проектирования произвести моментальный пересчет данных, например, объема тела выемки при изменении геологических условий.

Существует возможность разбить трубопровод на несколько частей, что позволит в дальнейшем облегчить работу строителей, так как они будут иметь на определенном расстоянии между пикетами объем выемки, который нужно извлечь.

5. Положительным моментом при использовании BIM модели является возможность загрузки от производителей и из ГОСТов стандартных каталогов труб различных диаметров и материалов, что облегчает работу и составление проектной документации.

Программа позволяет рассчитать необходимое количество трубы и всех необходимых материалов, что повышает эффективность труда проектировщика и позволяет иметь достаточно точные данные для нашего проекта, упрощает работу составления смет.

Немаловажным при проектировании является возможность расставлять дополнительные объекты и знаки инфраструктуры проекта на необходимых участках трубопровода, которые будут отображаться на модели, что крайне удобно для передачи проекта строителям и для их будущей работы. Например, постановка знаков в углах поворота трубопровода или будок технического обслуживания.

Построенная модель является удобной так как позволяет передать информацию проектирования на следующий этап практически без задержек. При передаче проекта строителям, использование алгоритмов BIM даст возможность увидеть заинтересованным лицам

всю необходимую информацию в одной модели. Модель будет содержать не только наглядные чертежи, но и документацию по проекту.

При построении линейных объектов, которые имеют большую протяженность и достаточно большой срок службы, так же и с необходимыми временными ремонтными работами, BIM открывает возможность достаточно легко вносить все необходимые изменения и документацию в единый проект, что позволяет при всех циклах строительства и дальнейшем сроке службы трубопровода иметь требуемые данные под рукой в одном проекте.

В целом BIM технологии имеют ряд значительных преимуществ перед классическими методами проектирования, но программа имеет некоторые сложности, в связи с которыми невозможно осуществить быстрый переход.

Одной из проблем является недостаток разработанных и внедренных в практику нормативных документов, регулирующих стандарты BIM. Однако следует отметить, что в России идут работы по созданию нормативной базы.

Второй проблемой является сложность освоения программного обеспечения и нюансов использования результатов проектирования, и если инженеры, работающие в программах подобной специфики, могут пройти переобучение достаточно быстро, то менее квалифицированным работникам будет сложно получить необходимые навыки без длительного обучения.

В заключение хотелось бы отметить, что переход к BIM неизбежен в связи с удобством программы, ее универсальностью, возможностью снижения экономических затрат и общим мировым тенденциям в отрасли. Поэтому на государственном уровне необходимо урегулировать нормативную базу, а разработчикам программных продуктов сделать более доступными курсы переобучения, что достаточно актуально в период развития платформ дистанционного и самостоятельного онлайн обучения. Переход к BIM технологии, как основе в проектировании и строительстве, еще один шаг к переходу к современной цифровой экономике.

Библиографический список:

1. Приказ Минстроя России «Об утверждении Плана поэтапного внедрения технологий информационного моделирования в области промышленного и гражданского строительства» от 29 декабря 2014 года №926 (последняя редакция)//КонсультантПлюс-URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=EXP&n=649560/> (дата обращения: 13.02.2021).
2. Савченко Р.Н. Основные принципы и особенности BIM технологий / Р.Н. Савченко // Вопросы науки и образования. 2018. №27. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osnovnye-printsipy-i-osobennosti-bim-tehnologii/viewer/> (дата обращения 13.02.2021).

УДК 502.36

Восстановление нарушенных земель после капитального ремонта участка магистрального газопровода

Видзон Е.В.

Научный руководитель – Сератирова В.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В настоящее время все большую опасность для окружающей природной среды приобретает промышленная деятельность человека, проявляющаяся главным образом в местах добычи, переработки, транспортировки полезных ископаемых. Негативное влияние магистральных газопроводов на окружающую среду характерно на всех этапах существования, эксплуатации, плановых и аварийных ремонтов, вывода из эксплуатации (утилизации) объектов нефтегазового комплекса. Значительный экологический ущерб на почвенно-растительный покров наносят эксплуатация и ремонт газопроводов, что приводит к уничтожению растительности, изменению гидрологического режима и рельефа местности, разрушению и загрязнению почвенного покрова. В результате этих процессов образуются так называемые нарушенные земли. Приведение нарушенных земель в состояние, пригодное для использования их в народном

хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы достигается рекультивацией нарушенных земель. Основной целью проведения рекультивации нарушенных земель является восстановление показателей, определяющих степень плодородия почв, а также защита почвенного покрова от воздействия эрозионных процессов.

Целью данной работы является изучение процесса проведения рекультивации земель, вызванной нарушениями земель после капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок».

Объектом капитального ремонта является участок шестой нитки магистрального газопровода «Ухта - Торжок», входящий в систему магистральных газопроводов «Ямал - Европа». Участок капитального ремонта магистрального газопровода общей протяженностью 65 км расположен в границах Ухтинского района Республики Коми. Участок начинается в 600 м от фарватера р. Ижма (на северо-востоке от границы с Сосногорским районом), проходит в одном коридоре с магистральным газопроводом «СРТО - Торжок» до границы с Княжпогостским районом Республики Коми. Диаметр магистрального газопровода - 1420 мм, глубина заложения газопровода - 1,2 м. Ширина полосы земель, включая охранную зону, составляет 50 м.

При проведении работ по капитальному ремонту участка магистрального газопровода образуются нарушенные земли, которые в дальнейшем подлежат рекультивации. Работы по капитальному ремонту участка магистрального газопровода производятся в охранной зоне. Охранная зона составляет 25 м от оси газопровода в обе стороны, как на землях сельскохозяйственного пользования, так и на землях Гослесфонда.

Участок магистрального газопровода проходит большей частью по землям лесного фонда, а также по землям сельскохозяйственного назначения, затрагивая такой вид сельскохозяйственных угодий, как пашня, на которой размещены посевы многолетних трав.

Структура земельных участков в составе земель участка ремонта газопровода «Ухта-Торжок» представлена на рисунке 1, площадь которых составляет:

- Ухтинское лесничество, общей площадью 195,83 га;
- ООО «Северагрогаз» филиала «Торговый дом «Северянин» – 6,14 га;
- ООО «Племхоз «Ухта - 97» - 10,97 га.

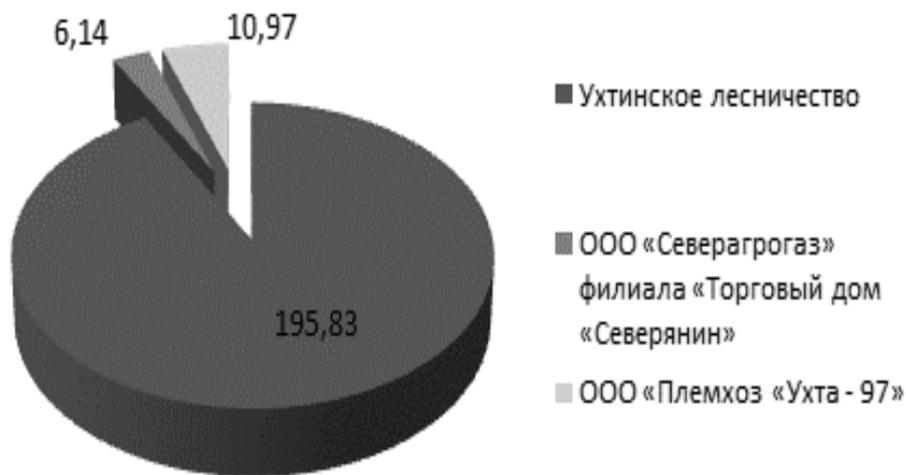


Рисунок 1 - Структура земельных участков в составе земель участка ремонта газопровода, га

Для района проведения работ характерны суровые климатические условия, природные комплексы данной территории обладают низким восстановительным потенциалом. В техническом коридоре магистрального газопровода, включая охранную зону, древесная растительность отсутствует, а травянистая крайне скудна. Особо охраняемых природных территорий нет, редкие виды растений, занесенные в Красные книги РФ или Республики Коми, не отмечены.

Земляные работы связаны с нарушением целостности естественных поверхностей в процессе перемещения грунта в результате выемочно-насыпных операций. Расчет площади нарушенных земель при поведении работ по капитальному ремонту приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Расчет площади нарушенных земель, га

Объект	Правообладатели земельных участков	Вид угодий	Протяженность участка, м	Ширина, м	Площадь земель, га	
					лесного фонда	с/х назначения
1	2	3	4	5	6	7
Участок газопровода	Ухтинское лесничество	лесные участки	39166	50	195,83	–
	ООО «Северагрогаз» филиала «Торговый дом «Северянин»	пашня	1228	50	–	6,14
	ООО Племхоз «Ухта-97»	пашня	2194	50	–	10,97
ИТОГО:					195,83	17,11

Площадь нарушенных земель определяется по формуле:

$$P_n = 0,0001 \times (Ш_i \times П_i), \quad (1)$$

где P_n - площадь земель, га;

$Ш_i$ - ширина охранной зоны на i -том участке, м;

$П_i$ - протяженность i - того участка (использованы материалы инженерных изысканий), м.

Общая площадь рекультивации составляет 212,94 га.

Направления рекультивации приняты с учетом последующего использования участков (табл. 2).

Таблица 2 - Направления рекультивации

Правообладатели земельных участков	Категория земель	Площадь земельного участка, га	Направления рекультивации
1	2	3	4
Ухтинское лесничество	Земли лесного фонда	195,83	Лесохозяйственное направление
ООО «Северагрогаз» филиала «Торговый дом «Северянин»	Земли сельскохозяйственного назначения	6,14	Сельскохозяйственное направление
ООО Племхоз «Ухта-97»	Земли сельскохозяйственного назначения	10,97	Сельскохозяйственное направление
Итого:		212,94	

Рекультивация земель осуществляется последовательно в два этапа: технический и биологический [1].

Работы по техническому этапу рекультивации производятся в следующей последовательности:

- снятие продольными проходами бульдозера плодородного слоя почвы и перемещение его в отвалы в пределах зоны временного отвода земель или на площадки для его складирования, где он хранится до окончания основных ремонтных работ;
- очистка территории от строительного мусора после проведения ремонтных работ;
- планировка территории после окончания работ по капитальному ремонту, засыпка траншей трубопровода грунтом с послойным уплотнением;

- перемещение почвы из временного отвала на территорию рекультивации и равномерное ее распределение по территории продольными проходами бульдозера производится при нормальной влажности грунта, при ливневых и затяжных дождях эту работу производить не рекомендуется.

Ведомость объемов работ по технической рекультивации нарушенных земель представлена в таблице 3. На землях, занятых лесными угодьями, снятие плодородного слоя не предусматривается, т.к. его мощность менее 10 см. Мощность снимаемого почвенно-растительного слоя на землях сельскохозяйственного назначения составляет 0,2 м и подлежит снятию [2].

Таблица 3 - Ведомость объемов работ по технической рекультивации нарушенных земель

Виды работ	Ед. изм.	Значение
Снятие плодородного слоя почвы бульдозером 132 кВт с перемещением во временный отвал.	га	17,11
	м ³	34220
Очистка территории от строительного мусора. Планировка площадей бульдозером 132 кВт.	га	212,94
Перемещение плодородного слоя почвы бульдозером из временного отвала.	м ³	34220

Работы по биологической рекультивации земель проводятся после полного завершения технического этапа рекультивации.

Целью проведения работ по биологической рекультивации является восстановления плодородия нарушенных земель до исходного состояния, предшествовавшего началу проведения работ по капитальному ремонту магистрального газопровода. Перед проведением биологической рекультивации проводят уборку мусора, вертикальную планировку территории. Биологическую рекультивацию следует проводить в безморозный вегетационный период года. Предпосевная обработка проводится на землях всех категорий.

Учитывая агроклиматические условия района, посев трав следует проводить в мае - июне либо в августе - сентябре, семена высевать в безветренную погоду, что обеспечит равномерность посева. Глубина заделки семян 1 - 1,25 см. Посев трав следует проводить механизированным способом (зернотравяными сеялками). После посева следует провести выравнивание и уплотнение поверхности слоя почвы катками полевыми, что способствует лучшему контакту семян с почвой и более дружному появлению всходов. Для посева используются травосмеси, они должны подходить к местным почвенно-климатическим условиям, обладать способностью быстро создавать сомкнутый травостой и прочную дернину, быстро отрастать после скашивания.

Учитывая устойчивость к климатическим условиям Ухтинского района и всхожесть семян при лесохозяйственном направлении рекультивации определена травосмесь, включающая следующие виды трав [3]:

- клевер луговой (норма посева - 8 кг/га);
- овсяница луговая (норма посева - 10 кг/га);
- мятлик луговой (норма посева - 5 кг/га).

Средняя норма посева травосмеси при лесохозяйственном направлении рекультивации составляет 7 кг/га, внесение минеральных и органических удобрений не требуется. Средняя норма посева травосмеси при сельскохозяйственном направлении рекультивации составляет 8 кг/га.

Для проведения биологической рекультивации на землях сельскохозяйственного назначения необходимо внесение минеральных и органических удобрений, которое способствует восстановлению плодородия нарушенного плодородного слоя почв представленного на территории ведения работ. В качестве минерального удобрения используется «Нитроаммофоска» - комплексное удобрение, содержащее азот, фосфор и калий, в качестве органического удобрения используется торф.

Рекультивируемые земли после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт. Рельеф и форма рекультивируемых участков должны обеспечивать их эффективное хозяйственное использование. Именно поэтому, рекультивация земель – одна из самых важных задач в деле сохранения и восстановления земельных ресурсов.

Библиографический список:

1. Об утверждении основных положений о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы [Электронный ресурс] : Приказ Минприроды РФ и Роскомзема от 22 декабря 1995 г. N 525/67 // Справочно-правовая система КонсультантПлюс. [Дата обращения 07.02.2018].
2. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ [Электронный ресурс] : Введ. 1987-01-01 // Справочно-правовая система КонсультантПлюс. [Дата обращения 07.02.2018].
3. СТО Газпром 2-1.12-386-2009. Порядок разработки проекта рекультивации при строительстве объектов распределения газа [Электронный ресурс] : Введ. 2009-10-09 // Справочно-правовая система КонсультантПлюс. [Дата обращения 08.02.2018].

УДК 574.2:504.7(571.1)

**Геоэкологические последствия глобального потепления климата в XXI веке
(на примере Западной Сибири)**

Дроздова А.Р., Сажин А.А.

Научный руководитель – Осадчая Г.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Климат – многолетний режим погоды, характерный для конкретной территории. В глобальном смысле климат описывает состояние географических оболочек Земли на протяжении нескольких десятилетий.

Климатические изменения затрагивают все регионы и страны мира, причем их негативные последствия значительны и постоянно возрастают. Принципиальной особенностью климата XXI века является потепление, диагностируемое по поведению приповерхностной температуры воздуха.

Влияние климатических условий (КУ) на разные отрасли хозяйственной деятельности изменчиво, в любой конкретной обстановке они могут ускорить или задержать темпы развития хозяйства.

Целью данного исследования является изучение геоэкологических последствий потепления как глобального процесса на примере территории Западной Сибири. В качестве базового послужил сценарий развития глобального потепления «А 2» [1, 2].

Большую часть территории изучаемого района занимает Западно-Сибирская равнина. Огромные размеры района и преимущественно равнинный характер рельефа определяют зональные изменения климатических и почвенно-растительных условий с севера на юг в соответствии с нарастанием континентальности климата. Север района, расположенный в тундровой и лесотундровой зоне, имеет субарктический и арктический типы климата, южные области – континентальный тип климата, за исключением Алтая и Алтайского края, где из-за частой смены воздушных масс климат становится резко континентальным.

Климатический режим каждого зонального ландшафта формируется за счет синтеза особенностей температуры, влажности, осадков, ветра и др., базирующихся на закономерностях распределения радиационного, теплового и водного балансов, а также воздействию циркуляции атмосферы и океана. Следует иметь в виду, что природные сообщества имеют большие диапазоны толерантности, что позволяет им адаптироваться к внешним воздействиям без существенного для себя ущерба.

Глобальное потепление ведет к изменению почвенных условий на территории таежной зоны, где разнонаправленные процессы, важные для развития растительного покрова и формирования углеродного баланса, протекают с большей интенсивностью. К таким процессам относятся:

- увеличение гумусонакопления в почвах подзон южной и средней тайги;
- увеличение интенсивности разложения подстилки; усиление процессов торфообразования и заболачивания в увлажненных и холодных местах на бедных субстратах;

- интенсивное разложение торфа и естественное осушение болот в связи с повышением температуры почвы и воздуха в пределах подзоны южной тайги.

По мнению некоторых ученых, потепление климата нанесет удар по биологическому разнообразию. Если потепление климата не остановить, многие экосистемы, виды живых существ, которые в них входят, станут менее разнообразными, менее насыщенными.

Увеличение температуры воздуха можно считать первопричиной предполагаемых изменений в растительности и характере увлажнения территории Западной Сибири. Наиболее заметное потепление на территории Западной Сибири предполагается в осенне-зимний период. В зимнее время рост температуры будет наибольшим. В настоящее время наибольшее количество осадков выпадает в полосе 50-65⁰ с. ш. Наличие возвышенностей и низкогорий (Среднерусской, Урала, Алтая), расчлененных и покрытых лесом, приводит к дополнительному увеличению количества осадков. В теплое время года (апрель-октябрь) осадков выпадает больше, чем в холодное. Годовые суммы осадков возрастут к середине XXI века повсеместно, но с разной интенсивностью. В Западной Сибири наибольшие аномалии годовых сумм осадков будут отмечаться в северных широтах.

Предполагается, что северная граница среднегодовой изотермы -2 °С сместится к северу и северо-востоку на 1000-1200 км. А. Исаев считает, что в результате Россия получит для сельскохозяйственного освоения (растениеводства) прибавку, равную площади до периода потепления [3].

Однако для варианта с Западной Сибирью не стоит ожидать значительного расширения сельхозугодий, поскольку на северо-востоке (в этой части региона прогнозируется наибольшее потепление) в настоящее время развиты многолетнемерзлые породы (ММП) и в результате их деградации растениеводство получит практически не пригодные для земледелия почв. С другой стороны, эти земли останутся пригодными для оленеводства, но только в том случае, если не будут заболочены и ландшафты морфологически мало изменятся. С учетом того факта, что южной части криолитозоны подземные монолитные ледяные тела практически не свойственны, значительных морфологических изменений ландшафтов ожидать не приходится: изменится растительность и условия увлажнения.

Ожидаемое повсеместное увеличение мощности снежного покрова на фоне повышения температуры воздуха заметно скажется в криолитозоне [4]. Мощность снега, прежде всего, влияет на температуру грунта, ожидается её повышение. В южной части криолитозоны это приведет к частичной деградации ММП, увеличению объема живой зеленой массы, то есть относительноному повышению оленеёмкости зимних пастбищ.

В северной криолитозоне эффект может быть сильнее. ММП не исчезнут, но понижение их кровли вызовет активизацию таких криогенных процессов, как термокарст, термоэрозия, солифлюкция. В результате изменится морфология ландшафтов вплоть до смены господствующих экосистем, особенно на участках развития пластовых и полигонально-жильных льдов. Частично могут быть утрачены пастбищные площади. С другой стороны, на участках развития с поверхности малольдистых отложений, увеличится зелёная фитомасса и, как результат, возрастет оленеёмкость пастбищ.

Однозначно различные эффекты деградации вечной мерзлоты скажутся на снижении несущей способности грунтов, что особенно сильно проявится в песчаных грунтах и потребует значительных дополнительных затрат на искусственное промораживание грунта. Повысится вероятность разрушения (деформации) уже существующих площадных и линейных сооружений [5].

Исходя из этого, значительные социальные изменения в жизни коренного населения вряд ли произойдут, однако перераспределение категорий оленьих пастбищ, весьма вероятно. Ожидаемое снижение биоразнообразия также может негативно сказаться на традиционном природопользовании.

Для более южных районов Западной Сибири, где доминирующей подотраслью сельского хозяйства является растениеводство, оценки ученых в отношении последствий климатических изменений на сельхозпроизводство неоднозначны. С одной стороны, математические модели выявили возможность падения урожайности зерновых культур на 20-30 % и даже роста

повторяемости катастрофически низких урожаев в некоторых степных регионах в 2-3 раза. С другой стороны, при достижении российским сельским хозяйством современного западно-европейского технологического уровня вместо падения возможен рост урожайности зерновых на 70 %. Более того, показано, что повышение концентрации углекислого газа благоприятствует росту фотосинтеза, что способствует приросту биомассы и увеличению продуктивности растениеводства и кормового хозяйства. За счет этого появляется возможность способствовать решению мировой продовольственной проблемы: прирост урожая сельхозкультур в мире к 2040 году может составить 20-25 % [6].

Для южных частей Западной Сибири характерно развитие засоленных почв. Неоднозначный прогноз по изменению степени увлажнения поверхности на фоне общего повышения температуры воздуха не позволяет утверждать, что степень аридизация территории будет значительной [7].

Продвижение лесной растительности на север не критично и имеет исключительно геоэкологический эффект. Оно не сможет повлиять на экономическую функцию лесов, так как эти леса будут с большой долей вероятности отнесены к категории притундровых, экономическое использование которых законодательно запрещено.

В горных районах Западной Сибири следует ожидать увеличение лавинной опасности, степени проявления и масштабов склоновых процессов, что, несомненно, усложнит функционирование транспортной инфраструктуры и в целом повысит природные риски проживания населения.

Таким образом, прогнозируемый геоэкологический эффект от глобального потепления XXI века для Западной Сибири неоднозначен. С точки зрения природных изменений, следует ожидать заметной трансформации характеристик ММП и экосистем криолитозоны в целом, усиление проявления деструктивных криогенных процессов.

В целом по Западной Сибири возможно незначительное изменение границ ландшафтных зон, увеличение объема зеленой фитомассы.

Усиление аридизации лесостепных и, особенно, степных территорий не очевидно.

В горных районах ожидаемо увеличение проявлений неблагоприятных и опасных процессов геолого-геоморфологической природы.

Для хозяйственной деятельности смягчение климатических условий, как правило, носит благоприятный характер. Исключением являются криолитозона и горные районы, где повысится степень природно-техногенных рисков, усложнится и станет более дорогой обслуживание производственной и транспортной инфраструктуры.

Библиографический список:

1. Моделирование и построение климатических сценариев [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4-wg1-spm-ru.pdf>; <http://www.cawater-info.net/bk/7-4.htm>
2. Изменение климата, 2014 г.: Обобщающий доклад. Вклад Рабочих групп I, II и III в Пятый оценочный доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата [Текст] / основная группа авторов: Р. К. Пачаури, Л.А. Мейер. – Женева, Швейцария : МГЭИК, 2014. – 163 стр.
3. Исаев, А.А. Экологическая климатология [Текст] / А.А. Исаев. – М. : Научный мир, 2003. – 458 с.
4. Осокин, Н.И. Влияние динамики температуры воздуха и высоты снежного покрова на промерзание грунта [Текст] / Н. И. Осокин, А.В. Сосновский // Криосфера Земли. – 2015. –Т. XIX. – № 1. – С. 99–105.
5. Малкова, Г.В. Оценка устойчивости мерзлых толщ при современных изменениях климата [Текст] / Г.В. Малкова, А.В. Павлов, Ю.Б. Скачков // Криосфера Земли. – 2011. – Т. XV. – № 4. – С. 33-36.
6. Сергеев, А.А. Возможные изменения в экономике Западной Сибири при потеплении климата [Текст] / А.А. Сергеев // Современные проблемы гуманитарных и социально- экономических наук. – Новосибирск, 2004. – С. 87-88.
7. Куликов, А.И. О глобальном изменении климата и его экосистемных следствиях [Текст] / А.И. Куликов, Л.Л. Убугунов, А.Ц. Мангатаев. // Аридные экосистемы. – 2014. – Т. 20. – № 3 (60). – С. 5-13.

УДК 528.45

Комплексные кадастровые работы на территории МОГО Ухта

Жуков И.А.

Научный руководитель – Рекова Е. В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На территории МОГО Ухта проводятся комплексные кадастровые работы. Комплексные кадастровые работы (далее ККР) проводятся с целью систематизации, установления четких границ земельных участков, установления имущественных прав. Предлагаю в своей работе более детально раскрыть тему ККР:

Комплексные кадастровые работы выполняются в отношении всех расположенных на территории одного или нескольких смежных кадастровых кварталов:

Земельных участков, описание местоположения границ которых в ЕГРН не соответствует требованиям закона о государственной регистрации недвижимости;

Земельных участков, образование которых предусмотрено документами, определенными в ч. 6 ст. 42.1 закона о кадастровой деятельности;

Зданий, сооружений, объектов незавершенного строительства, сведения о которых содержатся в ЕГРН.

ККР не выполняется в отношении линейных объектов и земельных участках, которые не являются предметом договоров о комплексном освоении территории.

ККР проводится для:

Уточнения местоположения границ;

Установления (уточнения) местоположения на них зданий, сооружений и объектов незавершенного строительства, сведения о которых содержатся в ЕГРН;

Обеспечения образования земельных участков, на которых расположены здания (в том числе многоквартирные дома) и сооружения (кроме линейных объектов);

Обеспечения образования земельных участков общего пользования, занятых улицами, скверами, набережными;

Обеспечения исправления реестровых ошибок в сведениях о местоположении границ объектов недвижимости.

В ходе выполнения ККР подготавливается карта-план территории, которая содержит необходимые для внесения в ЕГРН сведения о земельных участках, зданиях сооружениях, объектах незавершенного строительства, расположенных в пределах территории, на которой проводились такие работы. На основании утвержденной карты-плана территории сведения вносятся в ЕГРН.

На территории МОГО Ухта за 2020 год были выполнены ККР в отношении семи садоводческих некоммерческих товариществ, таких как: Бытовик, Геолог-2, Здоровье, Сосновый бор, Стройиндустрия, Черемуха, Энергетик.

Комплексные кадастровые работы проводятся в следующем порядке:

Утверждается перечень кадастровых кварталов в отношении которых в данном году будут проводиться ККР;

Проводятся торги по разработке ККР, победитель которых и выполняет данную работу. Как правило, это организация в составе которой есть кадастровый инженер;

Кадастровый инженер разрабатывает проект карты-плана территории;

Работа согласительной комиссии, в том числе и сбор возражений землепользователей, собственников земельных участков;

Заказчик утверждает и подает карту-план в Росреестр с целью постановки на кадастровый учет земельных участков в координатном описании.

В ходе выполнения проекта карты-плана территории кадастровый инженер:

получает или собирает необходимые документы с исходными данными, которыми являются сведения из ЕГРН, адресного реестра, архивов органов местного самоуправления;

уведомляет правообладателей объектов недвижимости, в отношении которых проводятся ККР, о начале их выполнения;

Физическая культура и спорт	2020 год
Культура	Постановление Правительства Республики Коми от 11.02.2019 № 62 "Об организации проведения комплексных кадастровых работ на территории Республики Коми в 2020 году"
Образование	Календарный план выполнения и сдачи результатов комплексных кадастровых работ в 2020 г.
Финансы	Извещения
Безопасность населения	Извещение о начале выполнения комплексных кадастровых работ в отношении объектов недвижимости, расположенных на территории СТ «Бытовик» в границах кадастрового квартала 11:20:0202005
Муниципальный архив	Извещение о проведении заседания согласительной комиссии по вопросу согласования местоположения границ земельных участков при выполнении комплексных кадастровых работ
Экономика и предпринимательство	Материалы комиссии
Туризм	Протокол № 1 заседания согласительной комиссии по согласованию местоположения границ земельных участков при выполнении комплексных кадастровых работ на территории муниципального образования городского округа «Ухта» (28.09.2020)
Градостроительство и землепользование	Схемы
Муниципальные услуги и контроль	СНТ Бытовик
Муниципальные закупки	СНТ Геолог-2
Социальная сфера	СНТ Здоровье
Деятельность трехсторонней комиссии по социально-трудовым отношениям МОГО «Ухта»	СНТ Сосновый бор
Комплексные кадастровые работы	СНТ Стройиндустрия
	СНТ Чермуха
	СНТ Энергетик
	Проект карта-планы территории

Рисунок 1 – Выполненные комплексные кадастровые работы за 2020 год на территории МОГО Ухта

подает в Росреестр заявление о внесении в ЕГРН сведений об адресах электронной почты и о почтовых адресах правообладателей объектов, в отношении которых выполняются комплексные кадастровые работы;

подает в Росреестр заявления о внесении в ЕГРН сведений о ранее учтенных объектах недвижимости, сведений о которых нет в ЕГРН либо права на которые возникли до вступления в силу Федерального закона от 21.07.1997 N 122-ФЗ и не прекращены и государственный кадастровый учет которых не осуществлен;

подготавливает проект карты-плана территории. Требования к карте-плану установлены в ст. 24.1 Закона о государственной регистрации недвижимости; ее форма и Требования к ее подготовке утверждены Приказом Минэкономразвития России от 21.11.2016 N 734.

В ходе выполнения ККР подготавливается извещение (оповещение) жителей МОГО Ухта о начале проведения ККР в отношении данного квартала. Первое извещение размещено на официальном сайте МОГО Ухта о начале выполнения ККР, второе извещение о проведении согласительной комиссии. Заседание согласительной комиссии проводится для согласования местоположения границ земельного участка. После работы согласительной комиссии кадастровый инженер оформляет проект карты-плана территории.

При утверждении карты-плана территории кадастровый инженер представляет:

проект карты-плана территории для рассмотрения и утверждения;

сведения о выявленных границах территории;

информацию о возможности образования земельных участков на территории выполнения комплексных кадастровых работ.

Если проводилось согласование границ, то проект карты-плана в окончательной редакции и необходимые документы для утверждения карты-плана заказчику направляет согласительная комиссия.

Заказчик ККР утверждает карту-план территории и направляет ее в Росреестр.

В рамках исполнения контракта на выполнение комплексных кадастровых работ №0307200030620000752 от 16.06.2020 в отношении кадастрового квартала 11:20:0202005 (СНТ Бытовик) были проведены ККР. Согласно постановлению Правительства Республики Коми от 11.02.2019 «Об организации проведения ККР на территории Республики Коми в 2020 году» данный квартал включен в перечень кварталов, в отношении которых будут проводиться ККР за счет бюджета Республики Коми.

В границах городского округа Ухта Республики Коми были уточнены местоположение границ и площади 165 ранее учтенных земельных участков. Документом, устанавливающим распределение земельных участков в СНТ Бытовик, является План СОН «Бытовик». В разделе «Схема границ земельных участков» графической части карты-плана территории отображены границы данных земельных участков с указанием их площадей по результатам проведенных геодезических работ. Площади уточняемых земельных участков по результатам работ были уменьшены не более чем на 10%, либо увеличены не более чем на величину предельно минимального размера земельного участка. Площадь земельных участков была увеличена либо уменьшена за счет установления местоположения границ земельных участков по фактическому использованию с учетом Проекта организации и застройки, не нарушала границы земель общего пользования.

При выполнении ККР в отношении кадастрового квартала 11:20:0202005, в границах которого находится СНТ «Бытовик», были образованы земельные участки. В соответствии с Проектом организации и застройки было образовано 4 земельных участка с видом разрешенного использования – ведение садоводство, и 10 земельных участков с видом разрешенного использования – земельные участки общего назначения.

Описание местоположения здания, сооружения, объекта незавершенного строительства на земельном участке:

Были проведены работы по установлению местоположения границ 29 зданий на земельных участках, на которых они расположены.

В ходе выполнения работ было исправлено 5 реестровых ошибок в местоположении границ земельных участков с кадастровым номером 11:20:0202005:114, 11:20:0202005:93, 11:20:0202005:371, 11:20:0202005:70, 11:20:0202005:249.

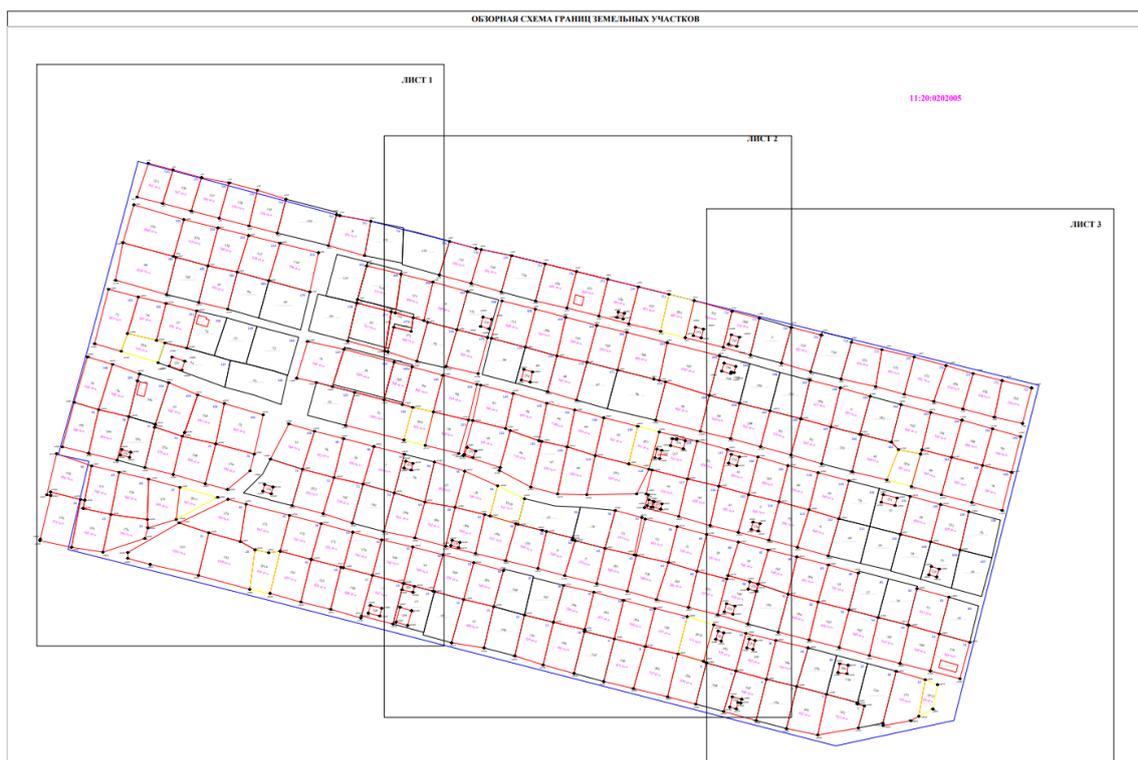


Рисунок 2 – Схема границ земельных участков СНТ «Бытовик»

В ходе выполнения ККР формируются земельные участки не только для личного пользования, но и общего (дороги, земельные участки для размещения пожарного водоема и т.д.). В 2021 году инициировать выполнение ККР может не только администрация, но и любой желающий. Но стоит понимать, что оплата ККР идет от заказчика. В ходе выполнения ККР администрация МОГО Ухта устанавливает категорию земель и виды разрешенного использования земельного участка. После выполнения ККР в течение 5 лет необходимо подтвердить имущественные права на земельный участок. Для этого обращаемся в администрацию МОГО Ухта с заявлением о предоставлении в собственность или аренду земельного участка и приложить

следующие документы: выписка из протокола общего собрания СНТ «Бытовик» о том, что заявителя приняли в члены СОТа и закрепили за ним в пользование данный земельный участок; членскую книжку садовода. Далее на основании постановления администрации, гражданин обращается в Росреестр, регистрирует право собственности на данный земельный участок. После постановки на кадастровый учет все споры, связанные с границами земельных участков рассматриваются в течение 5 лет и исключительно в судебном порядке.

Если в ходе ККР земельный участок находится в собственности гражданина, но изменилась площадь или конфигурация, то гражданин на основании уточненных данных имеет право обратиться в Росреестр с целью изменения данных о земельном участке, находящемся в собственности.

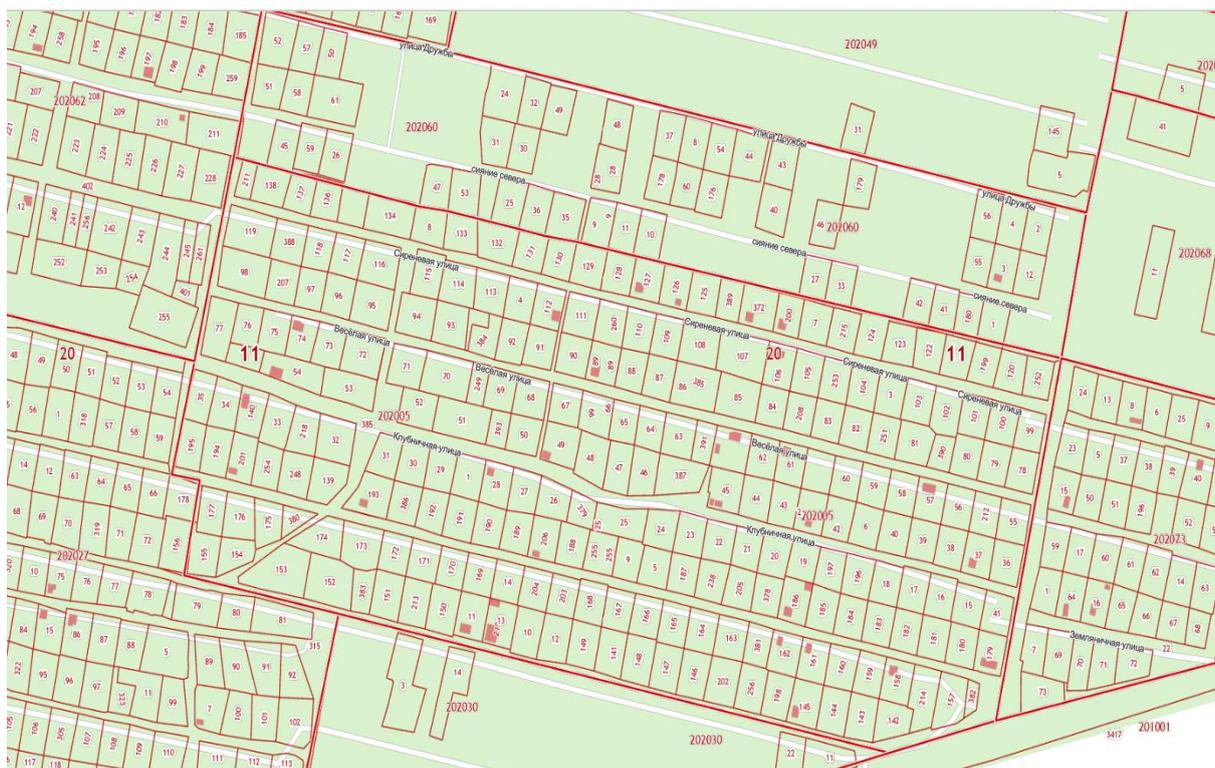


Рисунок 3 – Карта-план СНТ «Бытовик»

В ходе выполнения ККР могут возникнуть проблемы: если земельные участки находятся за пределами кадастрового квартала, то в их отношении ККР проводиться не будут. При проведении ККР формирование земельных участков идет в соответствии с проектом организации застройки, что во многих случаях не соответствует фактическому использованию земельных участков. Это связано с тем, что гражданин увеличил площадь своего земельного участка за счет соседних земельных участков или территории общего пользования. Если в течение 5 лет имущественные права не будут подтверждены в Росреестре, то сформированный земельный участок «слетает» с кадастрового учета. И дальнейшее формирование будет проходить путем разработки и утверждения проекта межевания в отношении всей территории СНТ. Как показала практика данная процедура затратна и продолжительна по времени. Все споры в отношении земельных участков после передачи карты-плана в Росреестр, решаются в судебном порядке и в течение 5 лет.

Библиографический список:

1. Официальный сайт МОГО «Ухта», раздел комплексные кадастровые работы;
2. Приказ Минэкономразвития России от 21.11.2016 N 734 (ред. от 13.09.2019) "Об установлении формы карты-плана территории и требований к ее подготовке, формы акта согласования местоположения границ земельных участков при выполнении комплексных кадастровых работ и требований к его подготовке"
3. Федеральный закон "О кадастровой деятельности" от 24.07.2007 N 221-ФЗ

УДК 632.125

О проблемах деградации земель в Нахчыванской Автономной Республике

Искендеров У.Н.

Научный руководитель Гасанов А.М

Нахчыванский Государственный Университет, г. Нахчыван (Азербайджан)

Общий земельный фонд Нахчыванской Автономной Республики составляет 550275 га, из которых 190023 га принадлежат государству, 303726 га – муниципалитету и 56526 га – частной собственности. 177382 га общего земельного фонда составляют земли сельскохозяйственного назначения. Под пашню используется 54857 га этих земель. (данные за 2021 год). В результате неэффективного использования и при негативном воздействии ряда природных и антропогенных факторов земли приходят в негодность и выходят из хозяйственного оборота. Если земельные ресурсы не будут использоваться эффективно, то в будущем вопрос обеспечения сельскохозяйственной продукцией останется нерешенным. Эффективное использование земель является основным условием изучения негативного воздействия на них и как результат принятия своевременных мер. В связи с этим существует большая потребность в обширных исследованиях территориальных земель.

С учетом того, что большая часть Нахчыванской Автономной Республики (НАР) имеет горный и резко континентальный климат, подходящие земельные участки здесь в разной степени подвергаются процессам деградации. В деградации земель АР важную роль играют природные и антропогенные факторы. Сложные физико-географические условия местности, расселение населения преимущественно на равнинной местности и по берегам рек, богатство минеральными ресурсами издавна приводили к тому, что земли АР подвергались антропогенным воздействиям, в результате чего терялось и ухудшалось плодородие почв. Нами были изучены процессы деградации, влияющие на плодородие почв НАР, и эти факторы объединены в соответствующие группы.

І. Природные факторы. Это один из основных факторов, влияющих на ухудшение плодородия почв в АР. К природным факторам, влияющим на деградацию почвенной среды, относятся эрозионные процессы (водная и ветровая), изменение климата (потепление и, как следствие, засуха, засоление и солонцевание, заболачивание и заболачивание-залуживание), каменистые и заросшие кустарниками участки и др.[1]

Эрозионные процессы. Эрозионные процессы получили достаточно широкое распространение, так как значительную часть территории АР занимают горные и предгорные районы. Возникновение любого типа деградации в комплексе приводит к ухудшению состояния почв. В результате физической деградации в почвах нарушается структура, происходит поверхностное и почвенное уплотнение, уменьшается пористость, происходит уничтожение напочвенного покрова. Этот тип деградации характерен для Приаразкской равнины АР. Для предотвращения деградации на подобных участках следует проводить такие мероприятия, как глубокая и поверхностная вспашка, внесение органических удобрений, пескоструйная обработка.

Одним из факторов, играющих ключевую роль в смыве верхнего плодородного слоя поврежденных посевами участков земли, являются процессы водной эрозии. Среди эрозионных процессов водная эрозия более заметна на наклонных равнинах Джульфа-Ордубад [2].

Водная эрозия в соответствии с характеристиками ее развития подразделяется на поверхностную, ирригационную и овражную. В засушливом климате она довольно интенсивна. Водная эрозия оказывает большее влияние на снижение плодородия почвы, чем другие факторы. В результате этого процесса сильные наводнения в предгорных зонах Шарурской, Бююкдюзской, Нахчыванской, Джульфинской, Ордубадской и других равнин создают на поверхности глубокие ущелья и покрывают ее крупными камнями. Вымытые с высоких участков, малоплодородные почвы покрывают равнинную часть вдоль рек с аллювиальными почвами, омолаживая их. Это приводит к снижению плодородия.

На 61,4 % общей площади НАР наблюдается слабая эрозия, на 31 % – умеренная, на 7,6 % – сильная.

Ветровая эрозия. Как и в низкогорном и среднегорном поясах АР, на равнинах Джульфинского, Шарурского, Кенгерлинского и других административных районов наблюдается определенная активность ветровой эрозии при потере пригодных для сельского хозяйства земельных участков, что создает своеобразные формы рельефа. Чтобы восстановить плодородие почвы на этих территориях, необходимо изучить причины ветровой эрозии и ее течение. На основании наших исследований было определено, что ветровая эрозия чаще встречается на Джульфинской равнине в любое время года и в западной части Шарурской – весной, негативно влияя на верхний слой почвы, разрушая мягкие породы в этом районе и оставляя их обнаженными.

Ветровая эрозия также играет большую роль в засолении почв. Так, в теплое время года в районах, лишенных растительности, ветер разносит соленый почвенный слой, смывая его с почвенных участков окружающих территорий. В результате соленые породы покрывают плодородные почвы, делая почву непригодной для использования. Такие случаи встречаются на Дуздагском плато [3].

В результате этих процессов снижается урожайность сельскохозяйственных культур с потерей плодородного слоя почвы. Чтобы восстановить утраченный обильный урожай, необходимо принять серьезные меры против эрозионных процессов. Профилактика этих процессов в результате своевременных и научно обоснованных качественно принятых мер обходится недорого. Мероприятия целесообразно проводить на этих территориях путем изучения направления ветров, нарушающих плодородие почв, причин, вызывающих их эрозию, и само ее течения. В связи с этим лесополосы должны быть защищены от вредных ветров. Лесополосы улучшают микроклимат, уменьшая воздействие вредных ветров на культурные растения, и восстанавливают их плодородие за счет накопления влаги в почве.

Лесные полосы, ориентированные поперек направлений «вредных ветров», называют основными, а другие – вспомогательными полевыми защитными лесополосами. Расстояния между полосами следует проводить в зависимости от природных условий в зонах, площади полей, расположения оросительной сети, дороги и других элементов инфраструктуры территории.

Заболачивание и заболачивание-залуживание. Одним из направлений, порождающих деградацию почв, является заболачивание. В АР процесс заболачивания наблюдается в центральной части Садаракской равнины на берегу реки Араз. Заболоченные участки образуются естественным путем и искусственно (антропогенная причина). Эти почвы образуются в условиях избыточного увлажнения поверхности и близкого залегания грунтовых вод в осадочных породах.

На равнинах и по берегам рек АР можно встретить несколько разновидностей болотных почв.

II. Антропогенные факторы. Антропогенные факторы объединяют различные формы деятельности человека, влияющие на окружающую среду, в том числе и на почву. Стихийное воздействие (в различных формах) людей к почвам во многих случаях ускоряет развитие эрозионных процессов на территории и создает непригодные для использования земельные участки. К антропогенным факторам можно отнести заселение, выпас скота, вырубку деревьев и кустарников, деградацию, происходящую в результате неправильного соблюдения агротехнических правил, использование земель под избыточные культуры, ирригационную эрозию, незапланированные транспортные пути, производство строительных материалов, горнодобывающую промышленность, недостаточную площадь земельного участка на душу населения и передачу земли в исполнительную собственность.

Резко континентальный климат НАР, обилие солнечной радиации, уклоны рельефа, литологический состав горных пород, дефицит воды и др. факторы требуют интенсивного полива в сельском хозяйстве. Исторически сложилось так, что развитие виноградарства и хлопководства в этом районе приводило к оросительной эрозии пахотных земель.

Ирригационная эрозия – одна из основных причин деградации орошаемых земель. Применение неправильных систем и методов орошения на участке в результате ирригационной эрозии приводит к потере плодородного верхнего слоя почвы. Ирригационной эрозии подверглись орошаемые территории АР, в том числе соленые, серые, серо-бурые почвы Бююкдюзской, Неграмской равнин и Джульфинской наклонной равнины. Основной причиной

эрозии здесь стало проведение неправильного полива. В результате ирригационной эрозии заросли превратились в овраги и балки.

Одним из факторов, влияющих на деградацию земель в НАР, является повторное засоление и солонцевание почв. Эти почвы распространены в основном на Приаразской равнине, где грунтовые воды подходят к поверхности, а соленые породы выходят на поверхность [4]. Опресненные почвы, образующиеся в результате повышения уровня грунтовых вод, наблюдаются в районах Садаракского, Шарурского, Кенгерлинского, Бабекского, Джульфинского районов вблизи реки Араз, а почвы, образующиеся в результате выхода на поверхность соленых пород, – в Дуздаге около села Кабыллы Кенгерлинского района. В районах, прилегающих к реке Араз, в результате неисправности коллекторно-дренажных систем, нарушения режима орошения происходит засоление, что приводит к истощению земель. В результате проведенных нами исследований установлено, что дренажи, расположенные в Приаразской зоне, не функционируют из-за того, что их внутренняя часть заполнена почвой или гидрофильной растительностью. В результате содержащиеся в них минерализованные воды фильтруются в окружающую среду, что создает повторное засоление почв. Для восстановления земель на этих территориях необходимо принять комплексные мелиоративные мероприятия: улучшить коллекторно-дренажные сети, обеспечить правильный режим орошения, что поможет вернуть засоленные земли в пользование.

Выпас, вырубка деревьев и кустарников. Бессистемный выпас животных на пастбищах, вырубка деревьев и кустарников - основные факторы, ускоряющие процесс эрозии. Помимо заселения территории людьми, что приводит к снижению плодородия почв, наблюдаются случаи бессистемного выпаса животных на пастбищах, вырубки деревьев и кустарников.

С другой стороны, изменение растительности вследствие бессистемного выпаса скота на пастбищах привело к исчезновению полезных кормовых культур, нарушению структуры почвы, широкому распространению вредных, колючих, несъедобных сорняков. Это можно встретить практически на всех территориях и считать факторами, способствующими возникновению эрозионного процесса на территории. В последнее время руководство НАР и Министерство экологии и природных ресурсов предприняли серьезные шаги для восстановления плодородия почвы в Автономной Республике. И это постепенно дает свои положительные результаты.

Земли, подвергшиеся деградации в результате нарушения агротехнических правил. Одним из антропогенных факторов, влияющих на изменение плодородия почв, является деградация в результате неправильного соблюдения агротехнических правил на участках. В результате чрезмерной эксплуатации и запущенности земель под культурными и природными растениями плодородие снижается, урожайность снижается из года в год, и как следствие она выходит из производственного оборота.

При рациональном использовании земель необходимо правильно соблюдать агротехнические правила и оставить в покое земли, используемые под культурные растения. Однако в большинстве муниципалитетов земли используются под одной и той же культурой в течение длительного времени. Это приводит еще и к ухудшению физических, химических свойств почв и снижению их плодородия. Подобные случаи наблюдаются в муниципалитетах сел Кола, Юхары Дашарх, Кабыллы и других.

Незапланированные транспортные пути, производство строительных материалов и добывающая промышленность. Наряду с указанными негативными антропогенными факторами увеличивается объем деградированных земель в результате незапланированных транспортных путей, добычи и транспортировки строительных материалов, продукции горнодобывающей промышленности. В результате скопления вод, не имеющих стока, на нижних и верхних участках автомагистралей Нахчыван-Игдыр, Нахчыван-Шарур-Ордубад и других, образуются заболоченные, засоленные участки или же почвы пересыхают и теряют плодородие.

Одним из факторов, вызывающих деградацию земель в АР, является техногенное загрязнение земель. Этот процесс наблюдается в районах добычи полезных ископаемых. Участки загрязненные техногенным путем наблюдаются вокруг рудника Гюмюшлю, в Парагачае, на территории травертинового месторождения Шахтахты, вокруг кирпичных цехов и каменно-песчаных карьеров, а также в районах их транспортировки. Здесь необходимо провести рекультивационные мероприятия для восстановления земель.

Библиографический список:

1. Гаджиев, С.А. Экологическая оценка земель Нахчыванской Автономной Республики [Текст] / С. А. Гаджиев. – Баку : МБМ, 2010. – 295 с.
2. Бабаев, М.П. Деградация и охрана земель в Азербайджане [Текст] / М.П. Бабаев, Э. А. Гурбанов, В. Х. Хасанов. – Баку : Элм, 2010. – 216 с.
3. Бабаев, М. П. Деградация почвы [Текст] / М.П. Бабаев, В.Г. Гасанов, др. – Баку : Элм, 2003. – 48 с.
4. Гаджиев, С.А. ЭКО-географические условия земель Нахчыванской Автономной Республики [Текст] / С.А. Гаджиев. – Баку : МБМ, 2009. – 108 с.

УДК 332.63 (470.13)

Анализ информации о рынке земельных участков на территории Республики Коми на примере сегмента «Садоводство и огородничество» по данным предложений продаж

Коновалова О.С.

Научный руководитель – Пильник Ю.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В период подготовки к проведению государственной кадастровой оценки была собрана и проанализирована информация о ценах предложений продаж земельных участков на территории Республики Коми. Информационной базой послужили данные предложений продаж земельных участков, опубликованные на интернет-сервисах <https://167000.ru>, <https://www.avito.ru>. Рассмотрим на примере сегмента «Садоводство и огородничество, малоэтажная жилая застройка».

Была собрана информация о предложениях продажи 2172 земельных участков, сегмента «Садоводство и огородничество, малоэтажная жилая застройка». Динамика числа предложений в течение 2019 года представлена на рис. 1.

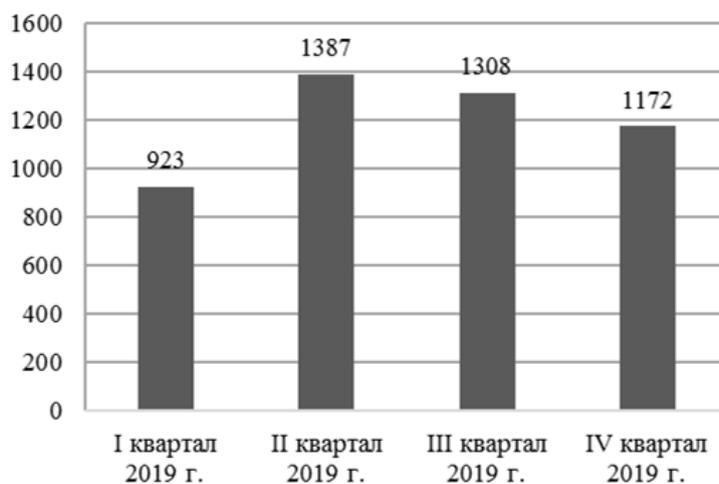


Рисунок 1 – Динамика числа предложений в течение 2019 г.

Предложение и спрос на земельные участки в большой степени сезонны. Ближе к лету объем предложений продажи участков увеличивается по сравнению с началом года в среднем на 25 – 35%.

В Республике Коми земельные участки данного сегмента территориально находятся в семнадцати муниципальных образованиях (рис. 2). Анализируя данные, отраженные на диаграмме, по территориальному признаку из общей массы муниципальных районов можно выделить 4 района с активным рынком. Наибольшую долю в структуре рынка предложений продаж занимают земельные участки, расположенные на территории МО МР Сыктывдинский, что составляет 44,73% от общего объема предложений. Следующая по объему доля рынка приходится на территорию МО ГО Сыктывкар, составляет 28,90% от общего объема предложений. Участки, выставленные на продажу на территориях других муниципальных образований, составляют порядка 26,37% в структуре предложений, среди них наибольший

удельный вес занимают МО МР Корткеросский – 8,33% и МО ГО Ухта 5,66%. На территории остальных муниципальных образований Республики Коми имеются единичные предложения продажи земельных участков. В МО ГО Воркута и МО ГО Инта земельные участки данного сегмента отсутствуют.

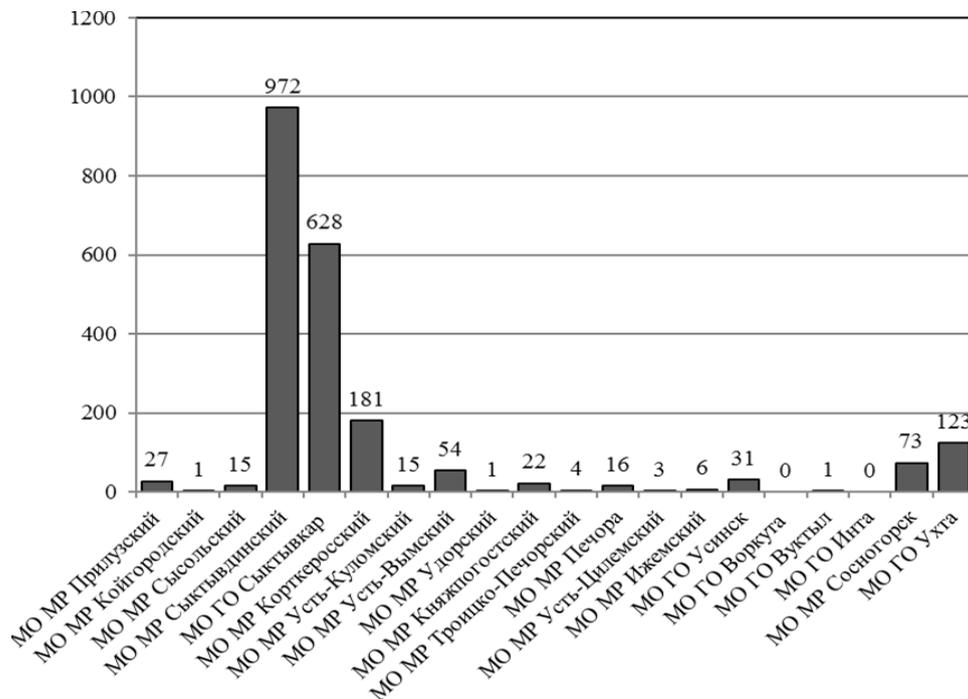
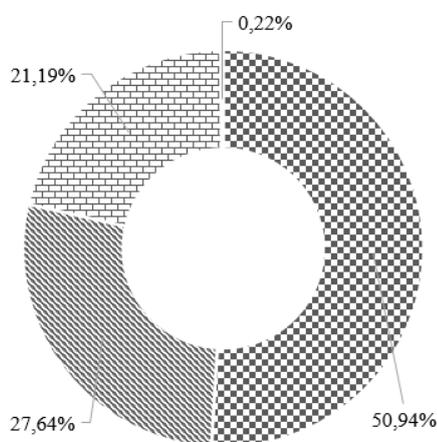


Рисунок 2 – Количество предложений продажи земельных участков сегмента в разрезе муниципальных образований Республики Коми

По данным анализа рыночной информации земельных участков сегмента «Садоводство и огородничество, малоэтажная жилая застройка» из общего числа предложений продаж можно выделить следующие виды использования земельных участков:

- земельные участки, предназначенные для индивидуального жилищного строительства;
- земельные участки, предназначенные для ведения садоводства и огородничества;
- земельные участки, предназначенные для ведения личного подсобного хозяйства;
- земельные участки для малоэтажной многоквартирной застройки.



- Земельные участки, предназначенные для индивидуального жилищного строительства (50,94%)
- ▨ Земельные участки, предназначенные для ведения садоводства и огородничества (27,64%)
- ▩ Земельные участки, предназначенные для ведения личного подсобного хозяйства (21,19%)
- Земельные участки для малоэтажной многоквартирной застройки (0,22%)

Рисунок 3 – Структура земельных участков сегмента «Садоводство и огородничество, малоэтажная жилая застройка»

Из всего массива рыночных данных сегмента «Садоводство и огородничество, малоэтажная жилая застройка» собранных в процессе выполнения работы, наибольшую долю – 50,94% составляют земельные участки, предназначенные для индивидуального жилищного строительства (рис. 3), следующая по объему доля рынка принадлежит земельным участкам, предназначенным для ведения садоводства и огородничества – 27,64%. Земельные участки, предназначенные для ведения личного подсобного хозяйства, составляют 21,19%. Наименьшую долю рынка сегмента «Садоводство и огородничество, малоэтажная жилая застройка» – 0,22% – занимают земельные участки для строительства малоэтажных жилых домов.

Дальнейший анализ рынка сегмента «Садоводство и огородничество, малоэтажная жилая застройка» проведен на одном из видов использования земельных участков – «Для ведения садоводства и огородничества».

Проанализировав информацию по данным предложений продаж, выявлено, что почти все земельные участки подсегмента «Для ведения садоводства и огородничества» относятся к садовым земельным участкам, территориально расположенным в границах садоводческих некоммерческих товариществ или огороднических некоммерческих товариществ.

В результате сбора рыночной информации выявлено 599 предложений продаж земельных участков, предназначенных для ведения садоводства и огородничества. В Республике Коми земельные участки данного вида использования территориально находятся в десяти муниципальных образованиях. В других десяти муниципальных образованиях Республики Коми рынок предложений продаж объектов данного вида использования отсутствует (рис.4).

Основная доля предложений продаж земельных участков приходится на территорию МО МР Сыктывдинский и составляет 48,75% от общего объема предложений. Следующая по объему доля рынка приходится на территорию МО ГО Сыктывкар, составляет 27,71% от общего объема предложений. В структуре предложений, участки, расположенные на территориях других муниципальных образований, составляют в общем объеме 23,54%, среди них наибольший удельный вес занимают МО ГО Ухта – 10,68% и МО МР Корткеросский – 7,85%. Далее по убыванию количества предложений продажи идут МО ГО Усинск – 2,17%, МО МР Сосногорск – 1,34% и МО МР Печора – 1,0%. В районах МО МР Сысольский, МО МР Усть-Вымский, МО ГО Вуктыл выявлено по одному предложению.

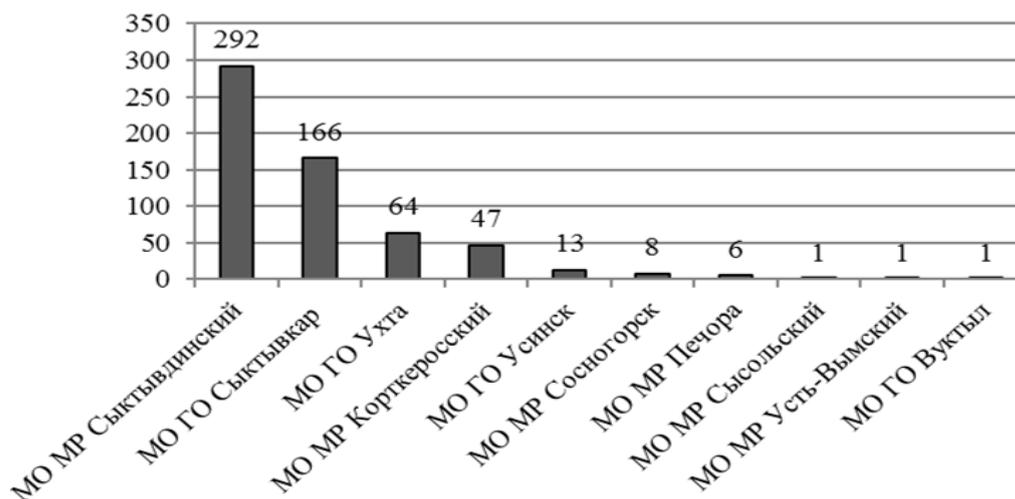


Рисунок 4 – Количество предложений продажи земельных участков, предназначенных для ведения садоводства и огородничества, в разрезе муниципальных образований

Исходя из представленных данных, можно сделать вывод, что наибольшее количество предложений продажи земельных участков для ведения садоводства и огородничества сконцентрировано в непосредственной близости от наиболее крупных городских округов Сыктывкар и Ухта, а также на территории муниципального района Сыктывдинский. Предлагаемые земельные участки расположены в пригородах крупных городских округов с преобладанием многоэтажной застройки и являются наиболее востребованными у потенциальных покупателей. В сельской местности спрос на земельные участки для ведения садоводства и огородничества

небольшой, поскольку подавляющее большинство населения проживает в индивидуальных жилых домах. Так же предложения о продаже пополняются объектами первичного рынка земли, формируемыми из недавно переведенных участков других категорий.

Площадь земельных участков для ведения садоводства и огородничества по данным, представленным на рынке, варьируется от 300 до 2 400 м². Как видно из рис. 5 наибольшее количество предложений продаж приходится на земельные участки площадью от 1000 до 2400 м², совокупная площадь участков составляет 84,81% от общей площади участков, представленных на рынке.

Наибольшую долю предложений в Республике Коми представляют объекты площадью 1 000 м² – 62% от общего количества предложений.

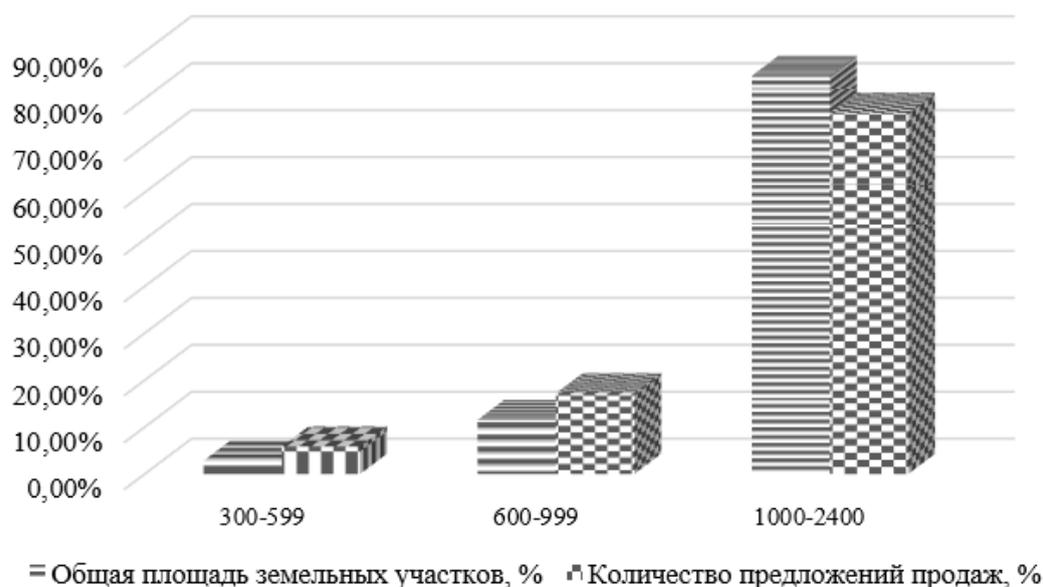


Рисунок 5 – Распределение количества предложений продажи земельных участков для ведения садоводства и огородничества по площади

Исходя из полученных данных, вычислили значение удельного показателя. Зависимость средневзвешенного значения удельного показателя стоимости от диапазонов площадей объектов представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Зависимость средневзвешенного значения удельного показателя стоимости от диапазонов площадей объектов

№ п/п	Площадь земельных участков, м ²	Диапазон удельного показателя стоимости, руб./ м ²	Средневзвешенное значение удельного показателя стоимости, руб./ м ²
1	300-599	50,00-1398,00	389,63
2	600-999	25,00-812,50	210,31
3	1000-2400	5,00-1363,64	122,41

Таким образом, по данным представленным в таблице, прослеживается зависимость: с увеличением площади земельных участков средневзвешенное значение удельного показателя стоимости уменьшается.

На рис. 6 приведены минимальные, максимальные и средние значения удельных показателей цен предложений земельных участков, сгруппированные по муниципальным образованиям Республики Коми, за исключением МО МР Сысольский, МО МР Усть-Вымский, МО ГО Вуктыл, где представлено по одному предложению продажи.

По территориальному признаку из представленных муниципальных районов можно выделить три района с активным рынком МО ГО Сыктывкар, МО МР Сыктывдинский и МО ГО Ухта. Ценовым лидером в Республике Коми является МО ГО Ухта, где средневзвешенная стоимость предложения продажи земельных участков составляет 217,47 руб./ м².

Удельные показатели цен предложений продаж находятся в достаточно широком диапазоне, наибольшая цена предложения продажи зафиксирована на территории МО ГО Сыктывкар и составляет 1 398 руб./м², самая низкая цена предложения продажи зафиксирована в МО МР Сыктывдинский – 5 руб./м². Наибольшая доля предложений продаж, представленных на рынке, а именно 71,11%, сосредоточена в ценовом диапазоне от 50 руб./м² до 300 руб./м².

Средневзвешенная цена земельных участков для ведения садоводства и огородничества в целом по Республике Коми составляет – 140,17 руб./м².

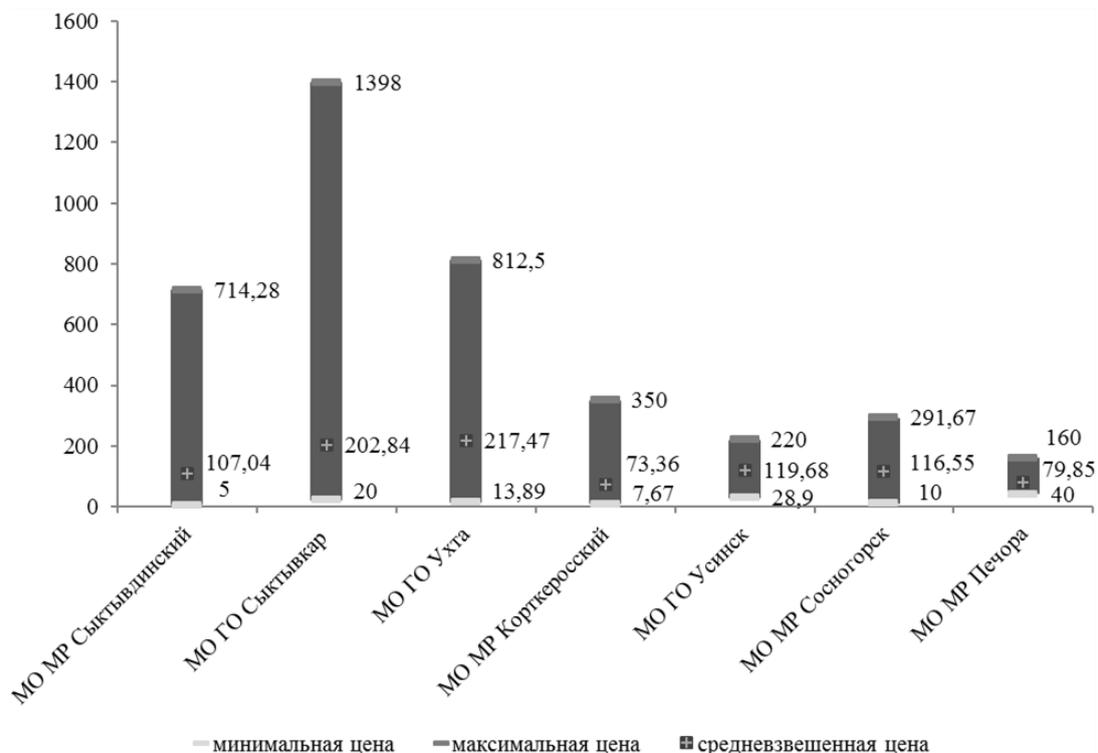


Рисунок 6 – Минимальные, максимальные и средневзвешенные значения удельных показателей цен предложений продажи земельных участков, предназначенных для ведения садоводства и огородничества

Проанализировав рынок предложений продаж земельных участков, можно сделать вывод о неоднородности цен внутри муниципальных районов. В первую очередь на ценообразование земельных участков для ведения садоводства и огородничества влияет удаленность от населенного пункта, качество подъездных путей к участку, наличие в непосредственной близости остановок общественного транспорта, а также инженерные коммуникации.

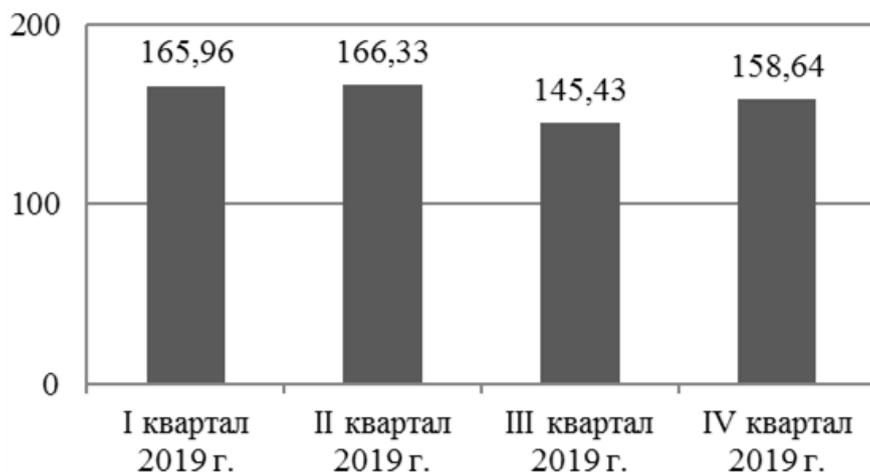


Рисунок 7 – Динамика изменения стоимости цен предложений продаж 1 м² земельных участков для ведения садоводства и огородничества в Республике Коми за 2019 г. поквартально

В течение 2019 г. на рынке предложений продаж земельных участков для ведения садоводства и огородничества наблюдались незначительные колебания цен как в сторону повышения, так и в сторону понижения, в целом ценовая ситуация оставалась стабильной (рис. 7). К концу года на рынке предложений продаж наблюдается снижение среднего значения удельного показателя цены на 4,41%.

Библиографический список:

1. Отчет об итогах государственной кадастровой оценки земельных участков, находящихся в составе земель сельскохозяйственного назначения на территории республики коми № 01/КСЗ СХН/11-2018 от 31.07.2018 г.;
2. Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 12.05.2017 № 226 "Об утверждении методических указаний о государственной кадастровой оценке" // Доступ из СПС «КонсультантПлюс».

УДК 574(470.111)

Мониторинг состояния компонентов окружающей среды Кумжинского газоконденсатного месторождения

Первак А.С., Хозяинова М.В.

Научный руководитель – Осадчая Г.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Техногенная катастрофа на Кумжинском месторождении мало освещалась в литературе, оставаясь известной достаточно узкому кругу специалистов. Уникальной ее делает сочетание нескольких факторов: расположение скважин в дельте крупной реки, объем газа и газоконденсата, выделившийся в результате аварии, и использование ядерного взрыва для заглушки аварийной скважины. С этой точки зрения актуальным видится анализ общей оценки состояния экосистем в районах воздействия Кумжинского газоконденсатного месторождения.

Кумжинское газоконденсатное месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа (НАО) в дельте р. Печора в 60 км к северо-востоку от города Нарьян-Мар. Месторождение было открыто в 1974 г, до 1980 г пробурено 28 скважин различного назначения (рисунок 1). В ноябре 1980 года произошли две аварии, создавшие угрозу загрязнения акватории Коровинской губы, Баренцева моря, Северного Ледовитого океана. Как уже отмечалось, особенностью ликвидации аварии является то, что был применен подземный ядерный взрыв. После этого работы по бурению новых скважин были приостановлены, а существующие выведены из эксплуатации и законсервированы.

В 1997 году часть Кумжи (аварийная и еще 15 законсервированных скважин) стала территорией государственного заповедника «Ненецкий».

На протяжении более чем 30 лет различными организациями велись наблюдения состояния окружающей среды (ОС) района аварии и близлежащей сопредельной территории Кумжинского ГКМ, результаты которого в представленной работе обобщены и проанализированы [1, 2]. Помимо опубликованной информации использовались следующие результаты НИР:

– Отчет о результатах производственного экологического мониторинга окружающей среды, включая радиационный мониторинг местности на Кумжинском лицензионном участке АО «СН ИНВЕСТ» / ООО «Экологический центр «Аквилон»;

– Отчет об оценке текущего радиационного фонового уровня территории Кумжинского месторождения / «Всероссийский проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт промышленной технологии».

Следует отметить, что при мониторинге недр было выявлено возрастание пластового давления, то есть, если не будет разгрузки газоконденсата, может произойти еще более значительная авария с более печальными последствиями, чем в 80-х годах. Поэтому, несмотря на то что значительная часть месторождения оказалось на территории заповедника, было принято решение возобновить разработки с целью предотвращения самовозгорания и самовзрыва углеводородов.



Рисунок 1 – Схема расположения скважин

В декабре 2007 года лицензию на разработку Кумжинского газоконденсатного месторождения выиграла компания «СН Инвест». С 2008 г. вновь началась подготовка к разработке месторождения, включая проведение оценки современного экологического состояния данного месторождения.

При организации и проведении экологического мониторинга территория месторождения условно была поделена на 2 участка: фоновый безаварийный и контрольный аварийный. Проводились наблюдения за радиационным фоном, почвами, растительностью, донными отложениями, водной средой.

Ниже представлены обобщенные результаты исследований по аварийному и безаварийному участкам.

Аварийный участок

Радиация. При оценке радиационной безопасности исследовалось: мощность дозы гамма-излучения; плотность потока бета-излучения; содержание техногенных радионуклидов. Из полученных результатов следует, что ни на поверхности территории объектов, ни в растительности, ни в иле, ни в приповерхностном грунте наличия радионуклидов не выявлено.

Почвы. В почвах исследовалось содержание углеводов и водорастворимых солей (хлориды натрия, сульфаты и др.), а также тяжелых металлов (ТМ). Если ориентироваться на уровни фоновых концентраций углеводов (УВ) в почвах региона, они не превышают 80 мг/кг почвы. По результатам мониторинга содержание УВ находится в пределах регионального фона; заметного изменения солевого состава почв в минеральных и аллювиальных торфяно-глеевых почвах также не выявлено. Содержание ТМ в почвах аварийного участка сильно варьируется. Превышение значений ПДК (предельно-допустимых концентраций) выявлено только для кобальта. Концентрации других ТМ (Ni, Pb, Zn и Cu) в поверхностных горизонтах почв не превышают ПДК. Выявленные аномалии подвижных форм Zn, Cu, Ni и Co имеют локальный характер, обусловленный влиянием техники, буровых растворов и продолжающимся в настоящее время поступлением газоконденсата из аварийных скважин. Прямое воздействие инфраструктуры месторождения на загрязнение почв подвижными формами этих элементов особенно выражено в пределах технологических площадок скважин. Наиболее загрязненными на безаварийных участках оказались техногенные субстраты в пределах площадок скважин.

Растительность. Одним из признанных методов биологической индикации техногенного воздействия является изучение растительного покрова. Указывать на загрязнение могут как изменения растительных сообществ, так и морфологии отдельных экземпляров. На

растительность анализируемого участка оказывает воздействие подолжающееся поступление углеводов из грифонов, образовавшихся на месте скважин, что приводит к загрязнению аквальных ландшафтов и как следствие – прибрежной зоны. В связи с этим сохраняются участки берега, покрытые нефтяными пленками и лишённые растительного покрова.

Как результат, заметны изменения в пространственной структуре фитоценозов, вызванные различиями водного режима почв. Причина этих различий – перераспределение влаги из-за таких форм техногенного рельефа, как технические площадки скважин.

Вода. Воды р. Печоры, Печорской и Коровинской губ характеризуются как чрезвычайно чувствительные к загрязнению нефтью. Основным локальным источником загрязнения природных вод являются затопленные устья скважин на аварийном участке.

Водные объекты на аварийном участке отличаются несравнимо большими концентрациями нефтепродуктов, а также существенной контрастностью в пространственном распределении загрязнителей. Также процесс зимнего накопления нефтепродуктов в грифоне скважины № 9 и весенний их выброс в дельту реки Печоры, в том числе в Коровинскую губу, наблюдается в течение многих лет

Донные отложения. Донные отложения представляют источник вторичного загрязнения вод и поступления загрязняющих веществ в водные растения и растения прибрежной зоны. В настоящее время содержание нефтепродуктов в донных отложениях на территории НАО регламентируется принятыми в 2011 году нормативами.

Донные отложения на разных участках водотоков загрязнены неодинаково, что связано с их гранулометрическим составом, перераспределением при транспортировке наносов течением реки, а также с продолжающимся поступлением газоконденсата из аварийных скважин. Отмечается устойчивая тенденция снижения содержания веществ-загрязнителей в донных отложениях, как во времени, так и по мере удаления от аварийных скважин.

Таким образом, в целом в районе аварийного участка Кумжинского ГКМ происходит не только трансформация почвенно-растительного покрова, но и загрязнение поверхностных вод и донных отложений нефтепродуктами, тяжелыми металлами и легкорастворимыми солями.

Безаварийный участок

Эта территория непосредственно не затронута влиянием аварии на скважине № 9 в 1980-1981 гг. В 2017 году перед началом возобновлением производственной деятельности держателями лицензии на недропользование были проведены экологические исследования на 5 площадках приоритетного освоения, находящихся на различном расстоянии от аварийного участка.

Согласно результатам исследований можно сделать вывод, что на всех пяти площадках потенциальных и реальных источников негативного воздействия на ОС, загрязнения, захламления, нарушения или деградации *почвенного и растительного покровов* не отмечено.

При дозиметрическом обследовании территории *радиационных* аномалий не обнаружено, измеренный гамма-фон соответствует нормативам обеспечения радиационной безопасности.

По *поверхностным водам* отмечено превышение ПДК только по химическому потреблению кислорода ХПК (в пределах 1,3-1,4 ПДК), железу (в пределах 9,9-10,8 ПДК), марганцу (в пределах 12-15 ПДК). С большой долей вероятности можно отнести повышение значения данных показателей к особенностям регионального фона, характерным для заболоченных северных территорий с избыточным увлажнением.

Для *донных отложений* контролируемых участков характерна нейтральная, слабокислая и кислая реакция среды ($pH=4,83\div 7,25$), низкое содержание хлоридов и тяжелых металлов, повышенное содержание содержания железа, варибельность величин концентраций сульфатов (240-510 мг/кг) и нефтепродуктов (5,9-565 мг/кг).

Таким образом, можно констатировать, что концентрации нормируемых загрязняющих веществ в донных отложениях всех опробованных водотоков не превышают нормативных и фоновых значений.

По *почвам* (химический состав почв) можно сделать вывод, что содержание основных загрязнителей (нефтепродуктов и ТМ) во всех отобранных пробах, существенно ниже установленных нормативных и фоновых значений, за исключением хрома, по которому в четырех пробах из пяти обнаружены небольшие превышения в пределах 1,18-2,7 ПДК [3].

Поступление хрома в почвы осуществляется обычно аэрогенным путем. В атмосферу хром поступает от естественных источников и в значительных количествах в результате антропогенной деятельности (в т.ч., от предприятий, сжигающих уголь и нефть) [4]. Причина, по которой превышены ПДК по хром, еще нуждается в изучении.

Кроме представленного набора компонентов ОС, проведено исследование современного экологического состояния *атмосферного воздуха* на территории всего Кумжинского лицензионного участка. Сравнение фактических концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе с нормативными значениями показало отсутствие превышений по всем контролируемым показателям.

В целом по безаварийному участку можно сделать вывод, что состояние природных сред на момент проведения исследований определяется преимущественно региональными природно-климатическими особенностями территории, обследованные участки находятся в удовлетворительном экологическом состоянии и не являются источником негативного воздействия на окружающую среду.

В **заключение** можно констатировать, что результаты мониторинга указывают на ограниченное негативное состояние ОС на территории Кумжинского месторождения. Загрязненные и продолжающиеся загрязняться участки приурочены к его аварийной части. Однако, радиационного загрязнения экосистем месторождения не произошло.

В настоящее время судьба Кумжинского ГКМ так и остается до конца не определённой. Вопрос о начале разработки данного месторождения является достаточно спорным, так как имеется достаточно большое количество нюансов и доводов за и против разработки данного месторождения.

Библиографический список:

1. Катастрофа на Кумжинском газоконденсатном месторождении: причины, результаты, пути устранения последствий [Электронный ресурс]: URL: <http://ibrae.ac.ru> (дата обращения 20.10.2020).
2. Трансформация экосистем дельты Печоры в зоне влияния Кумжинского газоконденсатного месторождения (Ненецкий Автономный Округ) [Электронный ресурс]: URL: <http://www.igras.ru> [дата обращения 20.10.2020].
3. Постановление администрации НАО от 15.12.2011 N 293-п «Об утверждении региональных нормативов допустимого остаточного содержания нефтяных углеводородов и продуктов их трансформации в почвах и в донных отложениях водных объектов на территории Ненецкого автономного округа» [Электронный ресурс]: URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 03.12.2020).
4. Гаджиев, И.М. Генетические и экологические аспекты исследования и классификации почв техногенных ландшафтов [Текст] / И.М. Гаджиев, В.М. Курачев // Экология и рекультивация техногенных ландшафтов – Новосибирск : Наука, Сибирское отделение, 1992. – С. 6-15.

УДК 502/504

Переработки отходов радиоэлектронной промышленности в России

Пестрякова К.А., Чердакова А.С.

Научный руководитель – Гальченко С.В.

ФГБОУ ВО Рязанский государственный университет имени С.А. Есенина, г. Рязань

В настоящее время отечественная радиоэлектронная промышленность занимает высокую позицию на мировом рынке наукоемких технологий. Производимое в России радиоэлектронное оборудование имеет высокий потенциал для увеличения функциональных возможностей современной техники не только на Земле, но и в космосе. Усовершенствование технологий производства электронных устройств выступает причиной роста количества устаревшего морально и физически оборудования, обуславливает увеличение объемов отходов. Острота проблемы заключается в том, что уровень переработки отходов радиоэлектронной промышленности отстает от процессов производства продукции в несколько раз.

Ввиду содержания значительных количеств цветных и драгоценных металлов, отходы радиоэлектронной промышленности имеют весьма высокий потенциал в аспекте их вторичного использования.

Металлы могут составлять до 50 % от общей массы отходов радиоэлектронной промышленности. Как правило, в составе радиоэлектронного лома присутствуют медь (до 50 %), железо (до 20 %), олово (до 10 %), никель, свинец, алюминий, цинк (до 5 % каждого), а также золото (0,05-0,09 %) [3].

Процессы переработки радиоэлектронного лома осложняются его разнородностью и многокомпонентностью. Так, в состав лома входят сплавы различных металлов, которые соединены, покрыты и смешаны с разнородными видами пластика, стекла или керамики. В этой смеси присутствуют благородные металлы в виде покрытий переменной толщины или в виде компонентов сплавов.

По указанной причине технологии комплексной переработки, которые используют для извлечения металлов из многокомпонентного радиоэлектронного лома, обязательно включают в себя операции демонтажа, предварительной сортировки элементов аппаратуры, измельчения и сепарации лома. Процесс разделения радиоэлектронного лома основывается на его дроблении и сепарации с получением «легкой» и «тяжелой» фракций. «Тяжелая» фракция подвергается магнитной сепарации с целью отделения черных металлов. Оставшийся после этого материал мелкой крупности повторно разделяется на специальном оборудовании и направляется, в зависимости от состава, на феррогидростатическую (ФГС) или электродинамическую (ЭДС) сепарацию с дальнейшим получением металлов высокой концентрации и неметаллов. «Легкая» фракция после дробления и разделения подвергается электросепарации для отделения смесей металлов и неметаллов (рисунок 1).



Рисунок 1 – Технологическая схема разделения многокомпонентного радиоэлектронного лома [1]

Переработку смешанного радиоэлектронного лома лучше производить непосредственно на предприятиях. Такие операции, как фрагментация, дробление и измельчение лома позволяют обеспечить разделение металлов и неметаллических компонентов с последующим получением механической смеси.

В настоящее время в РФ наиболее активно применяются четыре основных способа переработки радиоэлектронного лома:

- механический;
- гидрометаллургический;
- механический в сочетании с гидрометаллургической переработкой;
- механический в сочетании с пиро- и гидрометаллургическими процессами.

Механические способы позволяют извлекать из радиоэлектронного лома платы с навесными радиодетальями. Для их удаления чаще всего применяют ручные и механизированные инструменты. Мелкие радиодетали удаляются с использованием пневмомолотков с плоскими зубилами. Такие технологии позволяют отделить от радиоэлектронного лома далеко не все детали: платы без радиодеталей, которые содержат в своих отверстиях остатки впаянных «ножек» радиодеталей, и токопроводящие луженые медные дорожки. В платах без радиодеталей содержится небольшое количество драгоценных металлов, но значимость их как вторичного сырья, определяется достаточно высоким содержанием меди и оловянно-свинцового припоя [3].

Для извлечения из радиоэлектронного лома драгоценных металлов чаще всего применяют гидрометаллургические процессы, которые осуществляются в два этапа. Во время первого этапа вскрывают перерабатываемый продукт в водном растворе с использованием минеральных и органических реагентов. На втором этапе из раствора извлекают ценные компоненты путем электрорафинирования [1].

Существуют и другие технологии переработки отходов радиоэлектронной промышленности. Так, запатентована технология, благодаря которой можно извлекать благородные металлы из печатных плат с помощью растворения материала в кислоте с последующим добавлением нитрозила. Затем в данный раствор добавляют гидроксилламин, формальдегид или гипофосфат щелочных металлов [2].

Также известен способ, с помощью которого из отходов радиоэлектронной промышленности извлекают золото и другие ценные металлы. Вначале измельченные отходы загружают в титановую анодную корзину, поверхность которой покрыта катализатором, затем добавляют в электролит соли металлов переменной валентности и комплексообразователь. После этих манипуляций золото выпадает из электролита в осадок, а другие металлы осаждаются на катоде. Далее анодное золото переплавляют в слитки. После чего с помощью анодного растворения с наложением переменного асимметричного тока в электролите, содержащего водный раствор золотохлористоводородной кислоты, осаждают золото на катоде, а содержащееся в растворе серебро выделяется в виде осадка (хлорид), и скапливается на дне электролизера. В конце процесса электролиза образуется раствор, который содержит примеси с частью золота, их извлекают на дополнительный катод, имеющий анионитовую или пористую диафрагму [1].

Для переработки отходов радиоэлектронной промышленности применяются и другие электролизные технологии. Например, пиро- и гидрометаллургические. При этом выплавляют слитки из электронного лома и загружают их в электролизную ванну, наполненную раствором азотной кислоты. Затем с помощью электролита пропускают переменный электроток промышленной частоты с требуемой величиной напряжения и плотностью. Шлам, содержащий в себе золото и олово, осыпается и скапливается на дне ванны, а цветные металлы (например, палладий и серебро) сохраняются и накапливаются в растворе. В дальнейшем шлам подвергает прокаливанию при температуре около 550 °С, что позволяет перевести содержащееся в нём олово в инертное состояние. Завершает процесс выщелачивание в «царской водке». С помощью данной технологии можно повысить извлечение драгоценных металлов 1-4 % [1].

Учитывая перманентно растущие объемы производства в радиоэлектронной отрасли возникает необходимость научного поиска новых эффективных способов переработки образующихся отходов.

Библиографический список:

1. Отходы радиоэлектронной промышленности. Способ переработки электротехнических и радиотехнических отходов. Изучение вещественного состава радиоэлектронного лома. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://kemavrora.ru/othody-radioelektronnoi-promyshlennosti-sposob-pererabotki.html> (дата обращения 01.02.2021).
2. Пат. 2176279 Россия, МКИ6 С 22 В 11/00, С 25 С 1/20. Способ переработки вторичного золотосодержащего сырья в чистое золото (варианты) / Крыщенко К. И., Нейланд А. Б. - № 2001107586/02; Дата регистрации: 23.03.2001; Дата регистрации: 27.11.2001.
3. Теляков А.Н., Рубис С.А., Александрова Т.А. Переработка отходов радиоэлектронной промышленности с максимальным извлечением драгоценных металлов // Записки Горного Института. 2013. Т. 202. С. 171-172

УДК 470.13

Влияние социально-экономических факторов на рынок недвижимости

Протасова А.С.

Научный руководитель – Пильник Ю.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Рынок недвижимости – в сущности всегда локальный и прямо зависит от уровня развития, а также состояния региональной экономики, реальных доходов населения и коммерческой деятельности, однако — это лишь образование от всего состояния экономики, действующего законодательства, исполнения государственного бюджета, национальных программ, обозначающих пути и темпы формирования всех регионов.

В 2020 году ВВП снизился на 3,1% из-за введенных ограничительных мер, ориентированных на борьбу с коронавирусной инфекцией, и падением внутреннего спроса на энергоресурсы.

В феврале-марте 2020 года все просто остановилось на пару месяцев. Всеобщий карантин и запрет работы МФЦ повлек остановку регистрации всех сделок с недвижимостью, поэтому рынок просто замер и сделок не совершалось. Рынок реально стоял, и движение началось только после его открытия в июне месяце. После прекращения надлежащих мер рынок оживился. В июне-июле произошло незначительный рост цен на недвижимость. В страхе и волнении многие решили закупиться недвижимостью впрок. Все это привело к большому спросу. Как известно, любой повышающийся спрос ведет за собой повышение цены. Еще одним фактом, повлиявшим на ситуацию, являются принятые меры поддержки населения.

Основным фактором, влияющем на рынок недвижимости, является: ставка по ипотеке и реальные доходы населения. Ипотека делает покупку недвижимости доступнее для людей среднего и невысокого достатка. В 2019 г. ЦБ несколько раз понижал ключевую ставку, что делало ипотеку и кредиты более доступными. Если в апреле 2019 года средний процент по выданным ипотечным кредитам составлял 10,41%, то уже в октябре он оценивался на уровне 9,7 % (рис. 1).

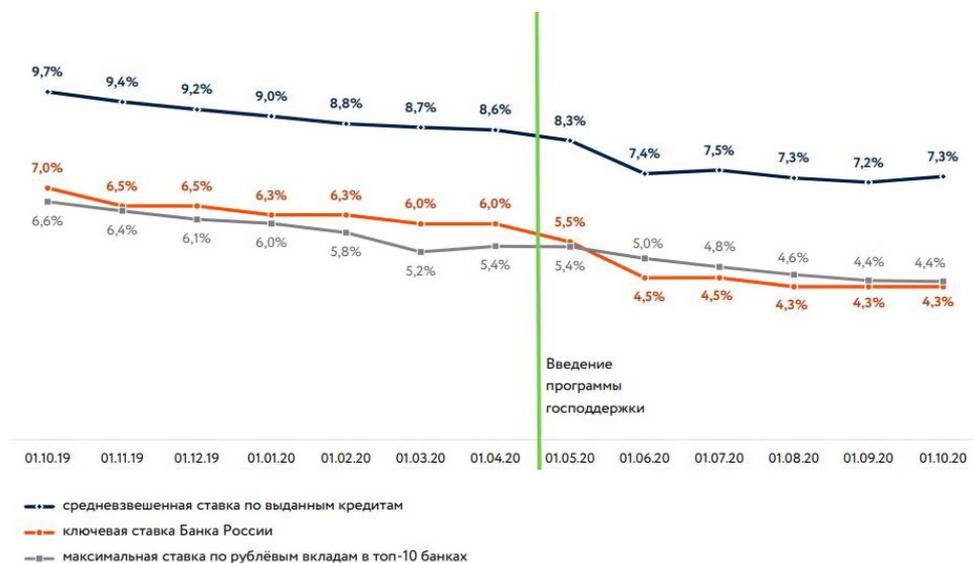


Рисунок 1 - Динамика ставок: ключевой, средних по ипотеке и по вкладам

В апреле 2020 года ипотечный рынок снизился (относительно апреля 2019 года) на 16,9% в количественном выражении и на 15,2% в денежном. Снижению спроса на ипотечном рынке в апреле 2020 года способствовало ухудшение эпидемиологической ситуации и увеличение неопределенности. Предложение так же было ограничено на фоне введения режима повышенной готовности. Стимулирование ипотечного рынка с середины апреля 2020 года с помощью новой льготной ипотечной программы по ставке не выше 6,5% позволило обновить исторически минимальные значения. Так, средневзвешенная процентная ставка на 1 октября прошлого года составила 7,2%

Если ставки останутся на том же уровне или немного спадут, это не приведет к повышению спроса, но поддержат его на приемлемом уровне. Вдобавок, падающая в цене ипотека позволяет застройщикам, а также продавцам на вторичном рынке поддерживать цены и даже их повышать, оставаясь в рамках около того же ежемесячного платежа по кредиту для возможных покупателей.

Государство деятельно участвует в финансовых продуктах банков, осуществляя специальные программы по льготному кредитованию. Меры направлены на усовершенствование условий проживания незащищенных слоев населения.

Наиболее известные: под материнский капитал; молодым семьям; военным; учителям в деревнях; прочие. В 2020 году стали работать программы сельской и дальневосточной ипотеки под 2-3%.

Реальные располагаемые финансовые средства россиян по итогам пандемийного 2020 года уменьшились на 3,5% в годовом выражении, следует из оценки Росстата (рис.2). С 2014 по 2017 год реальные доходы населения в России понижались, в 2018 году показали околонулевой рост (+0,1%), а по итогам 2019 года увеличились на 1% в годовом выражении. По итогам 2020 года они отстают на 10,6% от уровня 2013 года — последнего года устойчивого роста доходов.



Рисунок 2 - Динамика реальных располагаемых денежных доходов по РФ

Еще одним фактором, способным дать дополнительный спрос является уменьшение доходности депозитов и облигаций из-за снижения ключевой ставки. Вследствие этого инвесторам вложения в квадратные метры будут интереснее других инструментов, то есть на рынок вернется инвестиционный спрос.

Пока фактор перехода на эскроу-счета не играет значительной роли в ценообразовании. На цены на жилье оказывает влияние не столько рост себестоимости из-за перехода на эскроу, сколько соотношение спроса и предложения. Если бы на эскроу заставили переходить все или большинство проектов, это существенно снизило объем предложения, поскольку большая часть застройщиков рисковала не получить проектное финансирование. В итоге большинство строек продолжают работать по общепринятым правилам, объемы предложения не упали и цены не подскочили.

По данным ГБУ РК «РУТИКО» объем предложений на рынке многоквартирного жилья в Республики Коми к концу 2020 года сократился на 14%, а по сравнению с концом 2019 года уменьшился на 3%. В январе-октябре 2020г. введено в эксплуатацию 115,1 тысячи квадратных метров жилых помещений, что на 10% меньше, чем за соответствующий период предыдущего года, количество застройщиков в Республике Коми сократилось более, чем на половину.

По состоянию на октябрь 2020 г. средняя цена предложений на вторичном рынке многоквартирного жилья составила 52505 руб./кв.м. По отношению к аналогичному периоду прошлого года цены выросли на 2%. На рынке новостроек установился рост цен. По аналогии с началом года стоимость 1 кв.м. выросла на 7%, и продолжает расти (рис. 3). Увеличение цены предложения связано с переходом на проектное финансирование, а также с подорожанием импортных стройматериалов в результате произошедшего в марте ослабления рубля.

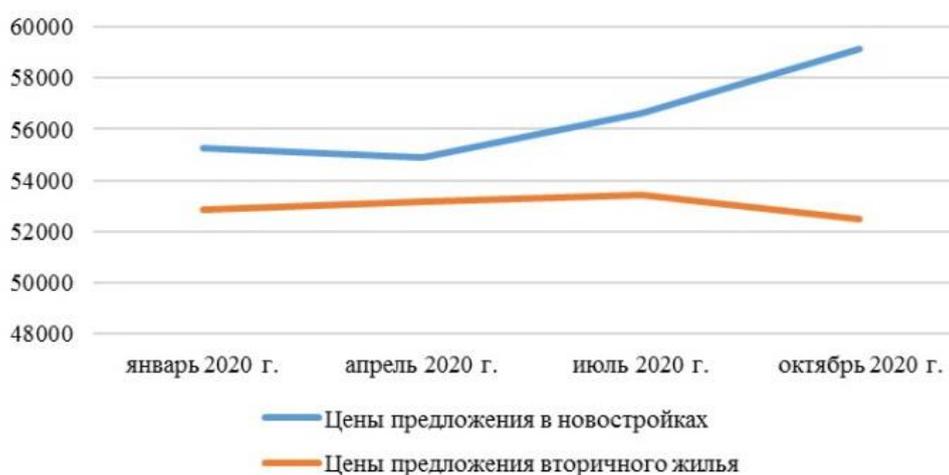


Рисунок 3 - Динамика средних цен предложений продаж в Республике Коми, руб./кв.м.

Заключение

Основными тенденциями 2020 года, общими для всех регионов РФ, стали: неравномерное развитие рынка недвижимости (замедление или стагнация в первой половине года, возвращение покупательского спроса во второй); рост цен как на первичном, так и на вторичном рынках; рост числа реальных сделок.

К основным факторам, которые оказали воздействие на рынок недвижимости, относятся:

1. Ввод в 2020-м льготной ипотеки, «разогнавшей» рынок за несколько месяцев.
2. Пандемия — несмотря на то, что пандемия является негативным трендом для экономики, покупателей спад и карантин в первой половине года подстегнули, убедивши решить жилищный вопрос в сжатые сроки.
3. Сокращение рубля и повышение курса доллара и евро. На фоне нестабильности на валютном рынке недвижимость оказалась разумным выбором для сохранения наличных средств.

Также в числе значимых факторов специалисты подчеркивают: спад ставок по депозитам, уменьшение предложения на рынке и программу господдержки семей с детьми.

Библиографический список:

1. Предварительные итоги рынка недвижимости за 2020 год, перспективы 2021 от экспертов российской гильдии риэлторов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://rgr.ru/Uploads/Redactor/3b97d3b0-5e08-4c89-889c-4efe3c0acb92/rgr_itogi_2020_goda_predvarit.pdf.pdf (Дата обращения: 15.02.2021).
2. Ипотека в России. Аналитическое исследование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ratings.ru/files/research/banks/NCR_Mortgage_Nov2020.pdf (Дата обращения: 15.02.2021).

УДК 502/504

Экспериментальная оценка фитотоксичности почв, загрязненных различными нефтепродуктами

Сарайкина Н.В., Чердакова А.С.

Научный руководитель – Гальченко С.В.

ФГБОУ ВО Рязанский государственный университет имени С.А. Есенина, г. Рязань

В последние десятилетия нефть и нефтепродукты становятся одними из наиболее распространенных загрязнителей окружающей среды, что связано с широким их использованием в различных сферах человеческой деятельности. Загрязнение почвы данными токсикантами приводит к негативному изменению всех ее свойств. Особую опасность нефтеуглеводородное загрязнение почвы представляет для живых организмов, для которых она является средой обитания и источником питания.

Отрицательное влияние нефтяного загрязнения на почвенную биоту обусловлено, во-первых, непосредственно токсичностью углеводородов нефти для живых организмов, а, во-вторых, негативным изменением физико-химических свойств самой почвы. При нефтяном загрязнении происходит обволакивание почвенных частиц, приводящее к росту гидрофобности почвы. Почва утрачивает способность впитывать и удерживать воду, происходит вытеснение воздуха из почвенных пор, и, в конечном итоге, нарушается водный и воздушный режимы почвы. Рост гидрофобности и другие изменения физических свойств почвы являются результатом влияния тяжелых фракций нефти и нефтепродуктов, а прямой токсической эффект нефти на почвенную биоту, как правило, определяется ее легкими фракциями.

В нефтезагрязненных почвах также снижается доступность для биоты элементов минерального питания. Причинами чего выступают процессы обволакивания нефтью почвенных частиц, что препятствует миграции подвижных форм минеральных элементов в раствор, а также подавление деятельности микроорганизмов, участвующих в круговороте элементов минерального питания в почве.

Устойчивость растений к действию различных уровней нефтеуглеводородного загрязнения почв неодинакова, что свидетельствует о видоспецифичности и дозозависимости ответной реакции на загрязнение. Как правило, негативное влияние нефтепродуктов на растения проявляется даже при невысоких концентрациях. Так, полная гибель травянистых растений происходит при объеме утечки нефти 1,1 л/м², то есть при содержании 0,5 % нефти в 15 см слое почвы.

Необходимо отметить, что нефтяные углеводороды нередко оказывают и стимулирующее влияние на рост и развитие растений, что выражается в увеличении фитомассы при внесении в почву нефти в небольших количествах. Противоречивые данные приводятся и по вопросу воздействия нефти на прорастание семян растений. Некоторые авторы отмечают торможение ростовых процессов у семян под влиянием нефти [3]. Тогда как в других исследованиях выраженные изменения при прорастании семян в условиях нефтяного загрязнения не наблюдались [2]. Степень токсичности нефтепродуктов может существенно изменяться в зависимости от таксономической принадлежности растений, концентрации загрязнителя, типа почвы и т.д.

Исходя из вышесказанного, изучение влияния загрязнения почв нефтепродуктами на рост и развитие растений представляет особую актуальность и значимость.

Целью исследований являлась оценка фитотоксичности почв, загрязненных различными нефтепродуктами. В основу проведенных экспериментальных исследований была положена международная методика, адаптированная в ГОСТ Р ИСО 22030-2009 «Качество почвы. Биологические методы. Хроническая фитотоксичность в отношении высших растений» [1]. В качестве тест-культур использовались овес посевной (*Avena sativa* L.) и редька масличная (*Brassica rapa* L.). Проращивание семян указанных культур осуществлялось на серой лесной почве, загрязненной нефтепродуктами (дизельное топливо и мазут) в концентрациях 50 г/кг и 100 г/кг. Контролем в эксперименте служили незагрязненные нефтепродуктами почвенные образцы.

Таким образом, схема эксперимента включала в себя следующие варианты:

1. серая лесная почва, незагрязненная нефтепродуктами (далее – контроль);
2. серая лесная почва + дизельное топливо 50 г/кг;
3. серая лесная почва + дизельное топливо 100 г/кг;
4. серая лесная почва + мазут 50 г/кг;
5. серая лесная почва + мазут 100 г/кг;

Критериями оценки фитотоксичности анализируемых почвенных образцов служили:

- количество проросших семян;
- средняя длина зародышевого стебелька;
- средняя длина зародышевых корешков.

Полученные данные позволили установить, что загрязнение почвы нефтепродуктами в значительной степени ингибирует процессы прорастания семян (таблица 1).

Так, на всех вариантах с использованием загрязненной нефтепродуктами почвы отмечалось снижение числа проросших семян овса посевного (*Avena sativa* L.) по сравнению с

контролем. Существенной разницы между вариантами с дизельным топливом и мазутом не выявлено. Однако заметна отчетливая тенденция снижения числа проросших семян с увеличением концентрации нефтепродуктов в почве, что характерно, как для дизельного топлива, так и для мазута. Иная ситуация складывалась по результатам эксперимента с редькой масличной (*Brassica rapa* L.), где на всех вариантах всхожесть семян сохранялась на одинаковом уровне кроме образцов почвы с внесением мазута в концентрации 100 г/кг.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика эффекта, оказываемого анализируемыми типами нефтепродуктов на развитие семян однодольного и двудольного растений, %

Критерии оценки	Всхожесть семян, отклонение от контроля %		Длина зародышевого стебелька, отклонение от контроля %		Длина зародышевого корешка, отклонение от контроля %	
	<i>A. sativa</i> L.	<i>B. rapa</i> L.	<i>A. sativa</i> L.	<i>B. rapa</i> L.	<i>A. sativa</i> L.	<i>B. rapa</i> L.
Варианты опыта						
Мазут (50 г/л)	13	0	22	62	75	42
Мазут (100 г/л)	56	16	17	89	83	67
Дизельное топливо (50 г/л)	19	0	24	72	58	57
Дизельное топливо (100 г/л)	56	0	8	73	64	53

Ингибирующее действие нефтепродуктов на процессы развития зародышевого стебелька овса посевного (*Avena sativa* L.) было незначительным. Примечательно, что даже высокие концентрации нефтепродуктов не оказывали выраженного токсического эффекта на развитие зародышевого стебелька однодольного растения.

В отношении редьки масличной (*Brassica rapa* L.) наблюдалась иная ситуация. Прослеживалось сильное угнетающее действие всех нефтепродуктов на развитие зародышевого стебелька. Уже при концентрации загрязнителей 50 г/кг длина зародышевого стебелька сократилась по сравнению с контролем на варианте с мазутом на 62%, с дизельным топливом на 72%. При концентрации мазута 100 г/л отмечалась тенденция еще большего угнетения (процент отклонения возрос до 89%). Увеличение концентрации дизельного топлива подобных последствий не вызвало.

Результаты эксперимента позволили выявить выраженное влияние нефтепродуктов на развитие корневой системы овса посевного (*Avena sativa* L.). Отклонение от контроля на всех вариантах превысило 50%, причем фитотоксичный эффект заметно возрастал при увеличении концентрации загрязнителя. При этом, мазут оказывал более токсичное действие по сравнению с дизельным топливом.

Негативное влияние загрязнителей на развитие корневой системы проростков редьки масличной (*Brassica rapa* L.) было не столь выраженным как в случае с овсом посевным (*Avena sativa* L.). По данному критерию для *Brassica rapa* L. наиболее токсичным являлся мазут в концентрации 100 г/кг (отклонение от контроля на 67%).

Проведенные экспериментальные исследования позволили установить неодинаковую реакцию семян однодольного и двудольного растений на загрязнение почвы нефтепродуктами, что свидетельствует о видоспецифичности и дозозависимости фитотоксического эффекта.

На всех вариантах максимальное негативное воздействие испытывали семена овса посевного (*Avena sativa* L.) по критерию их всхожести (количество проросших семян в опыте). В то время, как семена редьки масличной (*Brassica rapa* L.), в среднем прорастали в том же количестве, что на контрольном варианте (за исключением варианта почвы с мазутом в концентрации 100 г/кг).

Со стороны каждого типа нефтепродукта у проростков представителя двудольных – редьки масличной (*Brassica rapa* L.), наибольшее угнетение испытывала надземная часть растения, то есть отклонение от контроля по параметру роста зародышевого стебелька везде было больше, чем у однодольного овса посевного (*Avena sativa* L.).

Напротив, у проростков овса посевного (*Avena sativa* L.) угнетение роста под влиянием нефтепродуктов в большей степени было заметным в отношении подземной части, нежели чем надземной.

Таким образом, фитотоксичность мазута и дизельного топлива проявляется неодинаково по отношению к различным таксономическим группам растений и зависит от количества, внесенного в почву токсиканта. В целом, негативное действие нефтепродуктов сильнее сказывается на проростках двудольного растения, нежели однодольного.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р ИСО 22030-2009. Качество почвы. Биологические методы. Хроническая фитотоксичность в отношении высших растений (дата введения 2011-01-01). М.: Стандартинформ, 2011. 33 с.
2. Талайбекова Г.Т. Фитотестирование нефтезагрязненных почв с помощью фитотолерантных растений / Г.Т. Талайбекова, К.А. Кожобаев, Ж.К. Токпаева, Г.К. Эсенжанова, Н.Э. Тотубаева// Проблемы региональной экологии. 2019. №2. С. 20 – 24;
3. Radwan S. Oil biodegradation around roots / S. Radwan, N. Sorkhoh, I. El-Nemr // Nature. 2008. № 27. P. 302.

УДК 628.3

Анализ методов очистки сточных вод цехов металлопокрытий реагентным методом

Сатараев Д.А., Березин Н.Б., Межевич Ж.В.

ФГБОУ ВО Казанский национальный исследовательский технологический университет,
г. Казань, Россия

Электролитические покрытия достаточно широко представлены во всех отраслях промышленности. Существует огромное количество разнообразных технологий электролитических покрытий, но все они создают одинаковые проблемы – отходы, которые могут находиться в жидком, твердом или газообразном состоянии.

Гальваническое производство – это одно из наиболее опасных источников загрязнения окружающей среды. Особенно уязвимы поверхностные водоемы и подземные воды, так как в процессе гальванического производства образуется большой объем сточных вод, главным образом из-за большого количества промывных ванн с проточной водой, а также значительного количества твердых отходов, особенно от применения реагентного способа обезвреживания сточных вод [1].

Соединения тяжелых металлов, уходящих со сточными водами гальванического производства, весьма губительно, а иногда и необратимо воздействуют на экосистему водоем–почва–растение–животный мир–человек.

Известно, что некоторые неорганические соединения, например, цианиды, фториды оказывают не менее губительное воздействие на микроорганизмы очистных сооружений, приостанавливая или в значительной степени замедляя процессы биологической очистки сточных вод. Тяжелые металлы, оказавшиеся в природных водоемах, препятствуют процессам самоочищения водоемов.

При одновременном присутствии в сточных водах гальванического производства двух и более вредных компонентов возможна синергия, которая проявляется в многократном усилении взаимного негативного воздействия токсичных веществ на строительные конструкции, оборудование, на окружающую природу и весь живой мир.

Целью данной работы является проведение сравнительного анализа очистки сточных вод гальванического производства реагентным методом. Сточные воды подразделяют по составу загрязнений, режиму сброса и концентрации. Существует устоявшаяся классификация по составу загрязнений: сточные воды могут быть кислотнo-щелочные, цианидсодержащие, хромсодержащие, содержащие соли тяжелых металлов.

В отходах разных гальванических процессов, изученных нами, концентрации тяжелых металлов заметно колебались, мг/кг: цинк – 100-5740, никель – 2-200, хром – 50-5020, свинец – 137-600, медь – 500-5600, кобальт – 8-30, олово – до 72600, висмут – около 100, кадмий – около 54, ртуть – около 0,01, железо – около 1100, сурьма – около 200.

Технологические сточные воды в гальванических процессах содержат высокотоксичные соединения цианидов: NaCN, KCN, а также их комплексные соединения.

Для очистки сточных вод от цианидов наиболее широкое применение нашли модификации реагентного и электрохимического методов [2].

Наибольший интерес представляют методы окисления активными реагентами Cl₂, KMnO₄, H₂O₂, O₃, O₂.

При обработке стоков, содержащих активный хлор-ион, в качестве реагентов применяются: CaOCl₂, гипохлориты Ca(OCl)₂ и NaOCl, жидкий Cl₂. Высокотоксичные цианиды превращаются гипохлоритом в менее токсичные цианаты с последующим их гидролизом до карбонатов и аммония. Серьезным преимуществом данного метода является - обезвреживание до предельно допустимых концентраций (ПДК) и простота в эксплуатации. К недостаткам следует отнести то, что возврат воды в оборотный цикл невозможен из-за повышенного солесодержания. Использование реагентного способа очистки требует значительных площадей, большого расхода реактивов.

Еще одним потенциально опасным стоком является хромсодержащие воды. Соединения Cr⁶⁺ - это основные компоненты электролитов для получения гальванического хромового покрытия, двухслойного никель-хром покрытия, трехслойного медь-никель-хром, а также ванны хромирования оцинкованных стальных изделий. Соединения Cr⁶⁺ относятся к первому классу опасности (самому высокому).

В промышленных масштабах очистка хромсодержащих сточных вод производится различными модификациями реагентного метода, ионообменным, электрохимическим, мембранным и сорбционным методами.

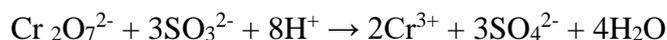
Наиболее эффективной и нашедшей большее распространение технологией в практике очистки хромсодержащих сточных вод являются различные модификации реагентного метода с использованием сульфита натрия (Na₂SO₃), сульфата железа (FeSO₄), пероксида водорода (H₂O₂).

Обработка хромсодержащих сточных вод реагентными методами осуществляется в две стадии: первая — восстановление Cr⁶⁺ до Cr³⁺; вторая стадия — осаждение Cr³⁺ в виде гидроксида.

Реакция восстановления сульфитными соединениями хромсодержащих сточных вод возможна в достаточно широком диапазоне концентраций.

Наиболее изученными и апробированными являются следующие сульфитные реагенты-восстановители: Na₂SO₃, NaHSO₃, Na₂S₂O₃, Na₂S₂O₄, Na₂S₂O₅.

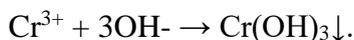
В виде химической реакции первую стадию восстановления сульфитом натрия Cr⁶⁺ до Cr³⁺ можно представить как:



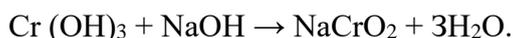
Реакции восстановления протекают в кислой среде, для поддержания необходимого значения pH сточные воды подкисляют 10—15%-ным раствором H₂SO₄.

С наибольшей эффективностью (скорость и полнота реакций восстановления) процесс протекает при оптимальном pH 2—2,5 и использовании интенсивного перемешивания реагентов.

Вторая стадия - осаждение Cr³⁺ протекает в щелочной среде. Для проведения реакции нейтрализации используется известковое молоко (Ca(OH)₂), в некоторых случаях соду (NaHCO₃) и NaOH. Образование Cr(OH)₃ протекает по реакции



Для осаждения Cr(OH)₃ также существуют оптимальные значения pH 8,5—9,0. Диапазон изменения pH достаточно узок, при выходе за эти пределы увеличивается растворимость Cr(OH)₃ и, как следствие, уменьшается полнота ее извлечения из сточных вод. При pH ≥12 амфотерная гидроокись Cr³⁺ в избытке щелочи образует растворимые хроматы:



Поэтому необходимо строго соблюдать дозировку реагентов, pH и осуществлять интенсивное перемешивание. Следует подчеркнуть преимущества метода – это возможность очистки до достижения ПДК и простоту эксплуатации. Но метод обладает и серьезными недостатками: значительный расход реагентов и возникающие в связи с этим дополнительные загрязнения сточных вод этими реагентами, заметные потери хрома и невозможность возврата воды в оборотный цикл из-за повышенного солесодержания в ней.

После процессов нанесения электролитических покрытий, операций обезжиривания, травления, осветления, промывки растворы, не содержащие цианиды, и содержащие соединения хрома Cr^{6+} обычно смешиваются и образуют группу кислотно-щелочных стоков. Эти гальваностоки обычно содержат катионы тяжелых металлов железа, меди, цинка, никеля и других, за исключением драгметаллов. Необходимо помнить и учитывать, что около 90% воды используется на промывочные операции, поэтому в технологических процессах используют при возможности ванны улавливания, позволяющие сократить расход воды и задержать ионы тяжелых металлов, приходящих с электролитом.

Одним из способов снижения негативного воздействия ионов тяжелых металлов является повышение эффективности химического осаждения их из сточных вод гальванических производств используя реагенты-осадители. Наибольший интерес представляют реагенты, содержащие сульфидные соединения.

Механизм действия этих реагентов-осадителей заключается в образовании малорастворимых соединений, что дестабилизирует комплексные соединения тяжелых металлов, находящиеся в сточных водах, и способствует их очистке.

Большой интерес в последнее десятилетие представляют реагенты, имеющие сульфидную комплексообразующую группу, сформированную на органической молекуле. Применение реагентов-осадителей на органической основе в значительной мере облегчает процесс очистки за счет расширения диапазона pH. Каждая группа реагентов-осадителей обладает своими характерными особенностями. Есть реагенты, содержащие небольшие по размеру органические молекулы, они имеют максимально возможную активность, но образуемые в результате взаимодействия хлопья имеют низкую скорость оседания, что требует дополнительных затрат на очистку растворов. С увеличением размера органической составляющей падает активность молекулы реагента-осадителя, но, облегчается процесс отделения осадки от обрабатываемой воды, количество добавляемого флокулянта в этом случае минимально.

Описанный способ имеет существенный недостаток – высокая стоимость осадителей и заметная зависимость эффективности их действия от размеров органических молекул.

Существует альтернатива, лишенная этого недостатка, – это сульфид натрия. Применение минерального сульфида натрия вместо органических реагентов-осадителей заметно сокращает затраты на процесс очистки и понижает содержание ионов тяжелых металлов в очищенных сточных водах гальванического производства до минимума.

На гальваническом производстве обычно используется несколько технологических линий, каждая из которых дает свои стоки. При смешивании образовавшихся стоков проводится первичная частичная нейтрализация. Но для сброса сточных вод в городские канализационные сети осуществляется коррекция pH среды, которая устанавливается нормативно-технической документацией. Величина допустимого pH 6,5-8,5. А дальнейший процесс нейтрализации и очистки кислотно-щелочных стоков, содержащих ионы тяжелых металлов осуществляется комбинированными методами: реагентными, ионообменными, электрохимическими.

Очень надежным способом следующей стадии очистки является нейтрализация несвязанных минеральных кислот растворимыми щелочными реагентами, в результате чего ионы тяжелых металлов превращаются в труднорастворимые гидроксиды, выпадающие в осадок. Главные достоинства этого способа очистки – простота эксплуатации и возможность автоматизации очистки сточных вод до ПДК. К недостаткам же можно отнести – невозможность применения очищенной воды в оборотном цикле.

При проектировании новых и реконструкции действующих цехов все чаще прослеживается тенденция применения бессточных схем промывок с использованием локальных очистных установок. В настоящее время имеется достаточно широкий ассортимент методов, позволяющих перерабатывать гальванические стоки с получением пригодного для дальнейшего использования продукта и оборотной воды. Однако ни один метод нельзя считать универсальным, поэтому наиболее целесообразно применять комбинированные методы.

Библиографический список:

1. Виноградов, С.С. Промывные операции в гальваническом производстве / С.С. Виноградов. – М. : Глобус, 2007. – 156 с.
2. Электрхимические технологии и оборудование для решения экологических проблем гальванических производств / В.А. Колесников, В.И. Ильин, Г.А. Кокарев и др. // Гальванотехника и обработка поверхности. – 2002. – Т. 3, № 3. – С. 66–71.

УДК 628.1.033(470.13)

Основные проблемы качества воды в Республике Коми

Скребенков Е.А.

Научный руководитель – Мачулина Н.Ю.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Питьевая вода – важнейший фактор здоровья и жизни человека. Но практически все ее источники подвергаются антропогенному воздействию разной интенсивности.

Республика Коми занимает одно из первых мест в стране по обеспеченности водными ресурсами на душу населения. Однако, большинство вод являются загрязненными и не пригодными для питья. Превышение ПДК какого-либо компонента в питьевой воде может нанести вред здоровью человека; частое употребление такой воды приводит к возникновению различных заболеваний.

Целью данной работы является изучение проблемы качества питьевой воды в Республике Коми.

Под качеством воды понимается характеристика ее состава и свойств, определяющая ее пригодность для конкретных видов водопользования. Качество воды оценивается по многочисленным параметрам, величины которых зависят от ее назначения. Они устанавливаются требованиями СанПиНов ГОСТов, ОСТов, постановлениями правительства и т. д. и постоянно корректируются.

Показатели качества – признаки, по которым производится оценка качества воды.

По санитарному признаку устанавливаются *микробиологические и паразитологические показатели*. Безопасность воды в эпидемическом отношении определяется косвенными показателями:

- степенью общего бактериального загрязнения (числом микроорганизмов);
- содержанием бактерий группы кишечной палочки в единице объема [1].

Токсикологические показатели воды, характеризующие безвредность ее химического состава, определяются содержанием химических веществ, которое не должно превышать установленных нормативов [1].

Органолептические показатели свойств воды характеризуются:

- интенсивностью запаха, привкуса, цветностью и мутностью воды;
- содержанием химических веществ, которые в наименьших концентрациях ухудшают органолептические свойства воды (хлориды, сульфаты, железо, марганец, медь, цинк, фенолы, нефтепродукты и т. д.). В число нормируемых органолептических показателей входят также показатели жесткости и сухого остатка.

Показатели радиоактивного загрязнения воды – нормируется суммарная объемная активность β - и α -излучателей [1].

Рассмотрим влияние природных факторов на состав воды в Республике Коми. Территория Республики Коми входит в провинции железо- и марганецсодержащих поверхностных и подземных вод гумидной зоны. Здесь высокий уровень фоновых концентраций железа и марганца связан с особенностями географического положения и геологического строения территории (водовмещающие толщи содержат Fe и Mn в подвижных формах).

В республике широко развиты подзолистые и болотные почвы, образование которых связано с вымыванием растворимых веществ.

Территория республики лежит в области избыточного увлажнения, что способствует относительному повышению роли болотных, слабо минерализованных, кислых вод в водном питании рек и озер. Климатические условия влияют на интенсивность химических, биогенных и почвообразовательных процессов.

Продолжительность холодного периода увеличивает срок питания рек грунтовыми водами, что отражается на характере и величине минерализации.

Пересеченный рельеф местности при прочих равных условиях дает возможность атмосферным осадкам и талым водам быстрее стекать непосредственно в водоем [2]. В условиях Республики Коми влияние рельефа на минерализацию вод имеет решающее значение для уральских притоков р. Печоры.

Влияние антропогенных факторов проявляется в загрязнении вод производственными объектами (главные отрасли промышленности с высоким образованием отходов – угледобывающая, нефтедобывающая, целлюлозно-бумажная) и объектами ЖКХ. Более 60% загрязненных вод сбрасывается предприятиями и объектами добычи ресурсов [3].

Ежегодный сброс в водные объекты неочищенных или недостаточно очищенных бытовых сточных вод и поверхностный сток с загрязненных территорий также приводит к загрязнению природных вод. Многие коммунальные очистные сооружения в РК являются устаревшими, и не соответствуют по своей мощности объему сбрасываемых сточных вод. Стоки из частного сектора вообще никак не очищаются, создавая рассеянное загрязнение.

По данным мониторинга поверхностных вод, проводимого в бассейнах крупных рек республики, степень загрязнения поверхностных вод варьируется от класса «весьма загрязнённая» до класса «грязная». Характерными загрязняющими веществами поверхностных вод являются трудноокисляемые органические вещества, а также ионы металлов: железа, меди, цинка, марганца и алюминия [3], их концентрации в некоторых случаях достигают до 20–30 ПДК.

Воды поверхностных источников в РК характеризуются высоким природным содержанием органических веществ, влияющих на показатели цветности и мутности воды, высокими концентрациями железа и марганца, низкими значениями pH и низкими среднегодовыми температурами. Воды имеют буро-коричневый оттенок и отличаются болотным привкусом. Состав поверхностных вод подвержен значительному влиянию промышленных и коммунальных стоков [3].

Огромное техногенное воздействие на водотоки в РК оказывается при добыче и транспортировке нефти. За последние 25 лет при аварийных ситуациях неоднократно нефтяному загрязнению подвергались водотоки, расположенные на пути магистральных нефтепроводов. Именно добыча и транспорт нефти являются основной угрозой для гидросферы республики. Природа северных районов обладает низкой устойчивостью к техногенному воздействию, обусловленной ограниченностью безморозного и безледного периода, преобладанием низких температур, что определяет крайне низкую самоочищающую способность водоёмов и водотоков. На Севере любое загрязнение более губительно, чем в других регионах. Например, всего 100 г нефти способно необратимо загрязнить 8000 л воды, сделать её непригодной для жизни водных организмов и хозяйственного использования. Срок действия этого загрязнения не одинаков для различных регионов. При низких температурах, характерных для природы РК, распад нефти значительно замедлен. Это замедление усугубляется слабой солнечной активностью, поэтому потребуются десятилетия, чтобы в таком водоёме исчезли все последствия нефтяного загрязнения.

Пресные подземные воды региона также характеризуется природным отклонением от регламентированных норм по ряду компонентов. Основными показателями загрязнения

подземных вод являются повышенные, в сравнении с естественными, концентрации железа, марганца, аммония, реже – сероводорода, мышьяка, бора и кремния; повышенные значения окисляемости, мутности, цветности. Некондиционное качество подземных вод отмечено в 2018 г. на 60 водозаборах питьевого водоснабжения. Интенсивность загрязнения в основном умеренно опасная – менее 10 ПДК, реже – от 10 ПДК и выше [3]. Анализ результатов мониторинга показал, что качество пресных подземных вод на многих водозаборах неудовлетворительное, в основном, по содержанию железа и марганца. Одной из причин их поступления в питьевые воды, предназначенные для водопотребителя, является зачастую неудовлетворительное техническое состояние водозаборных скважин со сроком эксплуатации до 30 лет и более. Водоподготовка осуществляется только по обезжелезиванию и, в основном, на крупных водозаборах. Очистка воды от марганца (демарганизация) на водозаборах питьевого назначения в республике вообще не применяется.

На рисунке 1 представлены среднегодовые концентрации основных загрязняющих веществ в реках республики за 2018 г.

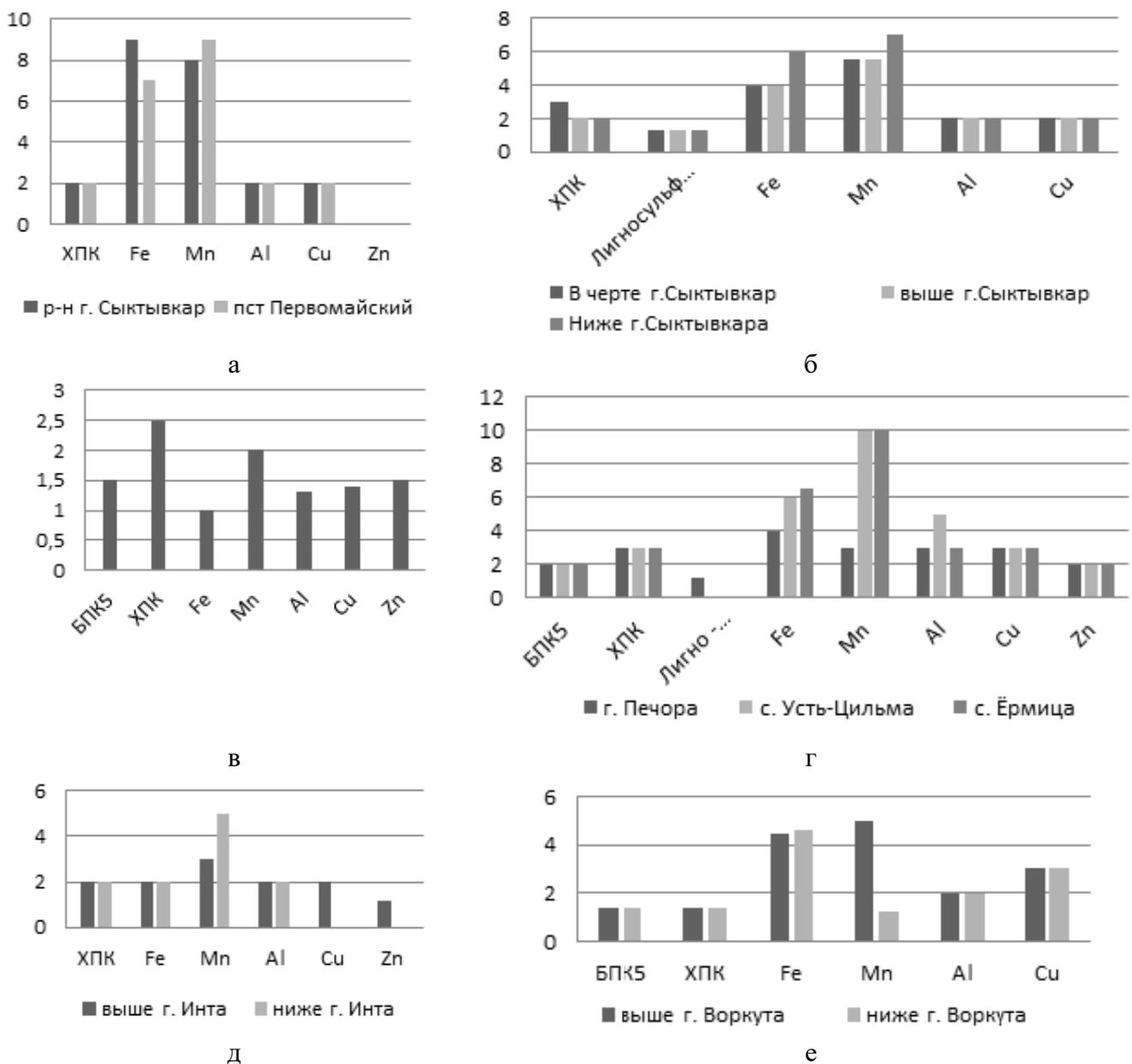


Рисунок 1 - Среднегодовые концентрации основных загрязняющих веществ в реках РК в 2018 глду (в долях ПДК): а – р. Сысола; б – р. Вычегда; в – р. Ухта; г – р. Печора; д – р. Б. Инта; е – р. Воркута

Повышенное содержание в питьевой воде Республики Коми соединений железа, марганца, меди, алюминия, цинка, бора, и др. увеличивает риски здоровью населения со стороны мочеполовой, костно-мышечной, эндокринной, нервной, сердечно-сосудистой систем, органов пищеварения, кожных покровов, системы крови и иммунной системы, оказывает негативное влияние на процессы развития организма, на репродуктивную систему организма [3].

Пробы, взятые из источников водоснабжения, из вод нецентрализованного водоснабжения и из водопроводов (на санитарно-химические показатели) показали, что доля проб с превышением гигиенических нормативов составляет 30-40% (рис. 2). Это означает, что более 1/3 воды подаваемой населению, не очищается должным образом. Такие показатели связаны с отсутствием необходимого комплекса очистных сооружений и плохим качеством водопроводных сетей. Большая часть водопроводных сетей в республике выполнена из металлических труб (стальных и чугунных), которые подвержены внутренней и внешней коррозии, недолговечны и приводят к ухудшению качества обработанной воды в распределительной сети – вода загрязняется вторично уже в сетях.



Рисунок 2 - Удельный вес проб воды источников водоснабжения, не соответствующих гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям за 2016 – 2018 годы, %

Ежегодно в Республике Коми в связи с неблагоприятным качеством среды обитания (в том числе из-за плохого качества воды) происходит порядка 550 дополнительных смертей, в основном взрослого населения [3].

Таким образом, основными причинами низкого качества воды в Республике Коми являются в большей степени, природные факторы, а также

- продолжающиеся антропогенные загрязнения поверхностных и подземных вод;
- отсутствие или ненадлежащее состояние зон санитарной охраны водоисточников;
- использование старых технологических решений водоподготовки в условиях ухудшения качества воды и снижение класса источников водоснабжения, рассчитанного на использование традиционных схем очистки воды. При подаче населению питьевая вода не очищается должным образом, из-за устаревшего оборудования;

- плохое санитарно-техническое состояние существующих водопроводных сетей и сооружений (происходит вторичное загрязнение воды, уже в самом водопроводе);

- отсутствие специализированных служб по эксплуатации водопроводных сооружений;

- сокращенный объем производственного контроля.

Для решения проблемы качества воды необходим ряд мер:

1. Создание замкнутых водооборотных систем на крупных предприятиях.

2. Увеличение финансирования в разработке технологий очистного оборудования и очистных сооружений.

3. Улучшение или замена устаревшего очистного оборудования, как для забора воды, так и для сброса.
4. Увеличение количества охранных санитарных зон.
5. Реконструкция текущих водопроводных сетей, что позволит избежать вторичного загрязнения.
6. Увеличение штрафов за превышение нормативов сброса загрязненной сточной воды.
7. Создание специализированных служб по эксплуатации водопроводных сооружений.
8. Уменьшение исходной концентрации загрязнений в производственных сточных водах.

Библиографический список:

1. СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/901798042> [дата обращения 18.05.2020].
2. Факторы формирования химизма вод [Электронный ресурс]: URL: http://www.book-ist.ru/prkomi/ch6_4.html [дата обращения 18.05.2020].
3. Государственный доклад «О состоянии окружающей среды Республики Коми в 2018 году». [Электронный ресурс]. – Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГБУ «ТФИ РК». Сыктывкар, 2017 URL : <http://www.agiks.ru/data/gosdoklad/gd2017.pdf>. [дата обращения 01.05.2020].

УДК 502.5

Оценка углеродного следа Ухтинского государственного технического университета

Федорова А.А.

Научный руководитель – Дудников В.Ю.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В 2020 году ФГБОУ ВО УГТУ принял участие в рейтинге "зеленых" вузов России, в рамках которого я была привлечена для сбора, структурирования всей необходимой согласно Методики формирования рейтинга информации [1]. Анкета состояла из трех блоков и 109 пунктов. Отметим, что методика рейтинга «зеленых» вузов была позаимствована движением ЭКА у международного UI GreenMetric World University Rankings, который сегодня считается основным рейтингом «зеленых» университетов в мире и базируется на принципах «зеленого» строительства и устойчивого развития, однако с учетом российских реалии и большим акцентом на экологическом просвещении и внедрении мер, направленных на снижение экологического следа. После первого ознакомления с анкетой руководителем работы были сформированы запросы в различные структурные подразделения вуза (табл. 1).

Таблица 1 – Запросы в профильные подразделения университета для сбора необходимой информации и подтверждающих документов.

Запрос службам АХЧ:	Запрос учебному отделу вуза:
Характеристика территории и имущественного комплекса вуза; Обращение с отходами; Энергосбережение; Водосбережение; Транспорт	Учащиеся вуза; Образовательная деятельность
Запрос управлению кадрами вуза:	Запрос руководителю ОПОП 05.03.06
Сотрудники и ППС вуза	Студенческие экологические инициативы

Стоит отметить, что структурами присылались разноформатные данные, причем часто в виде традиционной отчетности отделов, без конкретики по пунктам анкеты, особого участия требовал пункт 0.4 анкеты «Характеристики территории вуза». Так по достаточно скудным данным нами в том числе и работой в ГИС с границами землепользований вуза были определены все необходимые для анкеты характеристики территории и имущественного комплекса вуза (рис. 1). Отметим, что графического материала с точными границами землепользований в вузе не было. Видится, что этому факту обязательно необходимо уделить внимание на предстоящих производственных практиках с закреплением студентов, а за ними конкретных задач, к УГТУ.

0.4.	Характеристика территории вуза	
0.4.1.	Общая площадь территории вуза (м ²)	
0.4.2.	Застроенная площадь вуза:	
0.4.2.1.	- общая застроенная площадь территории вуза (м ²) (учитывайте всю площадь территории с наличием любой застройки)	
0.4.2.2.	- площадь территории со зданиями, где реализуется академическая деятельность (м ²)	
0.4.2.3.	- площадь территории со зданиями, не задействованными в академической деятельности (м ²)	
0.4.2.4.	- процентный показатель застроенной зданиями площади к незастроенной (%)	вычисляется автоматически
0.4.3.	Площадь вуза, покрытая растительностью:	
0.4.3.1.	- общая площадь территории вуза, покрытой растительностью, в т. ч. лесной, парковой и газонной (м ²)	
0.4.3.2.	- площадь территории вуза, покрытой лесной растительностью (м ²)	
0.4.3.3.	- площадь территории вуза, покрытой парковой растительностью (м ²)	
0.4.3.4.	- площадь территории вуза, покрытой газонной растительностью (м ²)	
0.4.3.5.	- процентный показатель площади территории вуза, покрытой растительностью, в т. ч. лесной, парковой и газонной, к общей площади (%)	вычисляется автоматически
0.4.4.	- площадь территорий (в том числе общежитий и загородных баз) покрытых растительностью (в т. ч. лесной, парковой, газонной), расположенных удаленно от корпусов, где реализуется академическая деятельность, м ²	
0.4.5.	- соотношение площади территорий (в том числе общежитий и загородных баз), покрытых растительностью (в т. ч. лесной, парковой, газонной), расположенных удаленно от корпусов, где реализуется академическая деятельность, к общей площади вуза (%)	вычисляется автоматически
0.4.6.	Влагопроницаемые поверхности вуза:	
0.4.6.1.	- площадь влагопроницаемых поверхностей университета покрытая лесной и другой растительностью (в том числе парковой и газонной растительностью) (м ²)	
0.4.6.2.	- площадь влагопроницаемых поверхностей университета без учета лесной и другой растительности (забетонированная, покрытая гравием, замощенная плиткой и т.д.) (м ²)	
0.4.6.3.	Соотношение влагопроницаемой поверхности к общей площади территории университета (%)	вычисляется автоматически

Рисунок 1 – Выдержка из анкеты участника рейтинга “зеленых” вузов России

В итоге по имущественному комплексу были получены следующие сведения:

- общее количество корпусов – 27 (учебные (16) и административные (например, корпус Н) корпуса (в том числе колледжей), спорткомплекс и бассейн, бизнес-инкубатор, архив и пр.). С учетом гаражей, общежитий и прочих объектов недвижимости – 91;

- общая площадь территории вуза – 194 672,6 м²;
- общая застроенная площадь территории вуза – 80216,31 м²;
- площадь территории со зданиями, где реализуется академическая деятельность -22098,8 м²;
- площадь территории со зданиями, не задействованными в академической деятельности - 58117,52 м² и т.п.

По итогам анализа анкетных данных от администраций вузов и результатов внутреннего и внешнего социологических опросов авторами методики была произведена оценка обращения с отходами, водосбережение, энергосбережение, экопросвещение, меры по снижению парниковых выбросов и их компенсации, озеленение территории и другие. На основе оценки формировался индекс экологичности университета и был составлен рейтинг, в котором УГТУ занял 31 место (табл.2).

Таблица 2 – Выдержка из рейтинга «зеленых» вузов России 2020 г. (по итогам 2019 г.)

№	Вуз	Баллы
1	Башкирский государственный аграрный университет	6096
2	Финансовый университет при Правительстве РФ	6003
3	Донской государственный технический университет	5877
...
30	Томский государственный архитектурно-строительный университет	2674
31	Ухтинский государственный технический университет	2559
32	Российский государственный социальный университет	2468
...

Несмотря на небольшое количество энергосберегающих мероприятий в вузе в последнее время, очевидно, что на место в рейтинге повлияло участие вуза в энергосервисном контракте 2013 года (УГТУ и компании ЕЭС. Гарант», партнера ОАО «Коми энергосбытовая компания»), в рамках которого, например, была произведена замена устаревших светильников на современные, в том числе оснащенные датчиками освещенности и движения.

Стоит отметить, что кроме учета множества показателей, заявленных вузами, организаторами был произведен учет т.н. углеродного следа, однако, итоги расчета не были освещены, а также не были сообщены по отдельному от вуза запросу. Поэтому, руководствуясь планами дальнейшего участия вуза в рейтинге, а также возможностью оценивать изменение уровня развития экологических практик и инициатив в университете, нами был произведен расчет углеродного следа. Надо отметить, что на сегодня существует около дюжины бесплатных калькуляторов, однако, с малым перечнем входных данных. Для рейтинга же использовался калькулятор <https://www.carbonfootprint.com/measure.html>, платный в части расчетов для крупной организации. По рекомендации автора методики формирования рейтинга Дамира Янахова мы воспользовались близким по функционалу калькулятором <https://rusclimatefund.ru/projects/co2calc.html>. Итоги расчета будут представлены на конференции, а пока позволим себе сделать вывод, что сегодня, конечно же, пока нельзя говорить о том, что мы активно внедряем принципы «зеленой» экономики и устойчивого развития в свою деятельность, и что в вузе регулярно реализуются мероприятия по повышению энергоэффективности, ресурсосбережению, ответственному обращению с отходами и ответственными закупкам. Однако, силами кафедры экологии, землеустройства и природопользования усиливается экологическая повестка в образовательных программах и проводится экопросветительская работа со студентами, обучающимися колледжей и школ.

Получение независимого и полного понимания текущих выбросов парниковых газов является первым шагом университета, как и любой другой организации в рамках программы устойчивого развития / управления выбросами углерода. Оценка углеродного следа обеспечивает всестороннюю оценку, выявляя основные текущие источники выбросов и возможности для экономии в будущем.

В силу того, что подобный рейтинг формируется ежегодно по итогам прошедшего календарного года и обновляется в соответствии с достигнутыми результатами, регулярным участием в нем мы сможем следить за изменением уровня развития экологических практик и инициатив в университете. Оценка уровня будет способствовать мотивации вуза внедрять экологические практики и принципы «зеленого» администрирования, а также еще больше поддерживать студенческие экоинициативы.

Библиографический список:

1. Методика формирования рейтинга «зеленых» вузов // Зеленое движение России ЭКА: [сайт]. – 2019. – URL: http://ecamir.ru/images/public-reports/report_green_university.pdf (дата обращения: 22.02.2021)

УДК 556.5.01

О временной изменчивости поверхностной составляющей стока Na^+K^+ (на примере рек севера Восточно-Европейской равнины)

Хайруллина Д.Н.

ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) федеральный университет в г. Казань

В данной работе в качестве показателей, отражающих временную изменчивость составляющих речного стока Na^+K^+ в пределах севера Восточно-Европейской равнины рассмотрены:

- коэффициент угла наклона линейного тренда временного ряда рассматриваемых составляющих (k), отражающий динамику процессов в речных бассейнах;
- коэффициент вариации временного ряда C_v , показывающий функционирование речного бассейна за рассматриваемый отрезок времени.

Кроме того, оценена сила влияния природно-антропогенных факторов на выраженность этих показателей.

Исследование основано на данных наблюдений по 7 метеостанциям и 23 гидрологическим постам ФГБУ «Северное УГМС», количественной информации о природно-антропогенных характеристиках региона «Геопортала «Речные бассейны Европейской России» [1, 2].

Как правило, поверхностная составляющая ионного стока рек формируется под воздействием склонового и почвенного стока, то есть в результате вымывания тальми и ливневыми водами солей из почвенных горизонтов, действия разнообразных химических процессов, антропогенной деятельности, а также с помощью выщелачивания взвешенного и влекомого материала во время его транспортировки в реке в период половодья и паводков [3].

В качестве ионов выбрана ионы, распространенные в почвенной среде, а также являющиеся результатом антропогенного вмешательства - сумма ионов натрия и калия.

Поверхностная составляющая ионного стока ($W_{\text{и.пов}}$) оценивалась по формуле, предложенной В.П. Зверевым (1971) (1):

$$W_{\text{и.пов}} = W_{\text{и.общ}} - (W_{\text{и.атм}} + W_{\text{и.подз}}) + W_{\text{и.акк}}, \quad (1)$$

где $W_{\text{и.общ}}$ – полный ионный сток, т/км²; $W_{\text{и.атм}}$ – атмосферная составляющая ионного стока, т/км²; $W_{\text{и.подз}}$ – подземная составляющая ионного стока, т/км²; $W_{\text{и.акк}}$ – аккумуляция ионов в поверхностных горизонтах бессточных районов (для подвижных водных мигрантов в пределах исследуемой территории, характеризующейся промывным водным режимом, этот показатель приравнен к нулю), т/км² [3].

В целом, преимущественно наблюдается отрицательная динамика значений поверхностной составляющей стока Na^+K^+ : k варьирует от -833,78 (р. Нившера - д. Троицк) до -0,37 (р. Мезень - д. Макариб) (рис. 1).

Отрицательный показатель говорит об общем спаде, прежде всего, лесохозяйственной деятельности на водосборах рек. К примеру, коэффициент корреляции r между поверхностной составляющей и залуженностью, отражающей вырубку на водосборе, достигает 0,6 ($p = 0,0143$).

Как правило, до 1990-х гг. в регионе преобладали сплошные рубки участков лесных массивов. В 1980-х гг. усилился государственный контроль за состоянием лесных ресурсов: прекратился полевой сплав древесины, начали очищать реки от затонувшей древесины. С 1990-х гг. начали активно производиться лесовосстановительные работы.

Более того, наиболее выраженное снижение (k менее -50) отмечается на рр. Золотица, Вишера, Сула (рис. 1). Незначительные положительные значения k связаны с рр. Пинега, Пеза, Бол. Лоптюга.

Так, поверхностная составляющая стока $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ р. Пинега, в бассейне которой активно ведется лесохозяйственная деятельность, испытывает рост до начала 2000-х гг. до $1,57 \text{ т/км}^2$, далее фиксируется стабилизация на фоне более высоких амплитуд в $0,35 - 1,48 \text{ т/км}^2$. Такая изменчивость обусловлена тем, что начиная с конца 1980-х гг. происходит резкое снижение объемов лесозаготовок в Архангельской области с 22 до 12 млн. м^3 , но вырубленные участки продолжают подвергаться размыву (рис. 2).

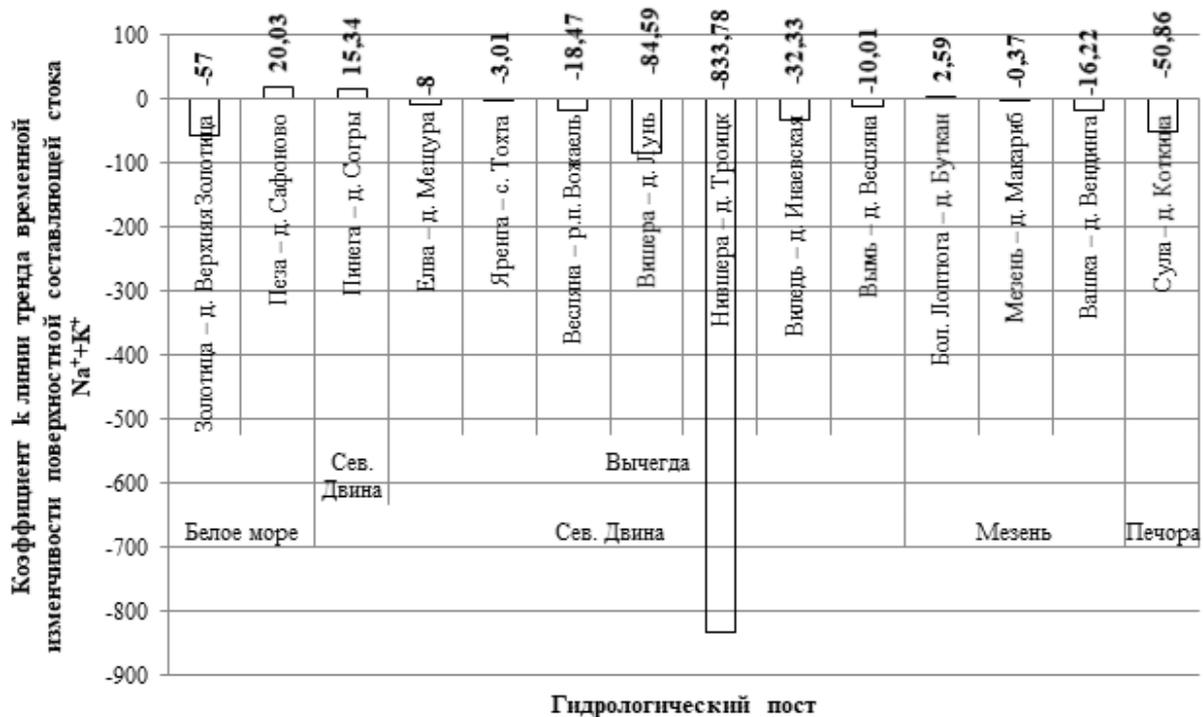


Рисунок 1 – Коэффициент k линейного тренда временной изменчивости поверхностной составляющей стока $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ в пределах речных бассейнов севера Восточно-Европейской равнины

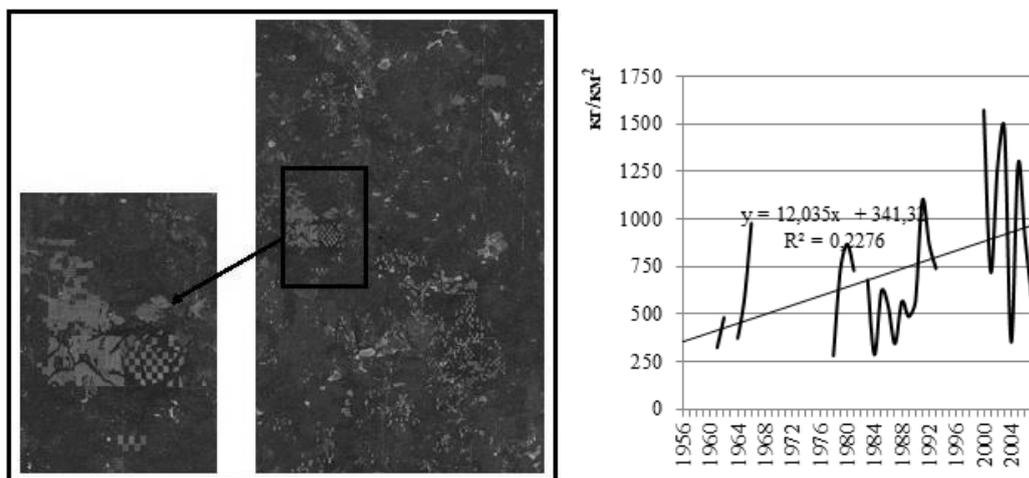


Рисунок 2 – Вырубки (по данным ГИС SAS.Planet 160707) (а) и изменчивость поверхностной составляющей стока $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ (б) в пределах бассейна р. Пинега (выше д. Согры)

Что касается функционирования речных бассейнов, которое можно выразить через коэффициент вариации поверхностной составляющей, то последний изменяется от 0,22 % (Сямжа – с. Сямжена) до 1,14% (Золотица – д. Верхняя Золотица). Максимальные значения вариабельности поверхностной компоненты (более 100%) приурочены к бассейнам рр. Золотица, Седью (рис. 3). Вариабельность поверхностной составляющей стока $Na^+ + K^+$ увеличивается с увеличением коэффициента вариации годового количества атмосферных осадков ($r = 0,49$; $p = 0,032$).

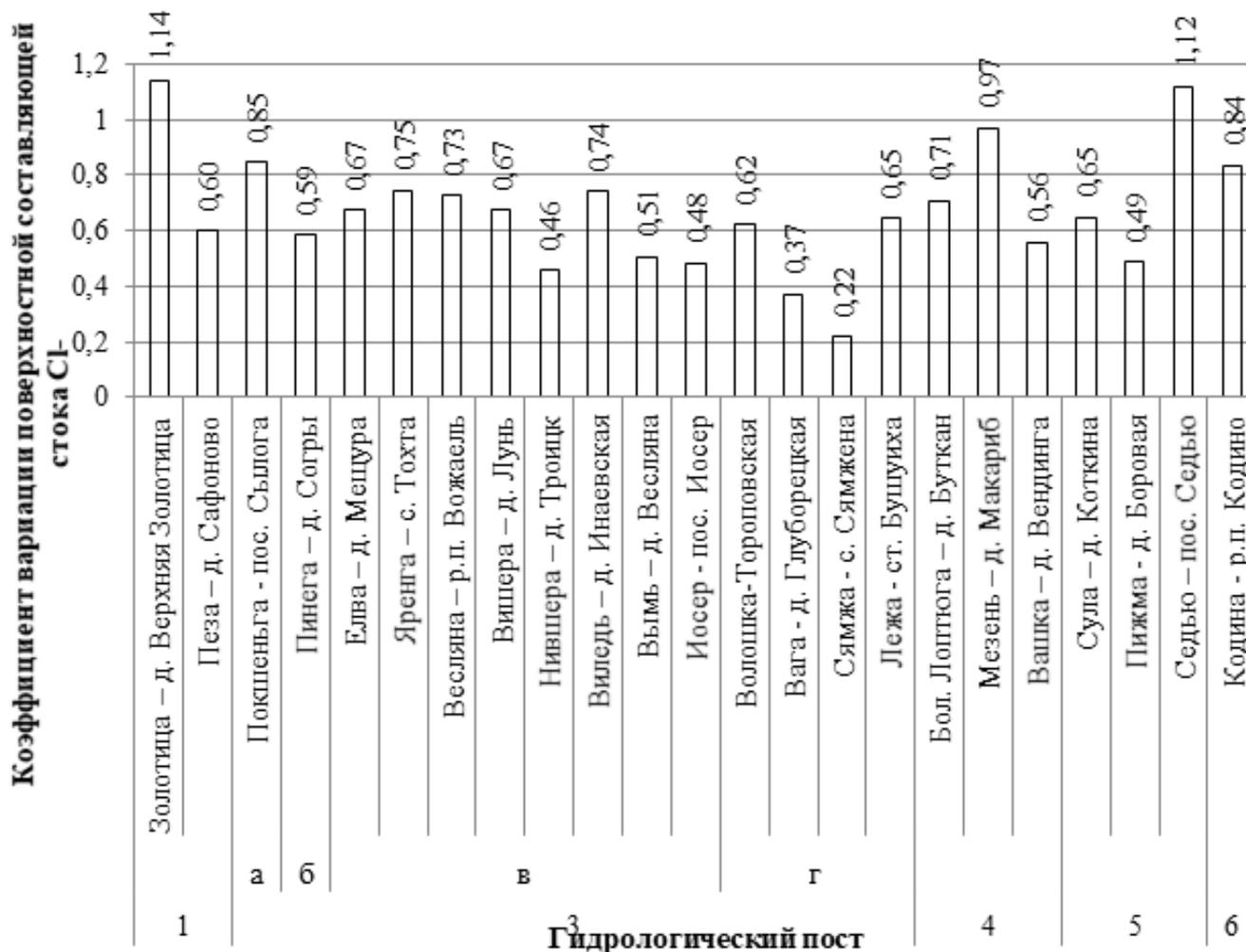


Рисунок 3 – Коэффициент вариации временной изменчивости поверхностной составляющей стока $Na^+ + K^+$ в пределах речных бассейнов севера Восточно-Европейской равнины (бассейны: 1 – Белого моря, а – р. Пинега, б – р. Северная Двина, в – р. Вычегда, г – р. Сухона, 3 – р. Северная Двина, 4 – р. Мезень, 5 – р. Печора, 6 – р. Онега)

В целом, тенденция временной изменчивости поверхностной составляющей стока $Na^+ + K^+$ положительна в речных бассейнах, где развита лесохозяйственная деятельность и отрицательна, где снижаются объемы лесозаготовок и производится рекультивация земель. Тенденция осложняется вариабельностью, снижающейся в более континентальных условиях.

Библиографический список:

1. Ermolaev O.P., Mal'tsev K.A., Ivanov M.A. Automated Construction of the Boundaries of Basin Geosystems for the Volga Federal District // Geography and Natural Resources. - 2014. - Vol. 35. - No. 3. - P. 222-228.
2. Ermolaev O.P., Mal'tsev K.A., Mukharamova S.S., Kharchenko S.V., Vedeneeva E.A. Cartographic Model of River Basins of European Russia // Geography and Natural Resources. - 2017. - Vol. 38. - No. 2. - P. 131-138.
3. Зверев В.П. О составляющих ионного стока с территории СССР // Гидрохимические материалы. - 1971. – Т. 56. – С.11-18.

**СЕКЦИЯ 23. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ СОЦИАЛЬНО-
ЭКОНОМИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ**

УДК 339.942

**Сотрудничество между Российской Федерацией и Республикой Камерун в разработке
нефтегазовых месторождений на шельфе**

Диффо Д.Х.

Научный руководитель – Пармузин П.Н.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В июне 2014 года компания АО «Лукойл» приобрела 37,5 % акций в проекте Etinde на шельфе Камеруна за приблизительно 185 млн долларов США. Это положило начало сотрудничеству между двумя странами на шельфе Камеруна.

Выступая перед журналистами в конце выступления, российский посол заявил, что они обсудили вопросы, связанные с укреплением и реструктуризацией этого стратегического отношения, которое было открыто 20 февраля 1961 года. Он заявил, что для достижения этой цели будет создана рабочая группа, которая впоследствии будет преобразована в смешанную камеруно-российскую комиссию.

В Камеруне существует два основных типа осадочных бассейнов, которые принадлежат к трем действующим африканским нефтяным системам, а именно: дельта реки Нигер, западноафриканские соляные бассейны и рифты Южной и Центральной Африки.

К ним относятся [1]:

- 1) прибрежные осадочные бассейны;
- 2) внутрикратонические бассейны.

Прибрежные бассейны:

- Рио-дель-Рей: около 7 тысяч км².
- Дуала/Криби-Кампо: 19000 км², из которых 7000 км² на суше.

Внутрикратонные бассейны:

- Логоне Бирни: 27 000 км², из которых 8 506 км² предоставлены китайской компании Yan Chang, которая выиграла контракт о разделе продукции в апреле 2009 года, на поиск и разведку нефти на блоках Зина и Макары.

- Мамфе: около 2 400 км². Завершены гелиомагнитотеллурические и геологические исследования перспективности бассейна.

- Гаруа: 7 800 км². Собрано 500 км сейсмических данных 2D. Завершены наземные геологические исследования.

АО «Лукойл» является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире, на долю которой приходится около 2% мировой добычи нефти и около 1% доказанных запасов углеводородов.

Разведка и добыча нефти и газа - центральный элемент деятельности АО «Лукойл». Ключевые конкурентные преимущества:

- Богатая резервная база
- Низкая стоимость производства обычных стволов.
- Большой опыт реализации масштабных проектов.
- Технологическая экспертиза

Развитие сегмента переработки и сбыта помогает нам снизить зависимость от волатильности цен и повысить конкурентоспособность за счет выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью. АО «Лукойл» поставляет широкий спектр высококачественных нефтепродуктов, продуктов газопереработки и нефтехимии; и управляет оптовыми и розничными продажами в 18 странах. Ключевые конкурентные преимущества:

- Лидерство в эффективности переработки.

- Выгодное расположение НПЗ и близость к рынкам сбыта.
- Ассортимент и высокое качество продукции.
- Развитие премиальных каналов сбыта

Национальная углеводородная корпорация Республики Камерун (ННС).

Для выполнения своих задач ННС уполномочен:

- проводить исследования, связанные с углеводородами;
- собирать и хранить соответствующую информацию;
- вести переговоры по нефтегазовым контрактам в сотрудничестве с министерствами горнодобывающей промышленности, финансов, энергетики, экономики, торговли и окружающей среды;
- проводить все коммерческие операции, операции с основными и неосновными активами, прямо или косвенно связанные с корпоративной целью;
- осуществлять все финансовые операции в связи с Министерством финансов;
- контролировать выполнение нефтегазовых контрактов между государством и компаниями, работающими в углеводородном секторе;
- способствовать созданию инфраструктуры для добычи, транспортировки, переработки и хранения углеводородов на территории страны;
- сбор природного газа у добывающих компаний и транспортировка его в промышленность, производителям электроэнергии, другим правомочным потребителям, распределительным компаниям и перерабатывающим предприятиям;
- при необходимости подписывать контракты с компаниями, работающими в области добычи, транспортировки, распределения, переработки или хранения углеводородов, базирующимися в Камеруне;
- способствовать разработке и реализации государством своей политики управления в секторе переработки и сбыта углеводородов.

ННС работает в партнерстве с компаниями, имеющими большой опыт, включая дочерние компании Газпрома, Glencore, Golar, Sinopec, Лукойл, Grynberg, Noble Energy, Bowleven, Victoria Oil & Gas, New Age, Tower Resources, Afex, Yan Chang и Perenco.

Камерун и Россия активно сотрудничают в оценке блока Etinde на шельфе Камеруна. Сотрудничество осуществляется через российскую компанию АО «Лукойл» и камерунское государственное предприятие Национальная углеводородная корпорация. Лукойл управляет лицензией Etinde со своими партнерами Bowleven и Newafricanglobalenergy. Доли в операциях распределяются, как показано на диаграмме ниже.

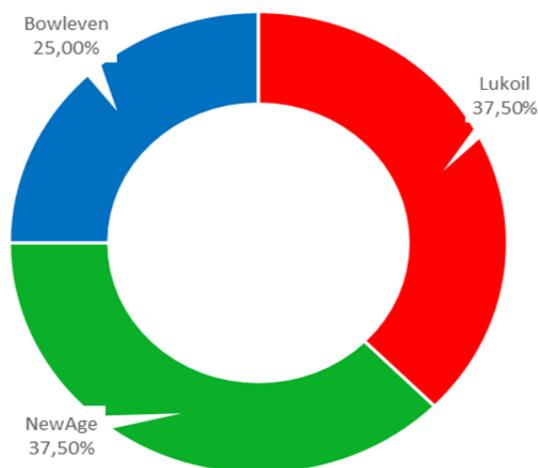


Рисунок 1 - Доли партнеров в разработке месторождения

Проект Etinde охватывает территорию площадью 2 316 км² на шельфе Камеруна и было разделено на блоки 5, 6 и 7. Проект представляет собой контракт о разделе продукции от 22 декабря 2008 г., этап разведки которого действителен до 22 декабря 2011 г. возможное продление срока до 12 месяцев. В соответствии с PSC, процесс перехода к этапу разработки включает подачу заявки на

разрешение на разработку от властей Камеруна после объявления о коммерческом обнаружении. После выдачи разрешения на разработку в отношении открытия, PSC предусматривает периоды эксплуатации в 15 лет для нефтяных разработок и 20 лет для разработок газа, с возможностью в каждом случае добиваться дальнейшего 10-летнего продления фазы разработки, где возможность продолжения коммерческого производства может быть продемонстрирована. PSC принадлежал 100% дочерней компании Bowleven в Камеруне EurOil [2,3].

Заявка на получение разрешения на эксклюзивную геологоразведку Etinde (EEAA) была одобрена правительством в 2014 году. Срок действия PSC на блоках МНЛР-5 и 6 истек в декабре 2014 года, а участие Лукойла было одобрено в 2015 году. После истечения срока действия блоков МНЛР-5 и 6 разрешение Etinde было оставлено с блок МХЛП-7.

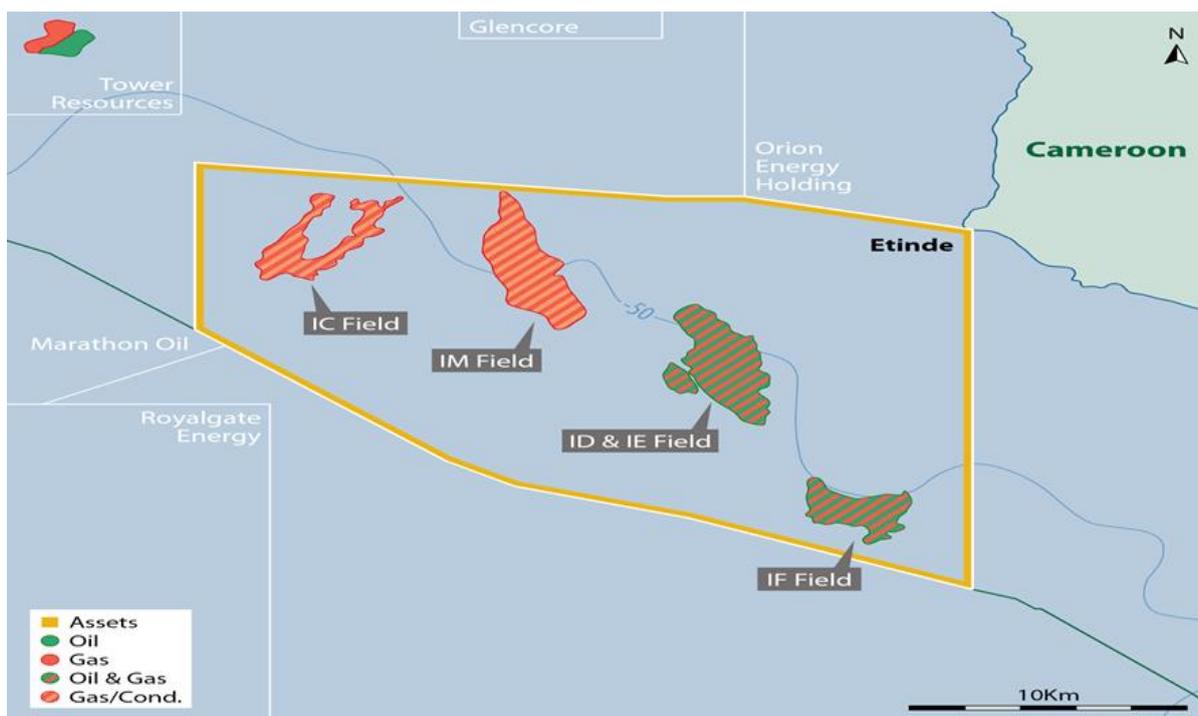


Рисунок 2 - Текущий проект Etinde

Etinde Permit (бывший Блок 7) находится на мелководье в бассейне Рио-дель-Рей на шельфе Камеруна и включает четыре проверенных интервала коллектора в плиоценовых и миоценовых формациях.

В 2018 году завершено бурение двух поисково-оценочных скважин, уточнена площадь месторождения, получен приток нефти, проведены работы по уточнению геологической модели и подсчету запасов.

На сегодняшний день по разрешению Etinde пробурено 16 скважин из 2 оценочных скважин с участием Лукойла в качестве сооператора работ. Результатом операций по получению разрешения стала характеристика различных коллекторов и месторождений с четким пониманием их потенциала [4].

Переоценка углеводородной ресурсной базы лицензии по результатам буровой программы 2018 г.

- Отчет независимого компетентного лица подтверждает наличие около 1 трлн фут³ сырого газа и 244 млн баррелей нефтяного эквивалента извлекаемых углеводородов на основе 2С (P50).

- Большая часть экономической ценности связана с конденсатом и жидким сжиженным нефтяным газом.

- Месторождение IM считается готовым к разработке и обеспечит основу для экономического и коммерческого развития Etinde.

- Относительно высокий объем газа и фракций сжиженного нефтяного газа требует, чтобы разработка и коммерческое решение касались газа

Фазы подземной разработки.

Открытия ИМ, Фаза 1.

Коллекторы Верхнего, Внутри и Среднего Изонго с возрастом миоценового возраста с 65 миллионами баррелей извлекаемого конденсата и 12 миллионами баррелей СНГ на основе 2С.

- Разработка будет основана на использовании до 6 добывающих скважин, связанных обратно на устье скважины.

- Устьевая платформа должна быть привязана к наземному газоперерабатывающему предприятию с инфраструктурой для хранения и экспорта газа и жидкостей.

Открытия ИЕ, второй этап.

Потребуется вторая устьевая площадка.

- Устьевая платформа связана с существующими основными сооружениями ИМ.

- Дальнейшие геолого-геофизические и возможные оценочные буровые работы необходимы для снижения рисков разработки текущих открытий 60 миллионов баррелей нефтяного эквивалента углеводородов.

- Открытия ИЕ на сегодняшний день имеют более высокое содержание жидкости (следовательно, более высокую потенциальную ценность), но меньше по размеру (потенциально более дорого в разработке).

- Дополнительные неразбуренные или незначительные перспективы требуют дальнейшего изучения.

Другие варианты для будущего рассмотрения. Этап третий.

Потенциал с IC Discovery для привязки к основным объектам ИМ с использованием отдельной устьевой платформы (или переработка существующего ИЕ WHP).

- Потенциал роста, выявленный в IC, для будущих геолого-геофизических исследований.

- Выявлены другие перспективы.

Дальнейшее оценочное бурение возможно после ввода в эксплуатацию объектов разработки.

Концептуальные сценарии разработки месторождения:

Вариант первый – отгрузка продукции на завод удобрений.

Вариант второй – Камерун СПГ (CLNG).

Вариант третий – производство электроэнергии.

Вариант четвертый - Golar LNG.

Финансовое развитие.

По данным Bowleven Audited, стоимость его доли в проекте Etinde оценивается в 150 миллионов долларов США на основе средней точки диапазона значений, определяемого:

- Дисконтированный денежный поток (DCF), где использовалась ставка дисконтирования, взвешенная с учетом риска.

- Доля Bowleven в условных ресурсах 2С (59 миллионов баррелей нефтяного эквивалента), рассчитанная на основе общедоступных оценок аналогичных активов при стоимости в 150 миллионов долларов, эффективная ставка дисконтирования, взвешенная с учетом риска, составляет 21%. Модель оценки DCF основана на:

- Затраты на разработку Pre-FEED.

- консервативные допущения как в отношении цен на углеводороды, так и в отношении поэтапной используемой ресурсной базы.

- Первая выручка в 2023 году.

- Дата начала действия скидки 01.01.2020.

Ключевые риски и неопределенности включают:

- Возможности правительства Камеруна прекратить действие лицензии по своему усмотрению в январе 2021 года.

- Достижение коммерческого соглашения с отечественными и экспортными покупателями газа и одобрения правительства для экспорта газа.

- Привлечение финансирования развития.

- Партнерское соглашение СП по плану развития.

Взвешивание рисков отражает высокую степень неопределенности непосредственно перед принятием решения FID. Поскольку неопределенности и риски уменьшаются после проведения FID, можно ожидать переоценки. Исходя из стоимости доли Bowleven в разрешении, мы можем оценить, что доля Лукойла в разрешении Etinde может составлять около 225 миллионов долларов.

Российская Федерация и Республика Камерун - две страны с долгой историей двустороннего сотрудничества, которое началось в 1964 году. Сотрудничество стало источником дохода и роста для двух стран, что привело к соглашению об укреплении сотрудничества в 2017 году между Российской Федерацией и Республикой Камерун на шельфе оказался плодотворным, что привело к оценке месторождений Etinde и исследованиям FEED. При участии Лукойла и его партнеров работа по проекту Etinde завершена, и окончательное инвестиционное решение, которое ожидается к середине 2021 года, станет новым этапом в сотрудничестве. Успех этого сотрудничества между Российской Федерацией и Республикой Камерун на шельфе является первым в своем роде и заложил основу для будущего.

Библиографический список:

1. Осадочные бассейны в Камеруне- <https://www.snh.cm/index.php/en/hydrocarbons-in-cameroon/sedimentary-basins>
2. ETINDE Блок- <https://www.newafricanglobalenergy.com/cameroon/>
3. <https://neftegaz.ru/news/partnership/242344-lukoil-kupil-37-5-v-proekte-na-shelfe-kameruna/>
4. <http://www.bowleven.com/operations/etinde-0>

УДК 338.001.36

Особенности анализа конкурентоспособности нефтеперерабатывающих предприятий, входящих в состав ВИНК

Ерохин А.В.

ФГБОУ ВО Ярославский государственный университет им. П.Г. Демидова, г. Ярославль

История развития мировой нефтяной отрасли показывает тенденцию к консолидации мощностей по добыче, переработке и сбыту под единым руководящим центром. Такая форма организации получила название вертикальной интеграции. Первой нефтяной компанией, реализовавшей данный подход, была американская компания «Standard Oil», которая в начале существования занималась переработкой нефти, но позже обзавелась также активами по добыче, транспортировке и маркетингу нефти и нефтепродуктов. В России с начала экономических реформ в конце прошлого столетия в процессе приватизации нефтяной отрасли стали создаваться компании, использующие эту концепцию. В настоящее время крупнейшими вертикально-интегрированными нефтяными компаниями (ВИНК) в России являются: «Роснефть», «Лукойл», «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Башнефть», «Новатэк» и «Руснефть».

По состоянию на конец 2019 года, согласно данным отраслевой отчетности Минэнерго России, операционную деятельность по переработке нефтяного сырья и промышленному производству товарных нефтепродуктов на территории страны осуществляли 76 специализированных нефтеперерабатывающих предприятия суммарной мощностью первичной переработки нефтяного сырья 327 млн т в год. Доля ВИНК в нефтепереработке по итогам 2019 года составляет 82,1 %, а в суммарных мощностях переработки - 83,3% [1].

В отчете Минэнерго НПЗ, контролируемые двумя и более акционерами, относятся к независимым, как, например, ПАО «Славнефть-ЯНОС» г. Ярославль (50% ПАО НК «Роснефть», 50% ПАО «Газпром нефть»), переработавшее в 2019 году 15,1 млн тонн нефти, хотя работа таких предприятий мало отличается от работы предприятий, входящих в структуру ВИНК.

Тенденция к вертикальной интеграции вполне объяснима, так как она обладает рядом конкурентных преимуществ на рынке, среди которых [2]:

- снижение рисков по поставкам сырья и сбыту продукции;
- снижение транзакционных издержек;
- снижение рисков от изменения внешней среды (рыночной конъюнктуры, мировых цен на энергоресурсы);
- налаживание более дешевых и оперативных цепочек поставок, что увеличивает эффективность работы предприятий, позволяет компании выйти на новые рынки;

- эффект масштаба;
- тиражирование технологических разработок внутри компании;
- создание высокого барьера для входа в отрасль.

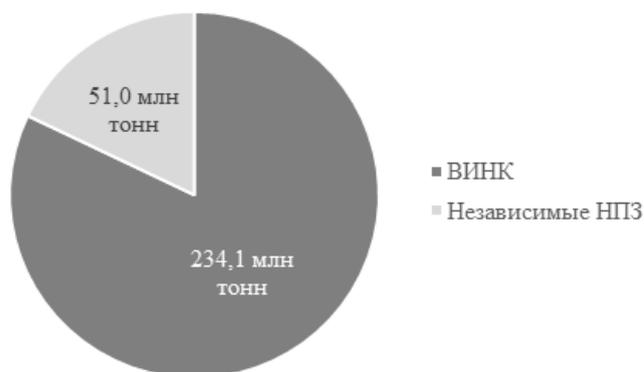


Рисунок 1 – Структура нефтепереработки в России в 2019 году

В России правительством предпринят так называемый «налоговый маневр», предусматривающий поэтапное снижение вывозных таможенных пошлин на нефть, газовый конденсат и нефтепродукты, вплоть до полного их обнуления с 2024 года, и повышение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на нефть и газовый конденсат в размере, равном снижению пошлин. Все это приведет к повышению цен на нефть на внутреннем рынке до уровня мировых.

Как правило, маржа НПЗ обратно пропорциональна ценам на нефть, поскольку нефть является основным сырьем НПЗ и наиболее существенной статьёй расходов. Таким образом, повышение цен на нефть снижает маржу переработки. Важно отметить, что индивидуальные нефтеперерабатывающие заводы не могут повлиять на цены на нефть и их возможное влияние на цены на нефтепродукты сильно ограничено. Однако колебания цена на нефть могут перекладываться на потребителей нефтепродуктов путем повышения цен на них. Тем не менее, возможность переноса роста цен на нефть на потребителя ограничена и может не распространяться на те или иные продукты нефтепереработки. Таким образом, маржа нефтеперерабатывающего предприятия будет в любом случае меняться с колебаниями цен на нефть. Колебания цен на нефть оказывают меньшее влияние на НПЗ, входящие в ВИНК, так как такие предприятия работают по давальческой схеме, то есть сырье и продукция принадлежат заказчику (материнской компании), а завод получает доход за оказание услуг по переработке, либо НПЗ приобретает у материнской компании нефть по внутрикорпоративным ценам [3]. Соответственно, в дальнейшем доля ВИНК в переработке будет только расти.

В настоящее время существует множество методик оценки конкурентоспособности предприятия. При этом при оценке конкурентоспособности предприятий различных отраслей промышленности становится актуальной методологической задачей учет отраслевой специфики предприятия.

Вертикальная интеграция является одной из особенностей нефтяной отрасли и должна учитываться при анализе конкурентоспособности нефтеперерабатывающих предприятий.

Для анализа конкурентоспособности часто применяют концепцию «Пяти сил Портера», которая основана на пяти составляющих, определяющих конкуренцию в отрасли: угроза появления продуктов-заменителей, угроза появления новых игроков, рыночная власть поставщиков, рыночная власть потребителей, уровень конкурентной борьбы (рис.2).

Рассматривая нефтеперерабатывающие предприятия внутри ВИНК, рыночную власть поставщиков имеет смысл заменить на оценку угроз, относящимся к добывающим предприятиям внутри компании. В данном случае большее значение имеет не влияние поставщика сырья, а возможности по добыче и транспортировке сырья компанией к рассматриваемому НПЗ.

При рассмотрении рисков, связанных с потребителями товара, для нефтеперерабатывающего предприятия, входящему в структуру ВИНК, стоит оценивать власть потребителей с позиции реализации продукции конечному потребителю и анализировать сразу конечный спрос на продукцию.

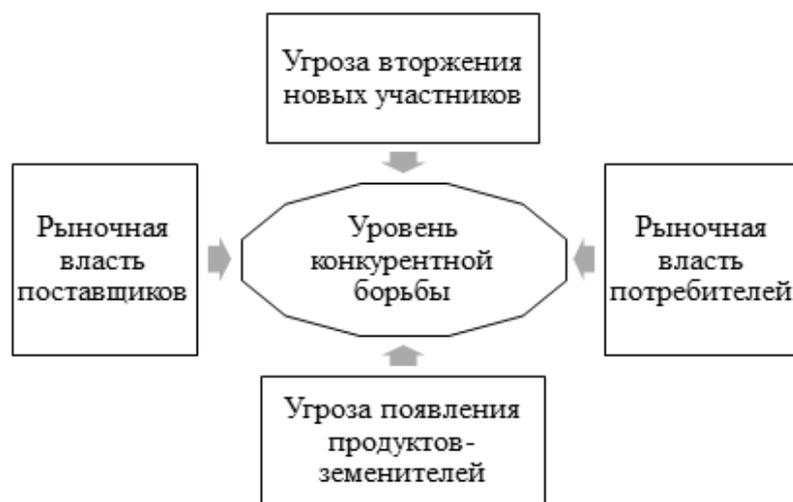


Рисунок 2 - Силы, управляющие конкуренцией в отрасли

Вертикальная интеграция также оказывает влияние на риски со стороны новых участников, создавая высокие барьеры для выхода на рынок. Таким образом, вероятность появления новых игроков становится выше, но и барьеры выхода с рынка становятся выше, поэтому существующие игроки будут вести конкурентную борьбу даже ценой убытков.

Применять подобные рассуждения можно и для оценки конкурентоспособности нефтеперерабатывающего предприятия, входящего в состав ВИНК, по другим методикам анализа, например, таким как: модель «4Р», методика Ламбена, метод комплексного исследования внутренней среды, методика сильных и слабых сторон, матрица Бостонской Консалтинговой Группы и теория эффективной конкуренции. При этом важно не забывать и про другие особенности нефтяной отрасли.

Сравнительный анализ существующих методов оценки конкурентоспособности предприятия показывает, что в наибольшей степени учитывает отраслевые особенности нефтеперерабатывающих предприятий теория эффективной конкуренции. Данный метод предполагает, что наиболее конкурентоспособными являются предприятия, в которых на высоком уровне функционирует работа всех подразделений [4].

Таким образом, вертикальная интеграция в нефтяной отрасли закономерное явление, имеющее заметное влияние на конкурентоспособность компаний. Доля ВИНК в нефтепереработке значительна и будет увеличиваться. Поэтому при анализе конкурентоспособности нефтеперерабатывающих предприятий, входящих в ВИНК, использовать методики, учитывающие вертикальную интеграцию, либо модифицировать выбранные методики с учетом этой особенности.

Библиографический список:

1. Отчет Министерства энергетики ТЭК России 2019: функционирование и развитие. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/18288/120837>
2. Мочалов Д. С. Вертикальная интеграция: стратегические выгоды и негативные последствия // Корпоративные финансы. 2014. №3. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/vertikalnaya-integratsiya-strategicheskie-vygody-i-negativnye-posledstviya>
3. Оганян Г. А. Анализ ключевых факторов эффективности нефтеперерабатывающего завода и оценка экономической эффективности различных конфигураций нефтеперерабатывающих заводов при долгосрочном планировании // Вестник ГУУ. 2016. №9. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-klyuchevyh-faktorov-effektivnosti-neftepererabatyvayuschego-zavoda-i-otsenka-ekonomicheskoy-effektivnosti-razlichnyh>
4. Гайфуллина М.М. Методический подход к оценке конкурентоспособности нефтеперерабатывающего предприятия // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2019. №9-1. – с. 103-105.

Экономическая оценка развития машиностроения в России

Кожевин А.И.

Научный руководитель – Андрухова О.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Объектом изучения в статье является машиностроительный комплекс страны, предметом изучения – его развитие и современное состояние. Цель работы – привести экономическую оценку машиностроения в России. Основной информационной базой данного исследования является аналитический бюллетень «Машиностроение: тенденции и прогнозы», посвященный анализу тенденций, сложившихся отрасли по итогам трех кварталов 2020 года. [1]

Отечественное машиностроение является капиталоемкой отраслью промышленности, уступая лишь крупнейшим энергетическим компаниям. В то же время оно производит сложные, наукоемкие виды промышленной продукции, определяя тем самым ход научно-технического прогресса. Машиностроение достаточно дифференцировано по видам (рисунок 1).

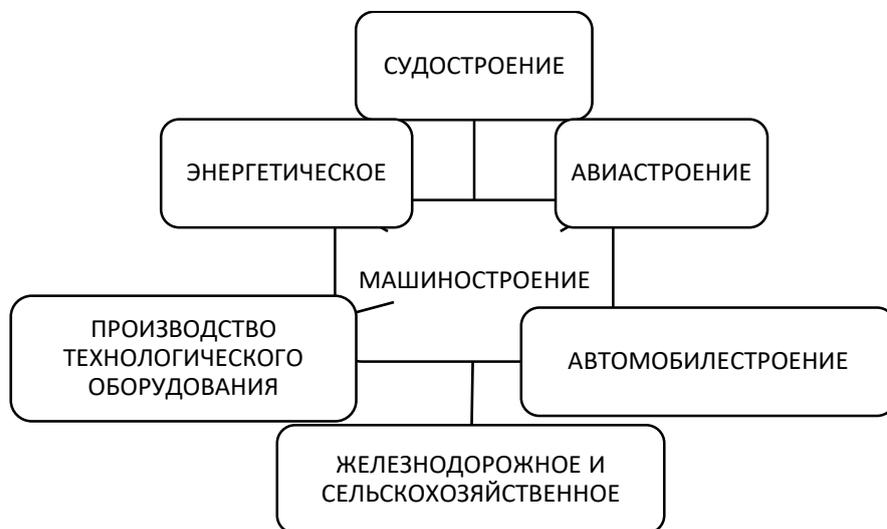


Рисунок 1. Виды машиностроения

Также машиностроение группируется по определенным производственным направлениям (рисунок 2).

Значительную часть работы в машиностроении занимает металлообработка. Стоит отметить важную взаимосвязь машиностроения с иными отраслями, в частности, металлургией, энергетикой, химической и легкой промышленностью. [2]

Машиностроение играет значимую роль в экономическом развитии страны, что подтверждается рядом фактов:

- Значительный удельный вес (трлн. руб.) в валовом внутреннем продукте страны.
- 20% промышленного производства в России.
- Функционирование 50 тысяч предприятий.
- Занятость 1/3 трудовых ресурсов всей промышленности.

Без машиностроения невозможно функционирование любой материальной сферы деятельности человека. Оно обеспечивает техникой и оборудованием все отрасли экономики, формирует индустриальную базу военно-промышленного комплекса, служит крупнейшей областью внедрению достижений научно-технического прогресса, открывает перспективы освоения космического пространства.

Снижение объемов производства в машиностроении за 2020 год составил 3,3% наряду с воздействием в третьем квартале фактора отложенного спроса после снятия жестких карантинных ограничений в экономике (+3,7%), введенных во втором квартале. Важно

подчеркнуть наличие глубокого спада в автомобилестроении (с получением сальдированного убытка) и железнодорожном машиностроении по причине сокращения объемов продаж и избытка грузовых вагонов на рынке. При этом сельскохозяйственное машиностроение с активной государственной поддержкой по стимулированию внутреннего спроса и устойчивого спроса со стороны аграрного сектора демонстрирует увеличение выпуска продукции за счет мер господдержки. По экспертной оценке РИА Рейтинг на конец 2021 года снижение машиностроительного производства составит 3,5-4,5%. [1]

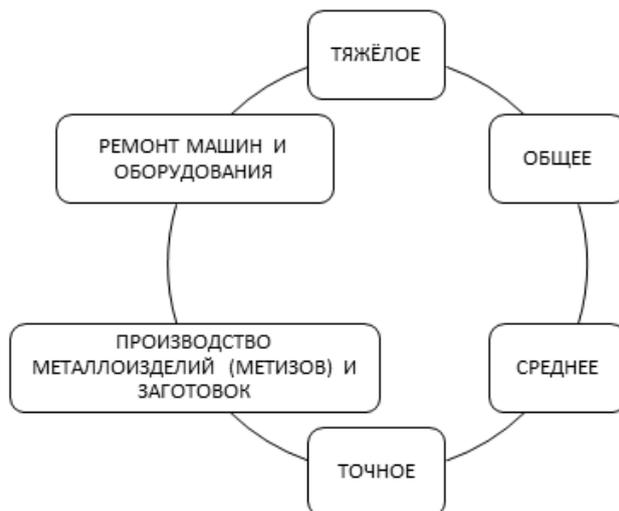


Рисунок 2 - Группы машиностроительного производства

Машиностроение является основой для материально-технического обеспечения всей промышленности, ведущей отраслью. Однако необходимо систематизировать ряд серьезных проблем, которые она испытывает, что требует принципиально новых методов решения:

1. Физический износ основных средств превышает 50% наряду с низким коэффициентом обновления. Важным является то неоспоримое утверждение, что большинство промышленных корпусов промышленных предприятий (заводов и фабрик) нуждаются в капитальном ремонте или полной ликвидации. Активная часть основных фондов (машины и оборудование) с фактическим сроком эксплуатации более 50 лет требует замены. Сегодня недопустимо работать на станках и машинах, отслуживших эксплуатационный срок. По оценке экспертов-экономистов, как правило, при должном сервисном обслуживании срок полезного использования при прочих равных условиях составляет 22 года.

2. Отсутствие инвестиционной привлекательности и активности сектора.

3. Отсутствие гибкости, адаптации и возможности своевременного манёвра для быстрого перехвата наиболее выгодных заказов. Слишком глубокая специализация, рассчитанная на гарантированный длительный, устойчивый сбыт, порождает своеобразный консерватизм, препятствующий кардинальным, резким изменениям направления деятельности. Это приводит к простоям, старению оборудования, потере материальной заинтересованности персонала в результатах своего труда.

4. Предельно низкий уровень инновационной активности. Современное производство требует не только внедрения передовых технологий, но и обладания инновационными конкурентоспособными разработками.

5. Проблемы с кадровым резервом. Отсутствие высококвалифицированного персонала, наделенного компетенциями в области управления новейшими технико-технологическими разработками, готового к непрерывному повышению квалификации. Одним из решающих факторов является уровень оплаты труда, в зависимости от которого происходит либо привлечение молодежи, либо так называемая «утечка мозгов».

Развитие машиностроения является важнейшим фактором экономического благосостояния государства, определяющим его позицию на мировой политической и экономической арене. В таблице 1 представлены важнейшие географические центры машиностроения России.

Таблица 1 - Машиностроительные центры России. [3]

Город	Описание
Москва	Производство автомобилей, станков, продукции точечного машиностроения
Санкт-Петербург	Изделия космического, точного, тяжёлого, энергетического машиностроения, судостроительное производство, оборонные предприятия
Екатеринбург	Тяжёлая промышленность, организация производства станков
Астрахань, Краснодар, Ростов-на-Дону	Сельскохозяйственная техника: комбайны, трактора, агротехнические агрегаты
Поволжье. Нижний Новгород, Казань, Ульяновск, Тольятти	Автомобилестроение
Дальний Восток	Производство энергетического оборудования (Комсомольск-на-Амуре), судостроение (Благовещенск)

Что касается географического размещения машиностроительных предприятий, то оно обусловлено следующими факторами: наукоемкость, металлоемкость, трудоемкость, военно-стратегический аспект.

Всего отрасль насчитывает 40000 предприятий, из которых 2000 – наиболее крупные. Структура машиностроения России включает в себя: 19 комплексов по различным направлениям, свыше 100 подотраслей и ряд отдельных предприятий узкого профиля. [3]

Создание продукции машиностроения имеет цель – повысить производительность труда и облегчить его в абсолютно всех отраслях народного хозяйства посредством производства необходимого для этого оборудования.

Машиностроительный комплекс однозначно можно назвать ведущим среди всех межотраслевых комплексов и крупнейшим из всех промышленных комплексов, работающих в России, так как 20 % производимой продукции приходится именно на его долю. Уровень развития машиностроительной отрасли прямо пропорционален уровню экономического развития страны. Развитие научно-технического прогресса страны непосредственно влияет на развитие машиностроения.

Библиографический список:

1. Машиностроение: тенденции и прогнозы. Аналитический бюллетень. Электронный ресурс. Режим доступа: http://vid1.rian.ru/ig/ratings/mechanical_engineering_demo.pdf (дата обращения 19.02.2021)
2. В РФ утверждена стратегия развития машиностроения до 2030 год. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://regnum.ru/news/economy/2311198.html> (дата обращения 19.02.2021)
3. Воронин С. Машиностроение: динамика подъема // Экономист. – № 2. – 2017 С. 45-52.

УДК 331.101

Диагностика эффективности использования производственных и трудовых ресурсов в ООО «СНЭМА-СЕРВИС»

Куликов А.К.

Научный руководитель – Павловская А.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Общество с ограниченной ответственностью «СНЭМА-СЕРВИС», образованное в 2002 году, на данный момент является одной из ведущих инжиниринговых компаний, оказывающих различные услуги в нефтегазовом секторе экономики.

Нефтегазовая отрасль, как одна из самых значимых отраслей производственной сферы, не обходится без таких элементов как автоматизация и метрологическое обеспечение. Автоматизация процессов призвана скомпоновать и упростить ведение хозяйства, производя необходимые операции в процессе деятельности, позволяющие удаленно, без прямого вмешательства, решить проблемы в системе. Автоматизация позволяет снизить энергозатраты и увеличить производительность труда. Метрологическое обеспечение, в свою очередь, призвано обеспечить требуемое качество измерений на месте, путем правильного подбора средств измерений и их эксплуатации. Большинство технологических процессов напрямую зависят от качества метрологического обеспечения.

Работы, выполняемые организацией, охватывают такие области как: проектирование, пусконаладочные работы, сервисное обслуживание и метрологическое обеспечение.

Основные направления деятельности компании представлены на рисунке 1.

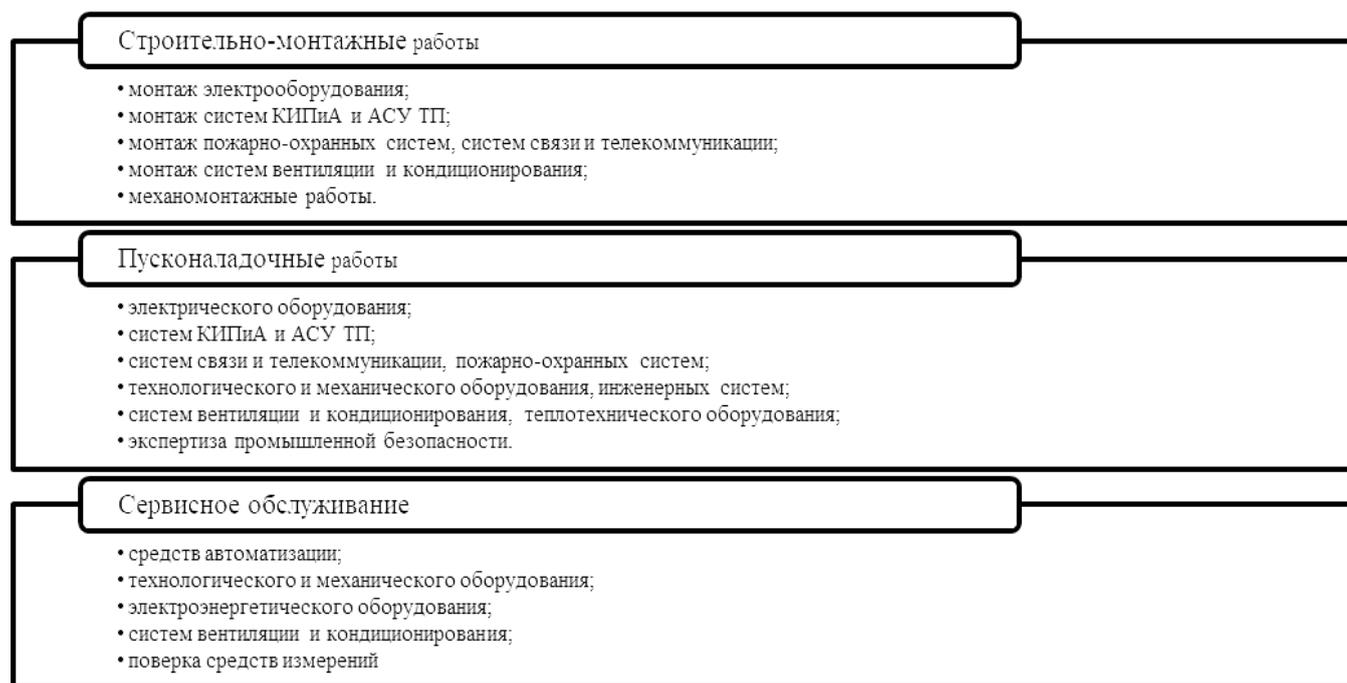


Рисунок 1 – Основные направления деятельности компании ООО «СНЭМА-СЕРВИС»

Несмотря на то, что организация занимается обширным списком видов деятельности, руководство и сотрудники успешно справляются с поставленными задачами, показывая эффективность компании и давая ей конкурентоспособность на рынке в области топливно-энергетического комплекса. За годы работы, компания реализовала множество крупных проектов согласно своим направлениям деятельности, а именно СМР (строительно-монтажные работы), проектирование, сервисное обслуживание и метрологическое обеспечение. Список наиболее крупных проектов, выполненных компанией по регионам России, представлен на рисунке 2.

Для того чтобы понимать, как эффективно управлять предприятием, необходимо понимать управление его активами, в числе которых находятся основные фонды, которые при правильном управлении могут повысить технико-экономические показатели компании. И грамотное поддержание процесса воспроизводства этих фондов в организации помогают оставаться конкурентоспособным предприятием на рынке рассматриваемых услуг.

Для оценки эффективности использования фондов воспользуемся факторным анализом. В таблице 1 приведена динамика показателей эффективности использования производственных и трудовых ресурсов в ООО «СНЭМА-СЕРВИС».

Анализ фондоотдачи способом цепных подстановок осуществляется по следующей факторной модели:

$$\Phi_o = \frac{B}{\Phi_B * Ч}, \quad (1)$$

Результаты факторного анализа фондоотдачи способом цепных подстановок приведены в таблице 2.

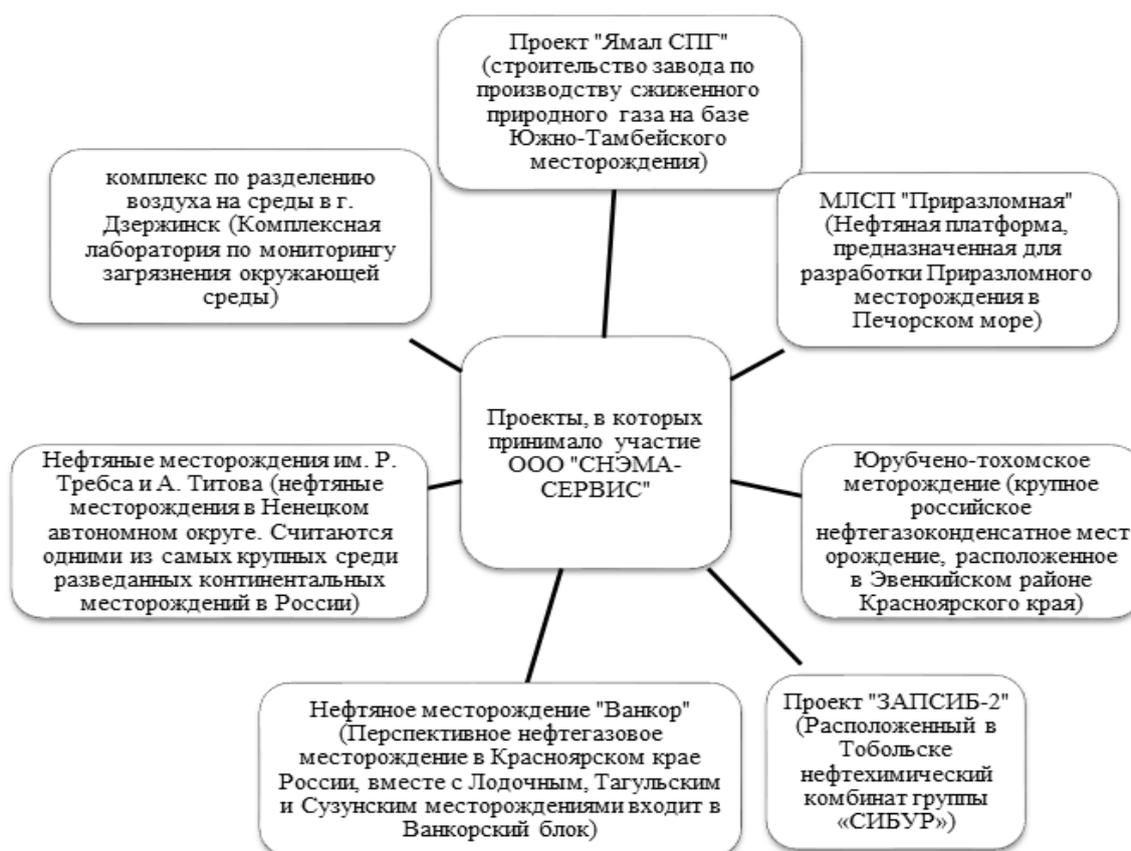


Рисунок 2 – Наиболее крупные проекты, в которых принимала участие организация ООО «СНЭМА-СЕРВИС»

Таблица 1 –Динамика показателей эффективности использования производственных и трудовых ресурсов в ООО «СНЭМА-СЕРВИС»

Показатели	2017 год	2018 год	Абсолютное изменение	Темп роста, %	Темп прироста, %
Выручка от продаж, тыс. руб.	4450401	5097194	646793	114,5	14,5
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, тыс. руб.	358084	444320	86236	124,1	24,1
Прибыль от продаж, тыс. руб.	518591	913435	394844	176,1	76,1
Фондоотдача, руб. /руб.	12,428	11,472	-0,956	92,3	-7,7
Фондоёмкость, руб./руб.	0,0805	0,0872	0,0067	108,3	8,3
Фондовооруженность труда, тыс. руб./чел.	136,83	159,69	22,86	116,7	16,7
Фондорентабельность, %	144,8	205,58	60,78	142,0	42,0
Среднесписочная численность работников промышленно-производственного персонала, чел.	2617	2783	166	106,3	6,3
Производительность труда, тыс. руб./чел.	1700,574	1831,547	130,973	107,7	7,7
Рентабельность персонала, тыс. руб. / чел.	198,162	328,22	151,838	165,6	65,6
Фонд заработной платы, тыс. руб.	1619,001	1744,659	125,658	107,8	7,8
Среднемесячная заработная плата, руб.	51554	52245	691	101,3	1,3

Таблица 2 – Результаты факторного анализа фондоотдачи

Факторы	В	Фв	Ч	Фондоотдача	Влияние факторов
Предыдущий год	4450401	136,83	2617	12,428	
В	5097194	136,83	2617	14,235	1,807
Фв	5097194	159,69	2617	12,197	- 2,038
Ч	5097194	159,69	2783	11,472	- 0,725
Итого: - 0,956					

Фондоотдача за два года снизилась на 0,956 руб/руб. Из анализа видно, что за счет увеличения фондовооруженности труда фондоотдача уменьшилась на 2,038 руб./руб. За счет увеличения численности работников на 166 человек фондоотдача уменьшилась на 0,725 руб./руб. За счёт увеличения выручки от продаж фондоотдача увеличилась на 1,807 руб. /руб.

Следует отметить, что при снижении фондоотдачи на 7,7% фондорентабельность в обществе значительно увеличилась со 144,8% в 2017 г. до 205,6% в 2018 г., т. е. на 42%.

Еще одним направлением эффективности работы предприятия служит грамотное использование трудовых ресурсов, так как труд работников занимает особое место в процессе деятельности компании. От сотрудников во многом зависит, насколько эффективно работает предприятие, ведь рациональное использования трудовых ресурсов – это залог успешной реализации планов компании. Как видим из вышеприведенных показателей, темп прироста производительности составляет 7,7 % за год, согласно данным за 2017 и 2018 годы, что является достаточно хорошим показателем, позволяющим организации участвовать в создании значимых проектов нефтегазового комплекса. Об улучшении использования трудовых ресурсов в обществе свидетельствует и показатель рентабельности персонала, который в динамике за два года увеличился на 65,6%.

Увеличение показателей производительности труда и рентабельности персонала произошло за счёт опережения темпов роста выручки от продаж над темпами роста среднесписочной численности работников.

В таблице 3 приведены показатели эффективности производственно-хозяйственной деятельности ООО «СНЭМА-СЕРВИС» за 2017-2018 годы.

Таблица 3 - Динамика показателей экономической эффективности ООО «СНЭМА-СЕРВИС» за 2017-2018 годы

Показатели	2017 год	2018 год
Рентабельность продаж, %	11,65	17,92
Рентабельность реализованной продукции, %	5,17	5,05
Рентабельность услуг, %	13,19	21,83
Рентабельность производственной деятельности, %	5,86	6,16

Все показатели рентабельности в динамике за два года увеличились, что свидетельствует о повышении эффективности производственно-хозяйственной деятельности ООО «СНЭМА-СЕРВИС» в 2018 году.

Проведённый анализ показывает, что предприятие осуществляет достаточно эффективную деятельность, что позволяет ей удерживать свои позиции на рынке и составлять конкуренцию другим подрядным организациям. Однако важнейшей задачей этих организаций является поиск резервов дальнейшего повышения экономической эффективности производственно-хозяйственной деятельности организации.

Библиографический список:

1. О компании ООО «СНЭМА-СЕРВИС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.snemaservis.ru/ru/o-kompanii/about>, свободный, (27.11.2020).
2. Павловская, А.В. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: учеб. пособие / А.В. Павловская. - Ухта: Изд-во УГТУ, 2020. - 225 с.
3. Саматова, Т.Б. Экономический анализ хозяйственной деятельности организации. Приемы и способы экономического анализа: практикум: учеб. пособие / Т.Б. Саматова. – Ухта: УГТУ, 2017.–86 с.

УДК 338.58

Формирование себестоимости, прибыли от продаж, анализ функциональной связи между затратами

Летов А.С.

Научный руководитель – Климочкина Н.И.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

От показателя себестоимости выпускаемой продукции, выполняемых работ и услуг зависят финансовые результаты предприятия, темпы расширенного воспроизводства, итоговые финансовые показатели субъектов хозяйствования. В результате анализа себестоимости позволяет оценить и спрогнозировать показатели выполнения плана, установить влияние факторов на прибыль, определить резервы и выработать соответствующие меры по снижению себестоимости продукции [1].

Планирование себестоимости обеспечивает поддержку высоких темпов роста прибыли и повышения рентабельности производства на достойном уровне и рациональном использовании всех экономических ресурсов и резервов.

Основным критерием деятельности работы любого коммерческого предприятия является получение прибыли. Поэтому при оценке эффективности деятельности ООО «Форма» следует рассмотреть, как формируется финансовый результат.

К расходам по обычным видам деятельности ООО «Форма» относятся расходы, связанные с изготовлением и продажей продукции, приобретением и продажей товаров, а также с выполнением работ, оказанием услуг и расходы, связанные с предоставлением за плату во временное пользование активов общества по договору аренды [2].

За период 2018-2020 гг прибыль от продаж ООО «Форма» увеличилась на 47 %, что обусловлено изменениями в деятельности предприятия, такими как увеличение выручки (на 24,73 %) и себестоимости реализуемой продукции, работ, услуг (на 20,94 %). В фактическом выражении на увеличение себестоимости в целом по предприятию повлияло увеличение себестоимости по всем видам деятельности, кроме затрат по содержанию объектов предприятия, сдаваемых в аренду (они снизились почти на 10 %). При этом можно отметить, что для увеличения прибыли от реализации, предприятие должно стремиться к снижению данного показателя.

Себестоимость реализованной продукции, работ, услуг ООО «Форма» в сопоставимых ценах 2018 года снизилась на 298 тыс.руб. Наибольший удельный вес в структуре себестоимости (около 45 %) занимает себестоимость произведенной продукции, при этом наблюдается снижение данного показателя за анализируемый период на 55 тыс.руб. Существенную долю в общей структуре себестоимости также занимает себестоимость выполненных работ – около 35-37 %, значение данного показателя также снизилось на 2,6 %.

Для проведения анализа, учета и планирования, а также множество методов учета затрат, входящих в себестоимость продукции, используются в основном классификации: поэлементная и калькуляционная.

Все затраты, входящие в состав себестоимости продукции, группируются в связи с их экономическим содержанием по следующим элементам: материальные затраты (сырье, материалы, покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, топлива, электроэнергия и др.); затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды; амортизация основных фондов и прочие затраты (командировочные расходы, расходы по рекламе, износ нематериальных активов, почтово-телеграфные, телефонные, командировочные расходы, арендная плата, обязательные страховые платежи, отчисления во внебюджетные фонды). Проведем анализ затрат по экономическим элементам [1].

Наибольший удельный вес в себестоимости реализованной продукции (группировка по элементам затрат) занимают материальные расходы (около 43-45 %), поэтому их снижение на 229 тыс.руб. или на 7,27 % наибольшим образом повлияло на изменение себестоимости реализованной продукции.

Для исчисления себестоимости отдельных видов продукции затраты ООО «Форма» группируются по отдельным статьям калькуляции, которые можно представить в следующем виде: сырье и материалы; покупные изделия, полуфабрикаты, услуги производственного характера сторонних организаций; топливо и энергия на технологические цели; заработная плата производственных рабочих; отчисления на социальные нужды и медицинское страхование; расходы на содержание и эксплуатацию машин и оборудования; возвратные отходы; общепроизводственные расходы; общехозяйственные расходы; потери от брака; прочие производственные расходы; коммерческие расходы.

В ходе анализа выявлено, что в 2020 году на ООО «Форма» при получении выручки от реализации столярной продукции равной 3 513 тыс. руб. предприятие достигло окупаемости и постоянных, и переменных затрат. Критическая точка объема наращивания прибыли по выполненным работам составила 2 492 тыс.руб., а по оказанным услугам 900 тыс.руб. При получении выручки выше данных значений предприятие получает прибыль, в случае снижения показателей выручки ниже порога рентабельности ООО «Форма» получило бы убыток.

Наименьший удельный вес в структуре прибыли от продажи продукции занимает прибыль от производства продукции. Значительное увеличение данного показателя в 3,75 раза не существенно повлияло на изменение общего финансового результата. Можно также отметить, что хотя производство продукции занимает значительную долю в общей структуре выручки и себестоимости реализованной продукции, прибыли данный вид деятельности приносит мало.

Условия при которых возможно получение прибыли ООО «Форма» является такой необходимый уровень развития производства, при котором обеспечивается превышение выручки от реализации продукции над затратами по ее производству и сбыту. Основная взаимосвязь между различными факторами влияющие на затраты, в результате которых составляется прибыль может быть представлена схемой: затраты – объем производства – прибыль.

Компоненты представленной схемы должны находиться под строгим контролем. Решение данной задачи заключается в основе организации учета затрат и себестоимости по системе «директ-костинг». Универсальность данной системы «директ-костинг» является разделение затрат на постоянные и переменные в зависимости от покупательской способностью по отношению к объему производства и реализации продукции, работ, услуг. Данная система позволяет решать стратегические управленческие задачи по выпуску продукции с большей рентабельностью, в результате чего возможна быстрая переориентация производства в зависимости от изменения условий внешней среды.

Уровень переменных затрат находится во многом в зависимости от объема производства и реализации продукции и в результате претерпевает изменения. Величина постоянных затрат при росте или снижении объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг практически не меняется.

К переменным затратам относятся затраты на сырье и материалы, покупные полуфабрикаты и комплектующие изделия, на топливо и энергию для технологических нужд, заработная плата основных производственных рабочих с отчислениями на социальные нужды и др. К постоянным затратам принято относить амортизацию основных средств, арендную плату, заработную плату управленческого персонала с отчислениями на социальные нужды и другие аналогичные затраты [1].

Следует отметить, что деление затрат на постоянные и переменные носит условный характер, так как некоторые виды затрат носят полупеременный (полупостоянный) характер. ООО «Форма» такое деление затрат не осуществляют (постоянные затраты учитываются в целом по предприятию и по окончании отчетного месяца списываются на финансовый результат от основных видов деятельности).

Наибольшую прибыль ООО «Форма» в 2020 году получило от предоставления объектов предприятия в аренду. Данный вид деятельности является специфическим, так как прибыль напрямую зависит от площади сдаваемых помещений. Чем больше площади ООО «Форма» будет сдавать в аренду, тем больше оно получит выручки, а следовательно и прибыли. Проанализируем силу воздействия эффекта операционного рычага по остальным видам деятельности. Деление затрат на постоянные и переменные условно на ООО «Форма» составляет 35/65.

Сила воздействия операционного рычага показывает степень предпринимательского риска: при увеличении показателя силы воздействия операционного рычага, тем выше предпринимательский риск. Из анализируемых видов деятельности ООО «Форма» наибольший предпринимательский риск сопровождает производство продукции.

В ООО «Форма» необходимо большими темпами увеличивать объемы производства и реализации столярной продукции и сокращать постоянные и переменные затраты, тем самым это позволит увеличить прибыль от данного вида деятельности (на данном этапе развития предприятия данный вид деятельности является малоприбыльным). Также необходимо увеличить цену продажи продукции, работ, услуг (реальное изменение цены может происходить за счет качества продукции, работ, услуг).

Все составляющие прибыли от реализации продукции и сама прибыль не имеют какой-то определенной тенденции к увеличению либо уменьшению, поэтому трудно сказать, как поведет себя прибыль в следующих периодах. Определим величину показателя на основе среднегодового темпа прироста. Проведено прогнозирование выручки от продажи произведенной продукции, применяя методы экстраполяции.

Используя значение среднегодового уменьшения выручки от продажи столярной продукции, на основе фактического объема выручки в 2020 году определяется планируемый объем выручки на следующий год. Темп роста выручки относительно 2020 года составит 88,25 %. Таким образом, по предварительным расчетам выручка от реализации продукции может снизиться на 11,75 %. Как поведет себя прибыль от реализации продукции при таком снижении выручки от реализации столярной продукции, относительно 2020 года рассмотрено в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет влияния коммерческого и производственного риска на величину прибыли от продажи продукции ООО «Форма» на основе метода маржинального дохода

Показатели	Исходный вариант 2020 год	Снижение цен на 10 %	Увеличение затрат на 15 %
Выручка от продажи продукции, тыс.руб.	3 722	3 350	3 722
Переменные затраты, тыс.руб.	2 370	2 370	2 726
Валовая маржа, тыс.руб.	1 352	980	996
Коэффициент валовой маржи	0,363272	0,292537	0,267598
Постоянные затраты, тыс.руб.	1 276	1 276	1 276
Порог рентабельности, тыс.руб.	3 513	4 362	4 768
Запас финансовой прочности – в тыс.руб.	209	– 1 012	– 1 046
– в %	5,62	– 30,2	– 28,11
Прибыль (убыток) – в тыс.руб.	76	– 296	– 280
– в %	2,04	– 8,84	– 7,52
Сила воздействия операционного рычага	17,79	– 3,31	– 3,56

В ООО «Форма» на 2021 год планируется в среднем увеличение цен на сырье и материалы со стороны поставщиков и сложившегося уровня цен на рынке на 8-10 %, следовательно, увеличится и себестоимость реализованной продукции. При этом в связи с увеличением минимального размера оплаты труда, произойдет увеличение заработной платы и социальных отчислений работников производства, тем самым это также приведет к увеличению себестоимости реализованной продукции (постоянных и переменных затрат предприятия). Увеличение себестоимости реализованной продукции может привести к повышению цен на реализованную продукцию ООО «Форма». По данным таблицы 1 можно сделать вывод, что выручка от продажи продукции, работ, услуг и затраты предприятия увеличились в среднем на 10 %. Используем при прогнозе прибыли от продажи продукции, работ, услуг ООО «Форма» аналогичный темп роста, данные представим в виде таблицы 2.

Таблица 2 – Прогноз прибыли от продажи продукции ООО «Форма» по методу маржинального дохода на 2021 год

Показатели	2020 г.	2021 г.	Изменение
Выручка от реализации, тыс.руб.	10 169	11 186	1 017
Переменные затраты, тыс.руб.	5 646	6 211	565
Валовая маржа, тыс.руб.	4 523	4 975	452
Коэффициент валовой маржи	0,44478	0,44475	– 0,00003
Постоянные затраты, тыс.руб.	2 781	2 949	168
Порог рентабельности, тыс.руб.	6 252	6 631	379
Запас финансовой прочности			
– в тыс.руб.	3 917	4 555	638
– в %	38,52	40,72	2,2
Прибыль			
– в тыс.руб.	1 742	2 026	284
– в %	17,13	18,11	0,98
Сила воздействия операционного рычага	2,60	2,46	– 0,14

Из таблицы видно, что при одновременном увеличении выручки от реализации продукции, работ, услуг ООО «Форма» и показателя переменных затрат, прибыль от реализованной продукции, работ, услуг в 2021 году может увеличиться по сравнению с предыдущим годом на 284 тыс.руб. и составит 2 026 тыс.руб. Критический объем продаж при этом составляет 6 631 тыс.руб., а запас финансовой прочности повысился на 638 тыс.руб. достигая размера 4 555 тыс.руб. или 40,72 %.

Основной проблемой, с которой сталкивается предприятие при проведении планирования и прогнозирования, является отсутствие разграничения ответственности должностных лиц при осуществлении процедур учета, анализа, планирования и контроля.

Библиографический список:

1. Керимов, В.Э. Учет затрат, калькулирование и бюджетирование в отдельных отраслях производственной сферы: учебник / В. Э. Керимов. – М.: Дашков и К°, 2019 – 384 с.
2. Федорова Т.В. Экономический механизм управления затратами и калькулирование себестоимости продукции // Научный альманах. 2021. № 2-1. С. 358-361.

УДК 622.691.4:006

Технико-экономическая оценка метрологического обеспечения газотранспортной организации

Леухина Ю.С.

Научный руководитель – Андрухова О.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Организация деятельности метрологических служб газотранспортных предприятий имеют аккредитацию на право проведения калибровочных работ сроком на 5 лет, соответствующий ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий»:

- измерение давления, вакуумные измерения;
- измерение механических величин;
- измерение температурных и теплофизических величин;
- измерение параметров потока, расхода, уровня, объема веществ;
- измерение физико-химического состава и свойств веществ;
- измерение параметров вибрации;

- электрические измерения;
- измерение радиоэлектронных величин;
- элементы измерительных систем.

Также в составе газотранспортных предприятий имеется несколько лабораторий, в структурных подразделениях как правило эксплуатируется от 100 до 200 тысяч ед. средств измерений, которые проходят поверку и калибровку.

Таблица 1 - Общее количество лабораторий – 42, из них в 2020 году.

Лаборатории	Аккредитовано в 2020 году	Всего аккредитовано в ООО «Газпром трансгаз Ухта»
аккредитовано на право поверки средств измерений	-	-
аккредитовано на право калибровки средств измерений	-	18
проведена оценка состояния измерений	8	16
аккредитовано в качестве аналитических лабораторий	5	20

Таблица 2 - Количество эксплуатируемых средств измерений

№ п/п	Наименование подразделения	Количество эксплуатируемых средств измерений			
		Поверенные в 2020 году	Откалиброванные в 2020 году	Индикаторы по состоянию на 01.01.2021	Итого по состоянию на 01.01.2021
1	Воркутинское ЛПУМГ	11256	3250	1278	
2	Вуктыльское ЛПУМГ	1348	6780	520	
3	Печорское ЛПУМГ	5950	5100	4500	
4	Сосногорское ЛПУМГ	6840	8211	2120	
5	Синдорское ЛПУМГ	1524	3250	1615	
6	Микуньское ЛПУМГ	3200	2340	1147	
7	Урдомское ЛПУМГ	1987	4587	2100	
8	Приводинское ЛПУМГ	1352	3200	1917	
9	Нюксенское ЛПУМГ	4520	2547	1918	
10	Юбилейное ЛПУМГ	2240	5555	1001	
11	Грязовецкое ЛПУМГ	1870	3254	2201	
12	Мышкинское ЛПУМГ	1825	4526	850	
13	Шекснинское ЛПУМГ	3742	5587	1200	
14	Переславское ЛПУМГ	2500	10200	350	
15	МСЧ	315	-	-	
16	ИТЦ	540	-	-	
17	УПЦ	12	48	80	
18	Управление связи	187	112	615	
19	УТТ и СТ	816	-	-	
20	УАВР	1147	-	-	
21	УМТС и К	502	88	278	
22	УЭЗ и С	1245	-	-	
23	ССК	487	188	-	
24	САиМО	85	-	-	
	Итого				

Общее количество средств измерений, эксплуатируемых в ООО «Газпром трансгаз Ухта» по состоянию на 01.01.2021, составило 192 135 ед., прирост парка СИ с 2010 года составил 75 %. При этом штатная численность метрологической службы Общества осталась неизменной ввиду

отсутствия функции «Метрологическое обеспечение» с соответствующими нормофакторами в действующих нормативах численности по ЛПУМГ, и отсутствии утверждённых «Типовых структур управления и нормативов численности служащих управлений (служб) автоматизации и метрологического обеспечения организаций ПАО «Газпром».

Продолжается работа по переводу в индикаторы средств измерения, требования к точности которых не нормируются.

Лимит затрат на капитальный ремонт в 2020 году составил 52,312 млн руб. Выполнен ремонт метрологического оборудования на 32 объектах.

Лимит затрат на техническое обслуживание СИ в 2020 году составил 152,112 млн руб. Наиболее существенные затраты на выполнение работ по техническому обслуживанию и поверке СИ приходятся на Переславское, Синдорское и Микуньское ЛПУМГ. Данные филиалы эксплуатируют наибольшее количество СИ, в том числе на объектах СМГ «Бованенково-Ухта», где работа организована по принципу «малолюдных технологий», с привлечением сервисных организаций. Данные факторы существенно влияют на удорожание работ по метрологическому обеспечению.

Таблица 3 - Сведения о численности калибровщиков по структурным подразделениям ООО «Газпром трансгаз Ухта» по состоянию на 01.01.2020 год

№ п/п	Наименование подразделения	Количество калибровщиков
1	Воркутинское ЛПУ МГ	4
2	Печорское ЛПУ МГ	10
3	Вуктыльское ЛПУ МГ	3
4	Сосногорское ЛПУ МГ	5
5	Синдорское ЛПУ МГ	8
6	Микуньское ЛПУ МГ	2
7	Урдомское ЛПУ МГ	5
8	Приводинское ЛПУ МГ	9
9	Нюксенское ЛПУ МГ	6
10	Юбилейное ЛПУ МГ	2
11	Грязовецкое ЛПУ МГ	8
12	Мышкинское ЛПУ МГ	4
13	Шекнинское ЛПУ МГ	6
14	Переславское ЛПУ МГ	2
15	САиМО	3
16	Управление связи	3
	Итого	

Таблица 4 - Сведения о приобретенных эталонах и средствах калибровки для основного производства

№ п/п	Наименование	Кол-во
1	Анализатор содержания кислорода переносной КС 48.210-000	3
2	Анализатор содержания кислорода переносной КС 50.430-000	3
3	Анализатор точки росы «Hygrovision-BL» КРАУ2.844.007-01	1
4	Анализатор точки росы «Hygrovision-BL» КРАУ2.844.007-01	2
5	Анализатор газовый промышленный модели «ГигроСкан-С» КС 50.591-000	2
6	Установка для поверки датчиков температуры УПСТ-2М	3
7	Калибратор температуры Элемер-КТ-150К-М1-И-А-СТБ- СБС-НБ17	2
8	Калибратор температуры Элемер-КТ-150К-М1-И-А-СТБ- СБС-НБ17	1

№ п/п	Наименование	Кол-во
9	Калибратор Метран-520-П1-D160KD-NA-160КА/1МА/25МА/6,3KD/6МА/А1МВ/А6МВ-П-70/ П-0,25МП/Н-2,5ПУМ	1
10	Калибратор Метран-520-П1-D160KD-NA-160КА/1МА/25МА/6,3KD/6МА/А1МВ/А6МВ-П-70/ П-0,25МП/Н-2,5ПУМ	2
11	Калибратор температуры эталонный КТ-1100/СТБ/ЭП	1
12	Калибратор-измеритель унифицированных сигналов прецизионный Элемер-ИКСУ-2012	1
13	Манометр грузопоршневой МП-400/0,01/МПА	2
14	Манометр грузопоршневой МП-400/0,01/МПА	2
15	Манометр газовый грузопоршневой МПП-2,5 кл. т. 0,01	2
16	Устройство для питания измерительных цепей постоянного тока и переменного тока УИ300.1	2
17	Калибратор переменного тока многофункциональный УИ300.2	1
18	Устройство для питания измерительных цепей постоянного тока и переменного тока УИ300.1	2
19	Калибратор переменного тока многофункциональный УИ300.2	1
20	Комплекс многодиапазонный измерительный Поиск-600-0,025-3-(0,25МПа: 2,5МПа: 16МПа)+1-0,1-(40кПа)-Б1-П-(доп. блок питания к МО-05)	2
21	Комплекс многодиапазонный измерительный Поиск-600-0,025-3-(0,25МПа: 2,5МПа: 16 МПа)+1-0,1-(40кПа)-Б1-П с поверкой	1
22	Комплекс многодиапазонный измерительный Поиск-600-0,025-3-(0,25МПа: 2,5МПа: 16 МПа)+1-0,1-(40кПа)-Б1-П с поверкой	2

Сведения о разработанных стандартах, положениях, руководствах

В 2020 году производственным отделом метрологического обеспечения разработан стандарт: СТО 73.10.61-00178025-22-015-2020 «Приобретение, ввод в эксплуатацию, организация движения, хранение и вывод из обращения средств измерений».

Сведения о метрологических надзорах, проводившихся производственным отделом метрологического обеспечения

Производственным отделом метрологического обеспечения в 2020 году проведен метрологический надзор в:

Печорском ЛПУМГ;

Переславском ЛПУМГ;

Синдорском ЛПУМГ;

Сосногорском ЛПУМГ;

Управлении технологического транспорта и специальной техники;

Медико-санитарной части;

Грязовецком ЛПУМГ;

Службе автоматизации и метрологического обеспечения.

Сведения о подготовке, повышении квалификации и аттестации специалистов

Поверка (калибровка) СИ параметров потока, расхода, уровня, объема; давления, вакуума; температурных и теплофизических величин – 10 чел.;

Поверка (калибровка) СИ геометрических величин – 5 чел.;

Поверка (калибровка) СИ электрических и магнитных величин – 3 чел.;

Поверка (калибровка) информационно-измерительных систем – 8 чел.;

Поверка (калибровка) СИ параметров вибрации и удара – 10 чел.;

Поверка (калибровка) СИ механических величин – 3 чел.;

Аттестация испытательного оборудования – 2 чел.;

Профессиональная переподготовка по специальности «Специалист по метрологии» - 9 чел.;

Метрологическое обеспечение производства – 5 чел.

Сведения об аттестации специалистов групп метрологического обеспечения производства в 2020 году

Калибровка СИ – 53 чел.

Средства измерения точки росы природного газа по воде

В количественном выражении система контроля температуры точки росы транспортируемого газа по воде представлена 168 анализаторами точки росы.

Типы гигрометров, используемых по ЛПУМГ на 31.12.2020:

115 ед – стационарные гигрометры

64 ед – переносные гигрометры

Номенклатурный ряд гигрометров, установленных стационарно (всего - ___ шт.) по ЛПУМГ на 31.12.2020:

КОНГ-Прима-2 – 15, КОНГ-Прима-2М – 18, КОНГ-Прима-10 – 35, Изидью Про АйЭс – 18, Изидью Трансмит АйЭс – 43, Иные – 8

Номенклатурный ряд гигрометров переносного типа (всего ___ шт.), используемых по ЛПУМГ на 31.12.2020:

Чандлер 13-1200 – 22, МДМ 300 – 45, Сермакс АйЭс – 2, Харьков-2М - 2

Средства измерения в составе узлов измерения расхода и количества газа

Номенклатурный ряд вычислителей (корректоров) в составе узлов измерений природного газа по состоянию на 31.12.2020: Контролатрон 1010, Флобос 103, 407,600, Микромоушен, Суперфло, ЕК 260, СПГ 761, САУ ГПА, ПМ 3В, ТЭКОН 19, Турбофло и др.

Номенклатурный ряд преобразователей расхода в составе узлов измерений природного газа по состоянию на 31.12.2020:

Диафрагма, Ротационные, Газодиафрагменные, Вихревые, Струйные, Кориолисовые, Турбинные, Ультразвуковые.

Анализ применяемых первичных и вторичных преобразователей расхода на фоне предыдущих лет свидетельствует о расширении их номенклатурного ряда, которое связано вводом новых производственных мощностей МГ «Бованенково-Ухта», проведением работ по капитальному ремонту, реализуемой политикой импортозамещения.

Надежность СИ в целом удовлетворительная, по всем неисправностям вводится работа с производителями с целью их оперативного устранения и усовершенствования конструкции.

В рамках политики импортозамещения проводится работа, в том числе выдача технических требований, а также при рассмотрении рабочей документации на выполнение реконструкции и капитального строительства, приоритет отдается отечественным производителям или, при отсутствии отечественных аналогов, производителям с локализацией производства на территории Российской Федерации. Проводится работа по внедрению результатов ОКР «Разработка сорбционно-емкостного преобразователя температуры точки росы по воде в природном газе и устройства подготовки пробы, с целью импортозамещения зарубежных аналогов».

В 2020 году выполнены совместные плановые (внеплановые) проверки газоизмерительных станций и узлов учета газа газораспределительных станций в соответствии с СТО Газпром 4.45-2010:

ГИС на ГП-4,5,6 Бованенковского НГКМ Ямальского ГПУ ООО «Газпром добыча Надым»;

ГИС 2,3,4 Уральского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»;

ГИС «Яхрома» Крюковского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Москва»;

ГИС 4,5,6,7 Бабаево Шексинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»;

ГИС «Бурмакино», ГИС «Бурмакино-2» Переславского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта».

По результатам совместных проверок узлов измерений расхода газа не выявлены факты недостоверности учета газа.

Приоритетной задачей является создание метрологических подразделений (центральной поверочной лаборатории; отдела метрологического обеспечения, надзора и ремонта СИ) в САиМО, осуществить аккредитацию на право поверки средств измерений.

Создание соответствующих подразделений позволило бы обеспечивать выполнение большей части работ по поверке, калибровке, техническому обслуживанию и ремонту собственными силами, а также повысить уровень надежности эксплуатируемых СИ.

Необходимо продолжить работу по выполнению «Плана мероприятий по оснащению ЕСГ средствами контроля содержания кислорода и температуры точки росы по воде в природном газе», в части установки потоковых анализаторов, а также продолжить работу по реализации проекта реконструкции газоизмерительных станций и по снижению потерь газа расчетно-методического характера.

Библиографический список:

1. Официальный сайт ООО «Газпром трансгаз Ухта». Электронный ресурс. Режим доступа : <https://ukhta-tr.gazprom.ru/>
2. Приказ ПАО «Газпром» от 8 ноября 2013г. № 406. СПС Гарант. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://base.garant.ru/>

УДК 004.9

Возможности использования геймификации в цифровых продуктах в сфере здравоохранения

Лукьянченко Е.Л.

Научный руководитель – Ильяшенко О.Ю.

*ФГАОУ ВО Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
г. Санкт-Петербург*

Термин «геймификация» определяют как применение подходов, используемых в компьютерных играх, в неигровом контексте. Концепция геймификации различных процессов начала становиться популярной с 2010 года, а в настоящее время ее влияние заметно в процессах обучения, лечения, воспитания детей; на рабочем месте и дома, а также в бизнесе, рекрутинге, маркетинге и менеджменте.

Согласно исследованию консалтинговой компании Deloitte, в 1 и 2 квартале 2020 года количество скачанных мобильных приложений в категории «Здоровье и фитнес» выросло на 34% по сравнению с аналогичным периодом годом ранее [1]. Это может свидетельствовать о том, что пользователи заинтересованы в улучшении своего самочувствия, состояния своего здоровья и привычек. Именно в процессе использования таких приложений возникает необходимость применения основных элементов геймификации с целью вовлечения пользователей, мотивации и поддержки:

1. Линия прогресса используется для увеличения прохождения игры, достижения последних уровней путем выполнения необходимых задач. Степень трудности задач должна возрастать со временем от самых простых для начинающих пользователей до более сложных для продвинутых, чтобы каждый из них оставался максимально вовлечен в процесс и заинтересован.

2. Обратная связь и награды (очки, статусы, бейджи, медали и т.п.) используются в качестве индикаторов успеха пользователя и служат дополнительным источником мотивации.

3. Социальная связь – геймифицированные решения увеличивают количество, качество и частоту социальных взаимодействий между пользователями, а также обеспечивают дополнительную моральную поддержку на пути к цели.

4. Пользовательский интерфейс и опыт особенно важны в условиях развития рынка цифровых технологий и ИТ-решений, таких как виртуальная и дополненная реальность, использование сенсоров и «умных» гаджетов, поскольку пользователи становятся более требовательными в условиях постоянных улучшений технологий.

В сфере здравоохранения могут удачно использоваться перечисленные принципы для максимального вовлечения пациентов в процессы лечения и профилактики. Считается, что наиболее важным элементом для пациента будет являться социализация, как в виде связи с родственниками и лечащим персоналом, так и с возможностью общаться с незнакомыми людьми, находящимися в схожей ситуации. Награды и поощрения в геймифицированных медицинских решениях могут быть реализованы в виде скидок или специальных предложений, мотивирующих к поддержанию здорового образа жизни, соблюдению плана лечения и профилактики.

В здравоохранении элементы геймификации могут быть использованы на протяжении всего пути пациента: превентивный уход, постановка диагноза, лечения и паллиативная помощь. Игры различаются по своему характеру в зависимости от ожидаемого эффекта (см. табл. 1).

Таблица 1 – Используемые в сфере здравоохранения игры

Тип используемой игры	Описание воздействия
Обучающая	Основная цель – предоставление информации о различных темах, связанных со здоровьем, например, повышение осведомленности об эпидемиях, определённых симптомах, важности ведения здорового образа жизни и пр.
Вовлекающая	Основная цель – воздействие на пользователей с целью улучшения их образа жизни, отказа от вредных привычек в пользу полезных
Терапевтическая	Основная цель – поддержка морального состояния пациента в процессе лечения определенного заболевания, в том числе хронического. Призваны увеличить устойчивость пациента к заболеванию путем приобретения положительных эмоций и вознаграждений за игру.
Удаленный мониторинг за пациентом	Основная цель – отслеживание состояния пациента, а также определённых индикаторов состояния здоровья, например, ИМТ, глюкоза в крови, двигательная активность и т.д.
Приверженность к соблюдению плана лечения	Основная цель – мотивировать пациентов следовать предписаниям врача, вовремя принимая препараты, проходя обследования и т.д. Пользователь получает награды за ответы на вопросы о лечении и следовании плану лечения, своевременный прием лекарств и пр.
Профессиональное обучение	Основная цель – обучение медицинских работников. Возможны симуляции или видеоигры для развития и отработки навыков, принятия врачебных решений, проведения экспериментов в лечении.

В сфере здравоохранения геймификация процессов взаимодействия с пациентом имеет значительное позитивное влияние на здоровье пациентов, содействует соблюдению предписанного плана лечения и повышает мотивацию бороться с болезнью, что может положительно сказаться на эффективности работы медицинских организаций. Кроме того, геймифицированные приложения позволяют генерировать, собирать и обрабатывать информацию о пациентах с целью дальнейшего персонализированного подхода к лечению; приложения, реализующие концепцию превентивной медицины, позволяют повысить осведомленность о здоровом образе жизни и профилактике заболеваний. Наконец, использование элементов геймификации может повысить лояльность пациентов к медицинской организации, положительно повлиять на ее имидж [2].

Основные подводные камни, связанные с внедрением элементов геймификации в цифровые продукты в сфере здравоохранения связаны с несколькими аспектами:

1. Конфиденциальность данных пациента;
2. Недостаточно продуманный интерфейс и дизайн приложения;
3. Недостаточная мотивация, быстрая потеря интереса со стороны пользователей;
4. Недостаток социальных взаимодействий в рамках игры;
5. Недостаточная обратная связь по результатам игры и/или изменений в жизни пациента.

Таким образом, перед разработчиками геймифицированных решений стоит необходимость решения перечисленных проблем для создания успешного приложения, способного удовлетворить как пользователя, так и медицинских работников. Геймификация часто присутствует в приложениях, направленных на поддержание физической активности; соблюдения диеты и подсчета калорийности рациона; на разъяснение правил личной гигиены как для детей, так и для взрослых, а также на разъяснение правил гигиены рук для медицинских

работников [3]. Рассмотрим пример успешной геймификации: приложение mySugr для мониторинга уровня сахара в крови в процессе лечения диабета. Благодаря системе сбора очков пациенты могут устанавливать личные цели и достигать их. Несмотря на то, что мониторинг уровня сахара в крови является ключевым процессом в успешном лечении диабета, 73% пациентов не отслеживают уровень глюкозы в крови, 57% вводят неверные данные по различным причинам. В эмпирическом исследовании было показано, что mySugr улучшает частоту тестирования на 10-20%, снижая уровень сахара в крови на 0,4-1,1%. По окончании трехмесячного исследования около 85% пользователей продолжили использовать приложение в повседневной жизни.

Другой пример геймифицированного приложения терапевтического типа – Re-Mission. Re-Mission - это набор онлайн-игр, разработанных HopeLabs, который помогает детям справиться с раком. Игроки управляют роботом, который пролетает через тело для уничтожения раковых клеток и опухолей с помощью химиотерапии и лучевой терапии. Несколько исследований, проведенных на онкологических больных с использованием Re-Mission, указывают на то, что игра влияет на эмоциональное состояние и мотивацию пациентов. Это выражается в повышении мотивации к соблюдению предписаний врача, улучшению настроения и повышению оптимизма у пользователей. Результаты исследования показывают, что пациенты принимали лекарства чаще и лучше на них реагировали, когда они играли в Re-Mission.

Следует отметить, что в целом применение элементов геймификации в различных контекстах приносит значительные положительные результаты. Приведенные примеры показывают, что геймификация может быть успешно использована в мобильных, Web и desktop приложениях, нацеленных на пропаганду здорового образа жизни, особенно в отношении пищевых привычек и физической активности, а также профилактики и лечение заболеваний. Тем не менее, внедрение геймификации в здравоохранении не является простой задачей, так как требует значительных инвестиций, повышения осведомленности как пациентов, так и персонала медицинских учреждений, а также вложений в разработку как мотивационной модели игры, так и графической составляющей.

Библиографический список:

1. Monitor Deloitte. Boosting patient empowerment and motivational pull [Электронный ресурс] URL: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/strategy/Gamification%20Studie%202015.pdf> (дата доступа: 24.02.2021)
2. Ильин И.В., Ильяшенко О.Ю., Ильяшенко В.М. Архитектурный подход к развитию медицинской организации в условиях цифровизации здравоохранения // Журнал исследований по управлению. 2019, №1. с. 37-47
3. Pereira, P., Duarte, E., Rebelo, F., Noriega, P. A Review of Gamification for Health-Related Contexts // Lecture Notes in Computer Science, 2014, 742–753. doi:10.1007/978-3-319-07626-3_70

УДК 622.691:33

Эффективность бизнес-процессов по снижению затрат на транспортировку газа в ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Маегов А.Е., Васнёва Е.Ф.

Руководитель – Павловская А.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В связи с установлением тарифов на перекачку газа вышестоящими организациями, поиск резервов снижения затрат возможен при детальном изучении затрат и их эффективном управлении.

Затраты всех видов ресурсов в денежной форме выражают себестоимость продукции (работ, услуг). При анализе себестоимости изучают ее уровень и структуру, выполнение плана по затратам, соблюдение действующих на предприятии норм расходов материальных, трудовых и денежных ресурсов.

Затраты по экономическим элементам на предприятии ООО «Газпром трансгаз Ухта» группируют по следующим статьям: материальные затраты (материалы, технический газ, энергетические затраты); затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды; амортизация основных средств; прочие затраты (арендная плата, обязательные страховые платежи, налоги, включаемые в себестоимость продукции, услуги всех видов транспорта, оплата услуг сторонних организаций, пусконаладочные работы, отчисления в ремонтный фонд и др.).

Динамика и структура статей расходов на оказание услуг по транспортировке газа на предприятии «Газпром трансгаз Ухта» представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Динамика и структура статей расходов на оказание услуг по транспортировке газа

Статьи затрат	Предыдущий годг.	Отчётный год		Отклонения				Структура затрат, %		
		План	Факт	+/-		%%		2018, гр.2	2019 план, гр.3	2019 факт, гр.4
				(гр.4-гр.2)	(гр.4-гр.3)	(гр.4/гр.2)	(гр.4/гр.3)			
Материалы	855212	725376	728561	-126651	3185	-15	0	0,65	0,43	0,43
Технологический газ	16527122	19285682	19989973	3462851	704291	21	4	12,59	11,34	11,74
Энергетические затраты	5923841	6322222	6356808	432967	34586	7	1	4,51	3,72	3,73
Электроэнергия	5314739	5630452	5671105	356366	40653	7	1	4,05	3,31	3,33
Теплоэнергия	600127	687037	680775	80648	-6262	13	-1	0,46	0,4	0,4
Прочая энергия	8975	4733	4928	-4047	195	-45	4	0,01	0	0
Затраты на оплату труда	2029280	2378098	2277243	247963	-100855	12	-4	1,55	1,4	1,34
Взносы в государственные внебюджетные фонды	504989	625867	595336	90347	-30531	18	-5	0,38	0,37	0,35
Амортизация	447313	455981	374395	-72918	-81586	-16	-18	0,34	0,27	0,22
Арендная плата	69973474	96437340	96638410	26664936	201070	38	0	53,32	56,69	56,77
Лизинг	471	0	0	-471	0	-100		0	0	0
Налоги	63845	59539	52564	-11281	-6975	-18	12	0,05	0,03	0,03
Страховые платежи	135648	132746	131690	-3958	-1056	-3	-1	0,1	0,08	0,08
Капремонт	8543557	11819172	11363647	2820090	-455525	33	-4	6,51	6,95	6,68
Прочие услуги производственного назначения	15938350	18786122	18880738	2942388	112616	18	1	12,14	11,03	11,09
Общепроизводственные расходы	3520899	6186483	5961468	2440569	-225015	69	-4	2,68	3,64	3,5
Общехозяйственные расходы	6775038	6921894	6880030	104992	-41864	2	-1	5,16	4,07	4,04
Всего расходов	131239039	170118522	170230863	38991824	112341	30	0	100	100	100

Анализ структуры производственных расходов показывает, что наибольшую долю в общей сумме расходов занимают затраты на арендную плату, которые в динамике за два года увеличились на 3,45%. Вторая по величине доля производственных расходов – затраты на технологический газ, которые составляют 12,59 % предыдущем году и 11,74 % в отчётном году, то есть доля затрат на технологический газ увеличилась на 0,85%. Третья по величине доля производственных расходов – затраты на прочие услуги производственного назначения, которые в динамике за два года составили соответственно 12,14 % и 11,09 %, то есть доля затрат снизилась на 1,05 %.

В свою очередь, затраты на технологический газ относятся к статье материальных затрат предприятия. Состав и структура материальных затрат на транспортировку газа представлены в таблице 2.

Наибольший удельный вес в структуре материальных затрат составляют затраты на технологический газ, которые в динамике за два года увеличились с 45,9 % до 49,34 %. Темп прироста затрат на технологический газ на 21 % обусловлен увеличением объемов использования газа на технологические нужды предприятия и увеличением цены 1000 м³ газа, установленной для продажи. Таким образом, затраты на технологический газ можно представить в виде двухфакторной мультипликативной модели:

$$Z_{\text{тг}} = Q \cdot Ц, \quad (1)$$

где $Z_{\text{тг}}$ – затраты на технологический газ, тыс. руб.;

Q – количество газа, израсходованного на технологические нужды, млн. м³;

$Ц$ – цена, установленная на 1000 м³ газа, руб.

Динамика затрат на технологический газ за два года представлена в таблице 3.

Таблица 2 – Структура и состав материальных затрат на транспортировку газа

Статьи затрат	Предыдущий год	Отчётный год	Отклонение	Темп прироста, %	Структура затрат, % 2018 г.	Структура затрат, % 2019 г.
Материалы	855 212	728 561	-126 651	-15	2,37	1,80
Технологический газ	16 527 122	19 989 973	3 462 851	21	45,90	49,34
Энергетические затраты	5 923 841	6 356 808	432 967	7	16,45	15,69
Электроэнергия	5 314 739	5 671 105	356 366	7	14,76	14,00
Теплоэнергия	600 127	680 775	80 648	13	1,67	1,68
Прочая энергия	8 975	4 928	-4 047	-45	0,02	0,01
Всего материальных затрат	23 306 175	27 075 342	3 769 167	13	100,0	100,0

Таблица 3 – Динамика затрат на технологический газ за два года

Показатели	Предыдущий год	Отчётный год	Отклонения (+,-)	Темп прироста, %
Затраты на технологический газ, тыс. руб.	16 527 122	19 989 973	3 462 851	21
Количество газа, израсходованного на технологические нужды, млн. м ³	5 271,1	6 154,5	883,4	17
Цена 1000 м ³ газа, руб	3 135,42	3248,02	112,60	4

Изменение затрат на технологический газ из-за изменения количества газа, израсходованного на технологические нужды (методом абсолютных разниц):

$$\Delta Z_Q = \Delta Q \cdot Ц_{2018} = 883,4 \cdot 3135,42 = 2769831,64 \text{ тыс. руб.} \quad (2)$$

Изменение затрат на технологический газ из-за изменения цены 1000 м³ газа:

$$\Delta Z_{Ц} = Q_{2019} \cdot \Delta Ц = 6154,5 \cdot 112,6 = 693019,36 \text{ тыс. руб.} \quad (3)$$

Следовательно, увеличение затрат на технологический газ в результате увеличения израсходованного количества газа составило 2769831,64 тыс. руб., а в результате увеличения цены газа – 693019,36 тыс. руб.

Основой повышения эффективности деятельности предприятия ООО «Газпром трансгаз Ухта» является снижение затрат за счёт внедрения систем управления затратами.

В мировой практике существуют различные системы управления затратами, каждая из которых эффективна в определенных экономических условиях в зависимости от целей,

поставленных предприятием: директ-костинг, стандарт-костинг, ABC, ЛТ, таргет-костинг, кайзен-кост, кост-коллинг, управление затратами на основе безубыточности, бенчмаркинг.

В магистральном транспорте газа можно использовать такие системы, как директ-костинг и управление затратами на основе безубыточности.

Анализ затрат на транспортировку газа по системе «директ-костинг» приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Анализ затрат на транспортировку газа по системе «директ-костинг»

Статьи затрат	Предыдущий год, тыс. руб.	Отчётный год, тыс. руб.	Темп прироста, %	Коэффициент реагирования	Вид затрат
Материалы	855212	728561	-14,81	-1,23	Дерессивные
Технологический газ	16527122	19989973	20,95	1,75	Прогрессивные
Энергетические затраты	5923841	6356808	7,31	0,61	Дегрессивные
электроэнергия	5314739	5671105	6,71	0,56	Дегрессивные
теплоэнергия	600127	680775	13,44	1,12	Прогрессивные
прочая энергия	8975	4928	-45,09	-3,77	Дегрессивные
Затраты на оплату труда	2029280	2277243	12,22	1,02	Прогрессивные
Взносы в государственные внебюджетные фонды	504989	595336	17,89	1,50	Прогрессивные
Амортизация	447313	374395	-16,30	-1,36	Дегрессивные
Арендная плата	69973474	96638410	38,11	3,18	Прогрессивные
Лизинг	471	0	-100,00	-8,36	Дегрессивные
Налоги	63845	52564	-17,67	-1,48	Дерессивные
Страховые платежи	135648	131690	-2,92	-0,24	Дегрессивные
Капремонт	8543557	11363647	33,01	2,76	Прогрессивные
Прочие услуги производственного назначения	15938350	18880738	18,46	1,54	Прогрессивные
Общепроизводственные расходы	3520899	5961468	69,32	5,79	Прогрессивные
Общехозяйственные расходы	6775038	6880030	1,55	0,13	Дегрессивные
Всего расходов	131239039	170230863	29,71	2,48	Прогрессивные
Товаротранспортная работа (транзит), млрд. куб. м·км	236 526,9	264 829,1	11,97		

Темп увеличения товаротранспортной работы (транзит) составил 11,97 %, а расходов в целом – 29,71 %. Анализ затрат на реализацию услуг по системе «директ-костинг» показывает резервы снижения себестоимости за счет сокращения прогрессивных затрат (с коэффициентом реагирования больше 1) таких, как затраты на технологический газ, теплоэнергию, затраты на оплату труда, взносы в государственные внебюджетные фонды, арендную плату, капремонт, общепроизводственные расходы и прочие услуги производственного назначения.

В таблице 5 приведены результаты расчета показателей системы управления затратами на основе безубыточности в ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Критический объем товаротранспортной работы в динамике за 2 года увеличился на 12,63 % с 223 035,99 млрд. м³·км до 251 210,39 млрд. м³·км, Критическая выручка от оказания услуг по транспортировке газа составила 128 356 722 тыс. руб. и 167 118 250 тыс. руб. За оба года она меньше фактической выручки от реализации на 5,7 % и 5,2 % соответственно. Запас финансовой прочности в динамике за два года увеличился с 7 765 843 тыс. руб. до 9 083 803 тыс. руб., то есть на 16,97 %. Это свидетельствует об улучшении финансового состояния ООО «Газпром трансгаз Ухта».

В процессе анализа производственно-хозяйственной деятельности предприятия выявлены следующие основные направления сокращения затрат на транспортировку газа:

- Проведение реконструкции компрессорных цехов в ЛПУМГ.

- Оптимизация режимов работы компрессорных цехов, компрессорных станций и распределения потоков газа в газотранспортные системы с применением программно-вычислительных комплексов: «Астра-газ», «Агат-КЦ», «Волна», «SONET».
- Оптимизация работы микротурбинных установок.
- Оптимизация работы электрогенерирующих агрегатов.
- Реализация непрофильных активов Общества, направленная на сокращение расходов на текущее содержание объектов.
- Сокращение потерь газа при стравливании участков магистрального газопровода при производстве планово-профилактических и ремонтных работ за счет его сбрасывания принимающей стороной.
- Перепуск газа из отключаемого участка газопровода в смежный участок газопровода, выводимого из ремонта через байпасную линию.
- Внедрение энергосберегающих технологий.
- Применение мобильной компрессорной станции при планово-предупредительном ремонте участков магистрального газопровода.
- Повышение эффективности использования трудовых ресурсов.
- Совершенствование организации труда и производственных процессов.
- Разработка и внедрение административных бизнес-процессов.

Таблица 5 – Использование системы управления затратами на основе безубыточности

Показатели	Предыдущий год	Отчётный год	Отклонение	Темп роста, %
Выручка от оказания услуг по транспортировке газа, тыс. руб.	136 122 565	176 202 053	40 079 488	129,44
Себестоимость услуг по транспортировке газа, тыс. руб.	131 239 039	170 230 863	38 991 824	129,71
Условно-переменные затраты, тыс. руб.	50522315	60376560	9 854 245	119,50
Условно-постоянные затраты, тыс. руб.	80 716 724	109 854 303	29 137 579	136,10
Товаротранспортная работа (транзит), млрд. м ³ .км	236 526,9	264 829,1	28 302,2	111,97
Тариф на транспортировку газа для ПАО «Газпром», руб. за 1000 м ³ на 100 км	57,55	66,53	8,98	115,60
Условно-переменные затраты на транспортировку 1000 м ³ на 100 км, руб.	21,36	22,8	1,44	106,74
Прибыль от оказания услуг по транспортировке газа, тыс. руб.	4 883 526	5 971 190	1 087 664	122,27
Маржинальный доход, тыс. руб.	85 600 250	115 825 493	30 225 243	135,31
Критический объем товаротранспортной работы, млрд. м ³ .км	223 035,99	251 210,39	28 174,401	112,63
Критическая выручка от оказания услуг по транспортировке газа, тыс. руб.	128 356 722	167 118 250	38 761 528	130,20
Запас финансовой прочности, тыс. руб.	7 765 843	9 083 803	1 317 960	116,97

К задачам внедрения энергосберегающих технологий относится сокращение потерь транспортируемого газа при планово-предупредительных ремонтах. К примеру, применение мобильной компрессорной станции позволяет экономить основные топливно-энергетические ресурсы, обеспечить бесперебойную поставку газа потребителям и снизить выбросы метана в атмосферу, что является неотъемлемой частью политики ПАО «Газпром».

Перекачка газа с помощью мобильной компрессорной станции может осуществляться по двум технологическим схемам (рисунок 1): схеме перекачки газа в смежный участок газопровода, при которой газ из отключаемого участка перекачивают за линейный кран, и схеме перекачки газа в параллельный газопровод.

Показатели эффективности внедрения мобильной компрессорной станции приведены в таблице 6.

В результате при капитальных вложениях в 67 млн. руб. за срок эксплуатации чистый дисконтированный доход предприятия составит 132,2 млн. руб., индекс доходности данного мероприятия составит 2,975 руб. на рубль капитальных вложений, а внутренняя норма доходности составит 63 % при сроке окупаемости 2,8 года.

Также к задачам внедрения энергосберегающих технологий относится снижение электропотребления силовых установок. С этой целью предлагается внедрение частотных преобразователей для АВО газа, позволяющие регулировать скорость и моменты электродвигателей в широком диапазоне и работать безопасно с максимальным КПД. Как объект внедрения аппаратов рассмотрим компрессорный цех № 3 Сосногорского ЛПУМГ, в состав которого входят 10 секций АВО газа фирмы Creusot-Loire с двумя установленными электродвигателями на секцию мощностью 30 кВт и 5 секций АВО газа типа 2АВГ–75С с двумя установленными электродвигателями на секцию мощностью 37 кВт. Исходя из потребностей электродвигателей для 10 секций АВО газа фирмы Creusot-Loire необходимо 20 преобразователей ПЧВ3-30К-В-54, а для и 5 секций АВО газа типа 2АВГ – 75С необходимо 10 преобразователей ПЧВ3-37К-В-54.

Таблица 6 – Показатели эффективности внедрения мобильной компрессорной станции

Показатели эффективности	Значение
Капитальные вложения, тыс. руб.	67000
Чистый дисконтированный доход за расчетный срок эксплуатации, тыс. руб.	132322,184
Индекс доходности за расчетный срок эксплуатации, руб./руб.	2,975
Срок окупаемости, годы	2,8
Внутренняя норма доходности, %	63 %

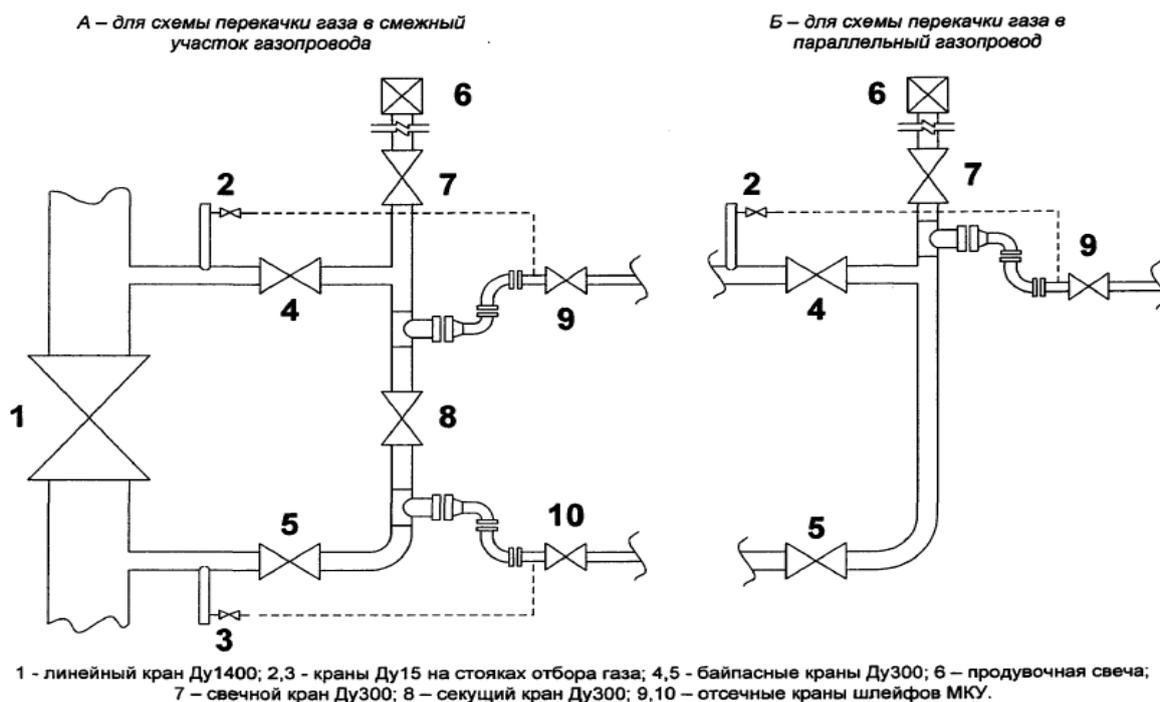


Рисунок 1 – Схема подвода газа для вытеснения воздуха из обвязки МКУ

Капитальные вложения и показатели эффективности внедрения частотных преобразователей на АВО газа на расчетный срок эксплуатации (9 лет) приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Показатели эффективности внедрения частотных преобразователей на АВО газа

Показатели эффективности	Значение
Капитальные вложения в первом отчетном году, тыс. руб.	6372,59
Чистый дисконтированный доход за расчетный срок эксплуатации, тыс. руб.	10345,43
Индекс доходности за расчетный срок эксплуатации руб./руб.	2,62
Срок окупаемости, годы	3,1
Внутренняя норма доходности, %	50,39 %

В результате внедрения частотных преобразователей мощностью 30 кВт и 37 кВт на 30 секциях АВО газа чистый дисконтированный доход составит 10,345 млн. руб., индекс доходности – 2,62 руб. на 1 рубль капитальных вложений, внутренняя норма доходности – 50,39 % при сроке окупаемости 3,1 года.

Библиографический список:

1. ГОСТ 34069-2017. Межгосударственный стандарт. Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Контроль и испытания [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200144939>.
2. Павловская А.В. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: учеб. пособие / А.В.Павловская. – Ухта: УГТУ, 2010. – 208 с.

УДК 658.5

Технологии управления фирмами в условиях современной социально-экономической нестабильности

Сорокин К.С.

Научный руководитель: Кондраль Д.П.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Распространение коронавирусной инфекции весной 2020 года привело к объявлению во всём мире пандемии вируса COVID-19. В целях предупреждения дальнейшего распространения вируса большинство государств приняло жёсткие ограничительные меры, в частности, был введён запрет на работу мест, предполагающих массовое скопление людей. В апреле на территории России были введены ограничения на передвижения граждан, которые продлились весь следующий месяц.

Рассматривая влияние принятых мер, следует разграничить две группы субъектов бизнеса, попавших под влияние социального дистанцирования. Первая группа представляет собой крупные организации, где основной штат работников формируют офисные служащие. Ко второй группе можно причислить малый и средний бизнес, а также самозанятых граждан.

В условиях цифровой экономики рабочее место сотрудника имеет размытое значение. Учитывая, что в настоящее время большинство документов организации представлено в цифровом формате, сотрудник в равной степени может выполнять аналитическую работу, как в офисе, так и дома. Однако совершенно иначе обстоит дело среди компаний, занятых в розничной торговле. Главным фактором коммерческого успеха в этом секторе бизнеса остаются клиент и прямая работа с ним. Отсутствие реального контакта, как правило, ведёт к финансовым затруднениям, то есть резкому снижению или даже отсутствию выручки или других доходов, а в дальнейшем и к банкротству фирмы.

Начиная с летних месяцев 2020 года строгие ограничительные меры стали ослабевать. Бизнес поступательно стал возвращаться к докризисным формам работы. Однако введённые ранее ограничения уже оказали крайне негативное воздействие на российский бизнес. Вследствие карантинных мер, многие организации частично или полностью лишились дохода. Как результат, руководители предприятий были вынуждены сокращать штат персонала, урезать заработную плату или переводить работников на сокращённый рабочий день. Вынужденные меры послужили катализатором экономическо-социальной нестабильности в стране. Рынку труда под влиянием пандемии стали присущи определённые черты. Вырос спрос на медработников и курьеров, специалистов, работающих на удалённой работе. В то же время предприятия, осуществляющие свою деятельность в сфере услуг, где предполагается непосредственный контакт с клиентами, как например, гостиничный и ресторанный бизнес, остались в большой степени без работы.

Интересен опыт Китая, первой страны, пострадавшей от коронавируса. Китайское правительство в первую очередь обратило внимание на фискальную и денежно-кредитную политику, финансовое регулирование, структурные реформы. В области фискальной политики

был взят курс на понижение налоговых платежей для людей с низким уровнем доходов и для предприятий малого и среднего бизнеса, упрощение системы налогообложения с целью налогового стимулирования. Была введена система налоговых вычетов и субсидий по кредитованию для предприятий малого и среднего бизнеса. В феврале 2020 года Госсоветом Китая было разрешено местным правительствам выпустить на сумму 300 млрд юаней (\$42 млрд.) специальных облигаций для увеличения расходов на инфраструктуру. Кроме того, смягчение денежно-кредитной политики позволило удешевить кредиты, сделав их более доступными для пострадавших компаний [3].

В России с августа 2019 по август 2020 закрылось 1,16 млн хозяйствующих субъектов, что почти в два раза выше, чем за аналогичный период годом ранее [1]. По итогам 2020 года малый бизнес в России потерял порядка 2,8 миллиарда рублей [2].

В качестве социально-экономической поддержки государство приняло комплекс мер, таких как льготная ипотека, субсидии фирмам, отсрочка выплаты налогов и социальных выплат, мораторий на банкротство юридических лиц, материальная помощь фирмам.

Ряд факторов, в том числе, например, всплеск развития электронных сервисов, повлияли на рост конкуренции: крупные предприятия вступили в те секторы рынка, где традиционно преобладал малый бизнес. Двукратное снижение ставки страховых взносов во внебюджетные фонды для малого и среднего бизнеса, введённое как антикризисная мера с 1 апреля 2020 года [4], стало одним из решающих факторов формирования бизнеса в условиях пандемии. Особенно это затронуло сферы торговли и производства.

Исследованием проблем нестабильности рынка и управлением организациями в условиях значительной экономической неопределённости занимается риск-менеджмент. Система управления рисками направлена на предотвращение или минимизацию кризисного воздействия, сохранение преобладания доходов над расходами, общее развитие компании. Суть риск-менеджмента проявляется через комплексный анализ производственных, технологических, финансово-экономических и иных факторов, оказывающих влияние на хозяйствующий субъект.

Риск-менеджмент требует изучения информационного, логического и организационного процессов, протекающих в момент исследования. В задачи менеджера входит сбор актуальной информации, которая связана с осуществляемой предпринимательской деятельностью. Исходя из реальных условий, менеджер предполагает возможные пути развития кризиса и рассчитывает пути, которым его организация должна следовать.

В условиях кризиса необходимо определить наиболее приоритетные и важные направления работы организации, также как и ликвидировать или временно заморозить направления, бесполезные во время кризиса. К числу приоритетных относятся те направления деятельности, которые обеспечивают материальное состояние организации. В то же время работу направлений, чей конечный товар будет неликвиден на рынке, требуется приостановить. Если организация ориентирована на одно направление деятельности, в условиях кризиса, особенно затянувшегося, необходимо сменить направление деятельности. Здесь вес приобретает возможность быстрого обмена знаниями, которая сегодня стала общедоступной.

В теории выделяются три приёма риск-менеджмента – уклонение, локализация и диверсификация. Уклонение подразумевает отказ от экономической деятельности, теоретически несущей организации неблагоприятные последствия. Локализация значит определение и контроль наибольших источников риска. Диверсификация требует распределения средств в нескольких направлениях, в отличие от вложения всех имеющихся в наличии средств и ресурсов только в один большой проект.

Отслеживание и аналитика последних новостей позволяют менеджеру делать выводы о возможных социально-экономических событиях. В России о появлении и распространении коронавирусной инфекции стало известно ещё в январе 2020 года. К началу ограничительных мер, введённых спустя два месяца, в выигрыше остались те организации, чья логистика смогла предугадать негативное влияние COVID-19. Те, кто ещё в феврале-марте стал готовиться к нестабильности в экономике, были более или менее готовы к последующим событиям 2020 года.

Детально предсказать кризис, вызванный пандемией, было, конечно же, нельзя. Однако те фирмы, которые вложились в несколько направлений деятельности, повысили свои шансы на

выживание в период социально-экономической нестабильности. Особенно это касается инвестиций в компьютерные и мобильные технологии. В последнее время активно повышается актуальность развитие современных информационных технологий в основных сферах управления фирмами: кадровой, документационной, сфере контроля и учёта, организационно-коммуникативной. Использование компьютерных и интернет технологий позволяет руководителю вести управление организацией даже в условиях изоляции сотрудников друг от друга. При этом не стоит слепо полагаться на электронные технологии, в будущем это может стать причиной нового кризиса. Необходима точная логистика, определяющая классификацию документов, а также их объёмы, которые требуется сохранять в бумажном варианте.

Основные характеристики устойчивых систем – достаточное количество ресурсов, качество выпускаемого товара, рачительная трата средств, тесная связь компании с обществом. Участвуя в рыночных отношениях, любая компания должна задаваться вопросом, насколько устойчива её стратегия развития. Рост устойчивости в определённой мере связан с сопряжённостью действий компании и государства, общества.

Возникает объективный вопрос: а что делать с кризисом, который невозможно предсказать? Здесь нужно отметить, что ни один кризис никогда не удастся предсказать. Даже в стабильных экономических условиях риск сопровождает любую хозяйственную деятельность. Риск не всегда характеризует исключительно негативное воздействие: рискуя, можно как понести имущественный ущерб, так и найти дополнительную выгоду. Последствия пандемии COVID-19 стали поворотными в мировой экономике. Стало очевидным, что и малый, и средний бизнес находятся не в меньшей зависимости от цифровых технологий, чем гигантские корпорации. Пандемия стала проверкой на прочность тех нововведений, которые апробировали компании последнюю четверть века.

События пандемии COVID-19 лишний раз подчеркнули актуальность глобальной цифровизации. В условиях пандемии COVID-19 обозначились прерогативы отложенной работы государства и бизнеса, а также налаженной коммуникации между отдельными структурными подразделениями организаций. Предприниматели, пережившие две волны коронавируса, получили бесценный управленческий опыт. Это только укрепило их. При этом справедливым будет отметить, что без помощи государства достаточно большое число компаний оказалось не в силах преодолеть последствия крупного кризиса.

Таким образом, к ключевым технологиям управления организацией в условиях социально-экономической нестабильности можно отнести: ликвидацию убыточных и развитие экономически выгодных направлений деятельности, внедрение в производство современных компьютерных и интернет технологий, более тесная интеграция с государством и обществом. Не теряет своей актуальности и классическое планирование, подразумевающее принятие в стабильный период деятельности фирм плана мероприятий и формирование определённого фонда запасов ресурсов на случай экономической рецессии.

Библиографический список:

1. Виноградова Екатерина Мал да упал: в России за год закрылось больше миллиона компаний [электронный ресурс] / Екатерина Виноградова // известия.ru. – 12.08.2020 – режим доступа: Мал, да упал: в России за год закрылось больше миллиона компаний | Статьи | Известия (iz.ru). – Заглавие с экрана. – (Дата обращения 11.02.2021).
2. Колобова Мария Оборот не туда: малые предприятия за 2020 год потеряли 2,8 трлн рублей [электронный ресурс] / Мария Колобова // известия.ru. – 21.01.2021 режим доступа: Оборот не туда: малые предприятия за 2020 год потеряли 2,8 трлн рублей | Статьи | Известия (iz.ru) – Заглавие с экрана. – (Дата обращения 11.02.2021)
3. Красноруженко М. С. Эпидемия коронавируса. Последствия и угрозы для экономики Китая. Промышленность и рынки // Финансовые рынки и банки. 2020. № 2. с. 36-40.
4. Старостина Ю. Дума одобрила двукратное снижение социальных взносов для малого бизнеса [электронный ресурс] // rbc.ru. – 31.03.2020. – режим доступа: <https://www.rbc.ru/economics/31/03/2020/5e831f469a794741cb8cf8a5> (Дата обращения: 11.02.2021).

УДК 339.137.2

Проблемы и пути повышения конкурентоспособности России в современном мире

Ставничук А.Р.

Руководитель: Игнатская Л.Я.

ФГБОУ ВО ВФ Ухтинский государственный технический университет

(филиал в г. Воркута), г. Воркута

В условиях динамичных процессов, происходящих во всех сферах жизни - в политике, экономике в культуре, в технологии, в сфере коммуникаций, происходят тектонические изменения в позиционировании стран, их уровнях суверенизации, степени влияния на мировые процессы, в интеграционных и дезинтеграционных процессах в сфере международных отношений.

Внутренние проблемы стран и проблемы в международных отношениях обострились и оформились под воздействием влияния коронавирусной инфекции, которая больше года является наиболее значимым, доминирующим фактором, понуждающим страны радикально менять социальный и экономический уклад.

Учитывая уникальную ситуацию происходящих мировых процессов, небывалую турбулентность в системе международных отношений, необходимо оценить возможности и угрозы России, чтобы прогнозировать, может ли Россия, минимизирующая свои потери от эпидемии, улучшить свои политические и экономические позиции.

Для определения возможностей и угроз России в конкурентной борьбе за укрепление своих позиций на мировом рынке необходимо определить основные универсальные критерии и факторы, которые являются не только отражением динамических процессов в экономике, но и базовым потенциалом производственных возможностей.

Одним из значимых оценочных критериев является экономический потенциал национальной экономики. Это интегрированный показатель возможности национальной экономики производить необходимые продукты и максимально удовлетворять потребности страны в целом и общества, в соответствии с требованиями и стандартами времени.

Основными структурными компонентами экономического потенциала являются [1]:

- 1) человеческие ресурсы с их количественными и качественными характеристиками;
- 2) производственно-промышленный потенциал;
- 3) объемные и структурные характеристики сельскохозяйственного производства;
- 4) разветвленность, качество, техническая и технологическая диверсифицированность, оснащенность транспортных коммуникаций регионов и страны в целом;
- 5) научно-технический потенциал страны;
- 7) объем, разнообразие, технологичность и эффективность добычи и переработки полезных ископаемых.

Экономический потенциал определяется не отдельными характеристиками, а целостностью, комплексностью оценок, отражающих интегрированность всех компонентов экономики, обеспечивающих самостоятельность и суверенность экономики страны.

Рассмотрим компоненты экономического потенциала России более детально.

Человеческие ресурсы сейчас не рассматриваются как просто рабочая сила. Это, несомненно, важнейшая часть экономического потенциала, так как именно человек с его знаниями, умениями, отношением к труду, способностью к обучению и обновлению, является одним из важнейших условий успешности, устойчивости, прогрессивности экономики страны и воспроизводства экономики.

Оценивая состояние человеческого потенциала, можно выделить разнонаправленные тенденции.

Одной из важнейших проблем Российской экономики является демографический дисбаланс трудовых ресурсов, который характеризуется недостаточной численностью населения для планомерного и эффективного освоения многочисленных ресурсов страны и

территориального пространства страны. Рост численности населения является обязательным условием развития и нормального функционирования национальной экономики.

Снижение численности населения в 1990-х - начале 2000-х годов оказала негативное влияние на развитие России, и это влияние будет сохраняться на достаточно длительные горизонты планирования. При сохранении тенденций численность населения может снизиться до 140 млн. человек в обозримом будущем.

Диспропорции возрастной структуры, которые не могут быть скорректированы быстро, также являются фактором, повышающим экономические риски.

Оценивая компетентностную готовность человеческого потенциала России к решению задач экономического роста страны, необходимо отметить, что, с одной стороны, трудовые ресурсы России характеризуются высоким уровнем образования, но, в то же время, практика последних десятилетий деформировала профессиональную структуру подготовленных кадров, что проявляется в избыточном количестве экономистов, бухгалтеров, юристов, разного рода клерков; и недостатке высококвалифицированных специалистов в сфере материального производства, в сфере технических, инженерных профессий.

Вызывает тревогу снижение качества знаний выпускаемых специалистов. Вышеизложенные проблемы снижают уровень притязаний страны в конкурентной среде. Как было отмечено выше, основным ресурсом, обеспечивающим экономическое воспроизводство, количественные и качественные изменения во всех параметрах и аспектах социально-экономической системы является человеческий потенциал.

Развитие человеческого потенциала необходимо осуществлять на основе коррекционных мер по направлениям:

- рационализация профессиональной подготовки кадров;
- повышение конкурентоспособности специалистов на основе повышения качества подготовки рабочей силы;
- повышение стандартов качества жизни людей;
- повышение культуры и качества социальной среды.

Осуществляется попытка коррекции ситуации на правительственном уровне. Была разработана «Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года», в которой были отмечены реперные точки преобразований: «увеличение ожидаемой продолжительности жизни - на 2 года; рост реальных располагаемых доходов населения - 164 - 172 процента; расходы на образование (частные и государственные расходы) - 6,5 - 7 процентов валового внутреннего продукта; расходы на здравоохранение (частные и государственные расходы) - 6,7 - 7 процентов валового внутреннего продукта. Целью государственной демографической политики является снижение темпов естественной убыли населения, стабилизация численности населения и создание условий для ее роста, а также повышение качества жизни и увеличение ожидаемой продолжительности жизни. Необходимо обеспечить стабилизацию численности населения на уровне не ниже 142 - 143 млн. человек и создание условий для повышения к 2025 году численности населения до 145 млн. человек и средней продолжительности жизни до 75 лет» [2].

В экономической литературе, в российской статистике не подведены итоги выполнения этой концепции развития РФ, поэтому невозможно сделать целостный анализ достижений, но влияние коронавирусной пандемии затормозило реализацию программы и негативно сказалась на занятости населения и темпах роста экономического благосостояния. Хотя смертность от коронавируса в России была намного ниже, чем в других странах, но эпидемия сказалась на решении задачи повышения продолжительности жизни, ухудшив статистику.

Безусловным фактором, дающим конкурентные преимущества российской экономике – это обилие и разнообразие ресурсного природного потенциала. Именно Россия аккумулирует большинство жизненно значимых для экономики полезных ископаемых, причем, эти ресурсы обеспечивают не только внутренние потребности страны, но, также являются важнейшим фактором валютных поступлений от экспорта.

Ресурсный природный потенциал – это вся совокупность природных ресурсов, которые уже вовлечены в сферу экономики или представляют собой запасы для привлечения их в хозяйственную деятельность в будущие периоды.

Оценивая ресурсный потенциал, очевидно, что Россия имеет доминирующее положение. «Страна занимает 1 место в мире по разведанным запасам природного газа, угля, железной руды; запасам никеля, пресной воды, древесины, а, также по такому показателю, как общая площадь территории. Земля считается важнейшим экономическим фактором и ресурсом экономического потенциала. Россия занимает 3 место в мире по площади для земледелия.

«В России сосредоточено более половины мировых запасов угля и торфа, половина запасов древесины, 1/3 - нефти и газа, 2/5 — железных руд, 2/5 — калийных солей, 1/4 — фосфоритов и апатитов, 1/15 — гидроэнергетических ресурсов.

По добыче нефти Россия занимает восьмое место в мире, что составляет 7% всей мировой добычи нефти. Государственным балансом России учтено 867 месторождений природного газа, из которых 28 уникальных (содержат 72% или 34,4 трлн. куб. м разведанных и 68% – 13,9 трлн. куб. м предварительно оцененных запасов страны). В 86 крупных (с запасами от 75 до 500 млрд. куб. м) месторождениях содержится 22% разведанных запасов газа страны. На долю 753 мелких и средних месторождений приходится 6% разведанных запасов. Доля мировых запасов газа составляет около 24%» [4].

Оценивая этот аспект экономического потенциала, можно сделать вывод о наличии серьезного базиса для благоприятных экономических перспектив даже в условиях серьезного политического прессинга

Производственный потенциал – «это реальная способность хозяйствующих субъектов производить общественные блага на все более высоком количественном и качественном уровне» [1].

Производственный потенциал является слабым звеном в решении задач экономического скачка и улучшения конкурентных позиций России.

90-е годы нанесли сокрушительный удар по промышленному потенциалу и самодостаточности экономики страны.

Падение объемов производства по всем параметрам и видам промышленной продукции можно назвать катастрофическим.

«По сравнению с 1990 годом катастрофически сократились объёмы производства большинства товаров, в том числе на 94,8%, то есть до 5,2% производство металлорежущих станков, соответственно тракторов до 3%; экскаваторов — 6,3%; бульдозеров — 3,5%; зерноуборочных комбайнов — 9,8%; кузнечнопрессовых машин — 8,9%; грузовых машин — 20%; троллейбусов — 8,1%; мотоциклов — 1,7%; шерстяных тканей — 2,3%; хлопчатобумажных тканей — 20,1%; производство льняных тканей — 5,8%; кожаной обуви — 10,2%; трикотажных изделий до 13,8%.» [4].

Правительственные программы направлены на коррекцию ситуации, так как в условиях ужесточающихся экономических санкций суверенизация экономики является условием выживания страны.

Основными ориентирами являются положения «Промышленной политики России на перспективу 2018-2030 г.г.», согласно которой, целью и задачами промышленной политики на 2018-2030 гг. с учётом общих национальных целей до 2024 г. является создание в обрабатывающей промышленности высокопроизводительного экспортноориентированного сектора, развивающегося на основе современных технологий и обеспеченного высококвалифицированными кадрами.

Такое понимание цели предполагает диверсификацию промышленности и изменение роли России на мировых товарных рынках, определяемую значимыми объёмами выпуска и экспорта промышленной продукции в 2-5 стратегических конкурентных позициях - целевых нишах на глобальных рынках.

Библиографический список:

1. Гусейханова А.К. Система потенциалов развития национальной экономики.// Журнал Управление социально-экономическими системами.// Сборник статей V Международной научно-практической конференции, 27.12.2018, с.48//International scientific conference www.naukaip.ru

2. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года <https://bazanra.ru/pravitelstvo-rf-rasporiazhenie>
3. Гребнев Л.С.. <http://www.knigafund.ru> Экономика для бакалавров: учебник Логос, 2011. – 408 с. 300
4. https://spravochnick.ru/ekonomika/konkurentosposobnost_rossii_v_mirovoy_ekonomike/
5. Мантуров Д.В. О промышленной политике России на перспективу 2018-2030 г.г. <https://cyberleninka.ru/article/n/o-promyshlennoy-politike-rossii-na-perspektivu-2018-2030->

УДК 621.6(075.8)

Анализ эффективности технического перевооружения и реконструкции газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Тетерин Д.В.

Научный руководитель – Павловская А.В.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В соответствии с требованиями Федерального закона от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», Приказов ФСТ России от 31.03.2011 г. № 88-э и приказа от 30.03.2012 г. № 214-э «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности субъектов естественных монополий, оказывающих услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам», Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром», Политики ПАО «Газпром» в области энергоэффективности и энергосбережения ООО «Газпром трансгаз Ухта» ведет планомерную работу по энергосбережению и повышению энергетической эффективности своей деятельности.

Без своевременного технического перевооружения и реконструкции существующих объектов ООО «Газпром трансгаз Ухта» дальнейшая эксплуатация оборудования, соответственно, транспорт газа, не будет соответствовать вышеперечисленным требованиям.

В процессе анализа производственно-хозяйственной деятельности ООО «Газпром трансгаз Ухта» выявлены следующие основные направления повышения эффективности магистрального транспорта газа:

1. Проведение реконструкции компрессорных цехов в ЛПУМГ:

1.1. Замена морально устаревших и физически изношенных ГПА на агрегаты нового поколения с высоким КПД и повышенным экологическим стандартам.

1.2. Модернизация установленных ГПА

2. Оптимизация режимов работы КЦ, КС и распределения потоков газа в ГТС с применением программно-вычислительных комплексов: «Астра-газ», «Агат-КЦ», «Волна», «SONET».

3. Сокращение потерь газа при стравливании участков МГ при производстве планово-профилактических и ремонтных работ.

4. Внедрение энергосберегающих технологий:

4.1. Внедрения частотных преобразователей для аппаратов воздушного охлаждения

4.2. Применение АГМБ (агрегатный газомасляный блок)

Замена морально устаревших и физически изношенных ГПА на агрегаты нового поколения с высоким КПД и повышенным экологическим стандартам.

Газотранспортная система ООО «Газпром трансгаз Ухта» эксплуатируется свыше 30 лет. За этот период в результате физического износа оборудования ее производственная мощность снизилась ориентировочно на 8-9%. Износ основных фондов ГТС составляет порядка 52%.

Основными проблемами технического состояния компрессорных станций магистральных газопроводов, требующие решения, состоят в следующем:

– порядка 30% эксплуатируемых ГПА с газотурбинным приводом выработали расчетный ресурс или приближаются к этому состоянию;

- сложная многоцеховая структура КС служит причиной повышения энергоемкости и эксплуатационных издержек;
- в улучшении нуждаются экологические характеристики КС, прежде всего в отношении выбросов оксидов азота.

Реконструкция любого газопровода (ГТС) должна рассматриваться с позиций системного подхода, т.е. с учетом технологической взаимосвязи объектов (на основе системных критериев)

Решение вышеперечисленных проблем - увеличение объемов финансирования на реконструкцию КС с заменой парка ГПА агрегатами нового поколения, а также модернизацию агрегатов, находящихся в эксплуатации

В исследованиях Павловской А.В. произведена оценка коммерческой эффективности технического перевооружения и реконструкции нескольких компрессорных цехов. Данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты оценки коммерческой эффективности технического перевооружения в ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Показатели	Нюксеницкое ЛПУМГ КЦ № 4	Синдорское ЛПУМГ КЦ № 4	Мышкинское ЛПУМГ КЦ № 3
Капитальные вложения (млн. руб.)	1386,45	1650,69	1089,34
ЧТД (млн. руб.)	523,97	546,72	148,44
Индекс доходности	1,35	1,33	1,14
ВНД (%)	19	17	13
Сроки окупаемости (год)	8,6	7,4	10,4

Сокращение потерь газа при стравливании участков МГ при производстве планово-профилактических и ремонтных работ.

Экономия топливно-энергетических ресурсов, полученная ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2019 году от внедрения мероприятий Программы энергосбережения (с учетом дополнительно проведенных мероприятий), составила:

- природного газа – 839246 тыс. м³ (3118774 тыс. руб.);
- электроэнергии – 20812 тыс.кВт·ч (85124 тыс. руб.);
- теплоэнергии – 5675 Гкал (2476 тыс. руб.);

Соответственно, 97,27% общей экономии средств было достигнуто за счет мероприятий по экономии природного газа, 2,65% - за счет мероприятий по экономии электроэнергии. При этом общие затраты на внедрение энергосберегающих мероприятий, имеющих прямой эффект энергосбережения в 2019 году составили 15719 тыс. руб., на 64% отнесенных к мероприятиям по экономии природного газа.[1]

В настоящее время одним из распространенных мероприятий, включаемых в программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности, является использование технологических схем перепуска газа при эксплуатации, обслуживании и капитальном ремонте газопроводов.

При проведении работ по техническому обслуживанию газопровода требуется снижение давление до атмосферного. Уменьшить потери газа возможно используя перепуск газа через существующие байпасы (перемычки).

Альтернативным вариантом является мобильная компрессорная станция (МКС). В начале 2020 года в ООО «Газпром трансгаз Ухта» при подготовке и проведении ремонтных работ на линейной части впервые применен метод с использованием МКС, целью которого являлось решение задачи по энергосбережению и экономии стравливаемого газа.

Внедрения частотных преобразователей для аппаратов воздушного охлаждения.

Прямой пуск асинхронного двигателя вентилятора, ведет к большим пусковым токам и колебаниям сети, уменьшает возможность запуска нескольких электродвигателей вентиляторов АВО газа одновременно и снижает ресурс коммутационной аппаратуры. Останов двигателя аналогично сказывается на скачки напряжения в сети.

С целью экономии электроэнергии и минимизирования скачков используются частотных преобразователи для АВО газа.

Применение частотных преобразователей позволяет регулировать скорость и момент электродвигателя в широком диапазоне и с максимальным КПД, обеспечивает полную защиту двигателя от короткого замыкания на землю, между фазами и тепловую защиту от перегрузки по току и моменту.

Частотный преобразователь: измеряет, регистрирует, отображает и передаёт по сети АСУ ТП параметры двигателя: ток, скорость, момент, мощность, напряжение, температуру, потреблённую электроэнергию.

В состав Сосногорского ЛПУМГ компрессорного цеха № 3 входят 10 секций газа АВО газа фирмы Creusot-Loire и 5 секций АВО газа типа 2АВГ – 75С. В каждой секции установлено по 2 электродвигателя, в первом случае с установленной мощностью по 30 кВт, во втором – по 37 кВт.

Следовательно, для секций первого типа используем частотный преобразователь ПЧВЗ-30К-В-54 фирмы Овен мощностью в 30 кВт и ценой в 197 709.00 руб. А для секций 2 типа используем частотный преобразователь ПЧВЗ-37К-В-54 фирмы Овен мощностью в 37 кВт и ценой в 241 841.00 руб.[2]

Исходя из потребностей электродвигателей для 10 секций АВО газа фирмы Creusot-Loire необходимо 20 преобразователей ПЧВЗ-30К-В-54, а для и 5 секций АВО газа типа 2АВГ – 75С необходимо 10 преобразователей ПЧВЗ-37К-В-54.

По результатам расчетов коммерческой эффективности использование преобразователей мощностью 30 кВт и 37 кВт на 30 секциях АВО газа, выполненных в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция)», утвержденными Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госкомитетом РФ по строительству, архитектурной и жилищной политике, при норме дисконта в 15 % предприятие получит среднегодовую экономию в размере 2,9 млн. рублей, ЧДД составит 10,3 млн. рублей, индекс доходности 2,62 рубля на 1 рубль капитальных вложений, ВНД – 50,39 % при сроке окупаемости 3,1 года.[3]

В зимний период времени применение частотных преобразователей позволяет эксплуатировать электродвигатели АВО газа(масла) на 15-95% от номинальной мощности, что влечет за собой дополнительную экономию электроэнергии (не учтенную в расчетах).

Агрегатный газомасленный блок.

Оснащение данным блоком парка ГПА (отдельного агрегата) приводит к снижению потребляемой электроэнергии и топливного газа. Конструкция АГМБ с подключением между последовательно соединенными газомасляными теплообменниками детандер-генератора с функцией редуцирования газа позволяет использовать получаемую энергию на нужды ГПА(КЦ).

При нормальном режиме работы блока, данные вентиляторы используют 20% от максимальной мощности и частоты вращения. А это отличная альтернатива, широко используемым на ГПА, аппаратам воздушного охлаждения масла АВОМ с мощностью 3,5-5,5 кВт, работающих как правило на режимах близких к номинальным.

По расчетам дисконтированный срок окупаемости составляет 5,4 года.

Вывод

Применение вышеперечисленных технических инноваций является, безусловно, затратными мероприятиями. Но они позволяют реализовывать техническую политику ПАО «Газпром» в части повышения энергоэффективности оборудования и снижения эксплуатационных затрат. Кроме того, данные мероприятия относятся к числу инвестиционных мероприятий с подтвержденной экономической эффективностью, дисконтированный срок окупаемости составляет от одного года до 10 лет, по истечении которых оборудование начнет приносить прибыль.

Библиографический список:

1. <https://ukhta-tr.gazprom.ru/>
2. Методические рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиций в форме капитальных вложений. – М: ОАО «Газпром», 2009.

УДК 621.3.076

Управление электроприводами на основании теории нечеткой логики

Бурин В.Г.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

С развитием электроэнергетики и электротехники, ростом числа производств, появлением новых технологий и методик, а также повсеместное усложнение технологического процесса и оборудований ведет к ужесточению требований для систем электроприводов, их регулирования и управления.

Современные тенденции и разработки, как в производстве, так и в технике требуют от систем управления повышение их быстродействия, точности регулирования, надежности, долгой бесперебойности работы, а также способность систем к быстрой адаптации процессов при изменении режимов и условий работы.

Нечеткая логика (или fuzzy logic), возникла как необходимый способ для улучшения построения систем, которые управляют сложными технологическими процессами.

При создании системы векторного управления асинхронным электроприводом встает ряд проблем, разрешение которых классическими методами затруднительно. К ним следует отнести [1]:

1. присутствие в системе постоянной ошибки из-за неточности измерения наблюдаемых параметров;
2. ошибки при вычислении ненаблюдаемых параметров;
3. накопление ошибки в процессе работы;
4. необходимость корректирующих операций (рост объема вычислений и накапливание новых ошибок);
5. большой объем вычислений в реальном масштабе времени.

Также существуют определенные требования к механической части многих систем электропривода, что делает системы управления асинхронным электроприводом ещё сложнее. Эти проблемы ведут к поиску новых систем регулирования и управления, что делает реализацию нечеткого управления более актуальной.

Одной из особенностей использования нечеткой логики является применение специальных контроллеров нечеткой логики, которые по своему функционированию имеют специфику и структуру отличающиеся от контроллеров в векторных системах. Например в контроллерах фаззи-логики используются экспертные знания специалистов и инженеров-технологов, которые можно описать с помощью нечетких множеств, а не на основании дифференциальных уравнения и математически описанных моделей.

Нечеткая экспертная система использует совокупность нечетких функций принадлежности и лингвистических правил для вывода решения вместо булевой логики, формируя тем самым определенную базу знаний, являющейся основой работы нечетких контроллеров и систем на нечеткой логике.

База знаний составляется опытным экспертом из исследуемой области на основании определенных правил и заключений. Она отражает необходимые операции, которые используют оператор при управлении процессом.

Построение систем нечеткого управления предполагает выполнение следующих этапов [2]:

1. определить для системы управления её входные и выходные данные;
2. задаться функциями принадлежности для входных и выходных переменных;
3. определить степени истинности каждого правила путем применения функции принадлежности к их фактическим значениям;
4. разработать базу нечётких правил;
5. выбрать и реализовать алгоритм нечёткого логического вывода;
6. преобразовать нечеткий набор значений выводимых переменных к точным значениям;
7. проанализировать процесс управления системы.

Структурно регулятор нечеткой логики состоит из трех элементов, выполняющих последовательно следующие операции (рисунок 1):

преобразование найденных нечетких параметров и их функций в решение задачи в нечеткий логический вывод. Логические правила заранее формируются с помощью операций «ЕСЛИ <предусловие>, ТОГДА <результат>». Фаззи-логическим преобразователем может выступать специальный логический вычислитель.

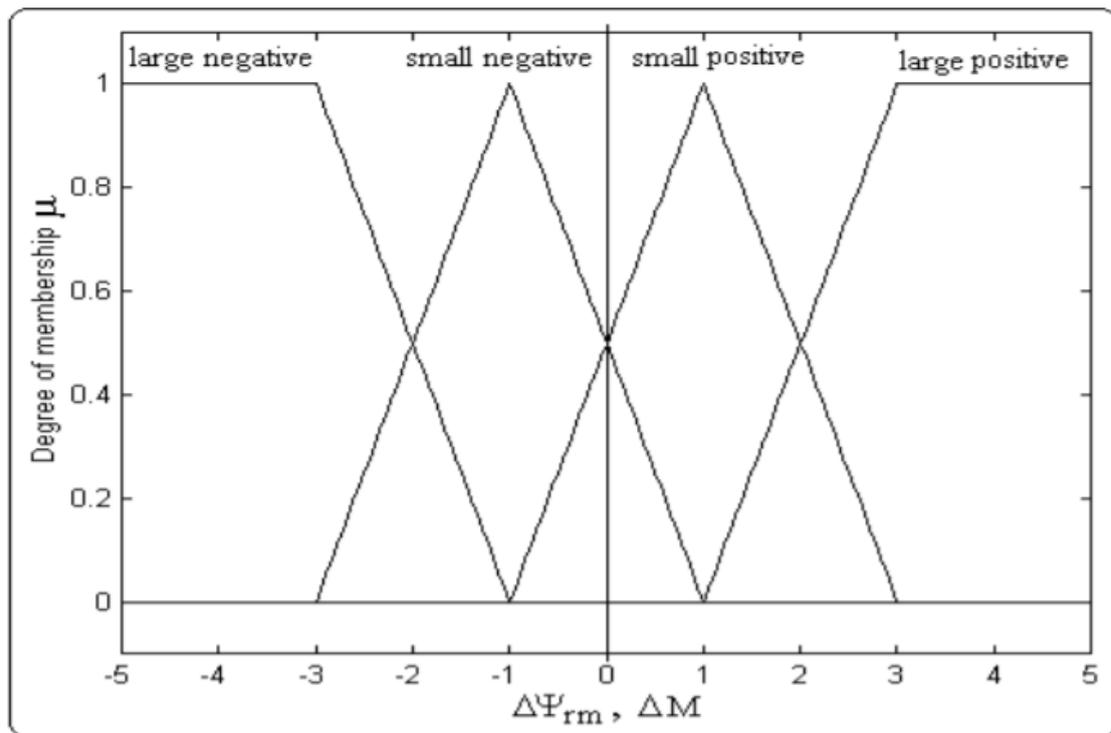


Рисунок 2 – Графики степени принадлежности μ для значений ошибки $\Delta\Psi_{rm}$ и ΔM

Преобразования в нечеткой логике в основном производят с помощью матрицы (рисунок 3). Она заранее формируется на основании базы знаний или правил. В результате на выходе вычисляются некоторые лингвистические значения переменных, обработанная по универсальному методу «максимума–минимума».

Дефаззифицирование – обратная операция фаззифицирования. Здесь происходит преобразование выходных лингвистических значений в физические значения, имеющие размерность. На выходе блока дефаззифицирования получают управляющие воздействия (численные значения). В системе нечеткого регулирования асинхронного электропривода и на практике для такого перевода наибольшее распространение получил метод центра тяжести плоской фигуры, где в качестве выходной величины используется центр тяжести плоской фигуры результирующего множества [3].

Чтобы найти усредненную координату для центра тяжести необходимо вычислить значения функция принадлежности для различных множеств. На их основании определяются три самых больших параметра функции принадлежности соответственного для каждого вектора фазного напряжения статора двигателя при дефаззификации.

В итоге получается определенное физическое значение пространственного вектора выходной координаты. Путем разбиения плоскости, которая образованна осями неподвижной системы координат на 6 секторов, полученное значение преобразуется в трехфазную систему (a^* , b^* , c^*). Определяется мгновенный вектор ошибки регулирования, в зависимости от выбранного сектора, а дальше компенсируются ошибка на основе выбранных векторов напряжений на выходе преобразователя частоты.

Далее необходимо реализовать закон широтно-импульсной модуляции выходного напряжения. Данный закон реализуется при помощи микропроцессора на основании сигналов, полученных по трехфазной системе координат (U_a^* , U_b^* , U_c^*). Оттуда выходные сигналы (U_A^* , U_B^* , U_C^*) подаются на управляющие цепи транзисторных силовых приборов, используемые как мощные электронные ключи.

	ΔM				
		-Б	-М	+М	+Б
$\Delta \Psi$					
	-Б	НН			ВН
	-М		ПП		ВП
	+М	НП			
	+Б	НВ			ВВ

Рисунок 3 – Матрица регулирования при шестисекторном представлении напряжения статора асинхронного двигателя

Важными достоинствами систем управления на основании теории нечеткой логики является возможность их адаптации под различные процессы, малые значения перерегулирования, быстроедействие системы, отсутствие ошибки при измерении снимаемых и вычисления ненаблюдаемых координат исполнительного объекта, отсутствие накопления ошибок. Также использование нечеткой логики значительно уменьшает влияние, вмешательство и участие оператора в процесс управления, что позволяет разработать современные методики управления к производству и регулированию, адаптировать процесс. Нечеткие регуляторы, по сравнению с классическими регуляторами, могут обеспечить более высокие показатели качества переходных процессов и скорости их установления.

Оптимизацию сложных контуров и систем регулирования можно реализовать без проведения различных математических исследований при использовании методов синтеза нечетких алгоритмов управления.

Библиографический список:

1. Григорьева, Д.Р. Основы нечеткой логики [Текст]: учебное пособие / Д.Р. Григорьева, Г.А. Гареева. – Набережные Челны: НЧИ КФУ, 2018. – 42 с.
2. Научный рецензируемый журнал "Вестник СибАДИ" [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/kontroller-nechyotkoy-logiki-v-upravlenii-tehnologicheskimi-protsessami/viewer> (дата обращения 07.03.2021).
3. Электронный архив Томского политехнического университета [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/3143/1/bulletin_tpu-2010-316-4-37.pdf (дата обращения 07.03.2021).

УДК 550.834.53:551.24(470.13)

Геологическое обоснование перспектив нефтегазоносности и программа поисковых работ на поварницкой площади

Богданова А.А.

Научный руководитель – Овчарова Т.А.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Поварницкая площадь в административном отношении расположена в интинском районе Республики Коми, в 34 км на северо-запад от административного центра г. Инты.

Местность участка представляет собой низменную волнистую, местами плоскую равнину. Гидрогеографическая сеть принадлежит бассейну реки Печоры и включает крупные реки Уса, Косью и Шарью, протекающие через территорию Поварницкой площади. На территории Поварницкой площади населенных пунктов нет. Ближайшим населенным пунктом является с. Косьювом, расположен в 14 км к востоку от центра площади.

В тектоническом отношении Поварницкая площадь приурочена к гряде Чернышева и Кочмесской ступени Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба. Поварницкая структура имеет морфологию антиклинальной складки линейной формы, структуры северо-восточного простирания.

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции Поварницкая площадь относится к Хоседаюско-Воргамусюрскому и Кочмесскому НГР Северо-Предуральской НГО.

В строении осадочного чехла принимают породы от ордовикских до четвертичных отложений, которые подразделяются на следующие НГК:

- нижне-среднеордовикский терригенный (на территории участка скважинами не вскрыт) (O_{1-2});
- среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный (O_2-D_1);
- среднедевонско-франский терригенный (D_2-D_{3f});
- доманиково-турнейский карбонатный ($D_{3dm}-C_{1t}$);
- нижне-верхневизейский терригенный (C_{1v1-2});
- верхневизейско-нижнепермский карбонатный ($C_{1v2}-P_1$);
- нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный (P_{1a+k});
- верхнепермский терригенный (P_2).

Основные перспективы нефтегазоносности на Поварницкой площади связываются с верхнедевонскими, нижне- и среднекаменноугольными отложениями.

В соответствии с гидрогеологическим районированием Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции Поварницкая площадь приурочена к двум гидрогеологическим бассейнам 2-го порядка: Чернышевскому и Косью-Роговскому.

С учетом геологического строения, тектонических и литологических особенностей, гидрогеологических и гидрохимических показателей в разрезе Поварницкой площади могут быть выделены следующие гидрогеологические подразделения:

1. ордовикско-нижнедевонский гидрогеологический этаж:
 - водоносный комплекс среднеордовикских, силурийских и нижнедевонских карбонатных отложений (O_2-D_1);
2. среднедевонско-триасовый гидрогеологический этаж:
 - водоупорная (регионально флюидоупорная) толща тиманско-саргаевских отложений (D_{3tm-sr}),
 - водоносный комплекс доманиково-турнейских преимущественно карбонатных отложений ($D_{3dm}-C_{1t}$),
 - водоупорная (зонально флюидоупорная) толща нижне-верхневизейских отложений (C_{1v1-2}),
 - водоносный комплекс визейско-нижнепермских (верхневизейско-артинских) карбонатных отложений ($C_{1v2}-P_1$),
 - водоупорная (регионально флюидоупорная) толща нижнепермских (артинско-кунгурских) отложений (P_{1a+k}),
 - водоносный комплекс средне- верхнепермских терригенных отложений (P_{2-3});
3. юрско-кайнозойский гидрогеологический этаж:
 - водоносный комплекс четвертичных отложений (Q).

В целом для площади преобладающими являются трещинно-карстовые крепкие рассолы хлор-кальциевого типа, хлоридного натриевого состава.

В структурно-геологическом отношении рассматриваемая площадь располагается в пределах Косью-Роговской впадины и прилегающей территории восточного борта гряды Чернышева. Впервые Поварницкая структура была выявлена в 1973 году. В 1988 году структура была выведена из бурения с отрицательными результатами. Структура была переподготовлена в 2013 году работами МОГТ-2D, с целью создания цифровой модели перспективной Поварницкой площади по всей совокупности геолого-геофизических данных, в результате которых были выполнены структурные построения в масштабе 1:50000 по отражающим горизонтам:

- ОГ Iar (P_{1ar}) – приуроченному к границе карбонатных отложений ассельско-сакмарского яруса итерригенно-карбонатных пород артинского яруса нижней перми;

- ОГ IIv (C_{1v}) – приуроченному к подошве визейских отложений нижнего карбона, являющейся границей предвизейского регионального размыва;

- ОГ III_{tm} (D_{3tm}) – приуроченному к подошве тиманских отложений верхнего девона.

В 2019 году были выполнены обработка и интерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ-3D. В результате были получены следующие результаты:

1) В юго-западной части площади работ выделено крупное тектонически-ограниченное поднятие, выраженное в ордовикско-пермских отложениях. Оно представляет собой купол Поварницкого поднятия.

2) В составе верхнедевонско-турнейских отложений выделяются карбонатные банки, расположенные в северо-западной части района съемки. Одна из них предположительно выделяется в районе южного купола Поварницкого поднятия. К крутому северо-западному склону банок, возможно, приурочены рифовые постройки-волноломы.

3) В центральной части района отчетной съемки выделана крупная карстовая воронка. Ее формирование предположительно связано с карстованием серпуховских карбонатно-ангидритовых отложений.

В 2018-2020 г. были проведены работы по сбору, редактированию, оцифровке, переобработке и интерпретации сейсмических данных, характеризующих строение и нефтегазоносный потенциал этой площади. В результате был создан интерпретационный проект, выполнено картирование основных отражающих горизонтов, рассмотрены особенности сейсмического волнового поля, позволяющие судить о седиментологических условиях формирования перспективных нефтегазоносных комплексов.

Целевым назначением поисковых работ на Поварницкой площади является геологическое изучение территории, включая поиски и оценку месторождений углеводородного сырья в пределах Кочмесского-10 участка недр.

Для проведения поисково-разведочных работ на территории Поварницкой площади необходимо обосновать перспективность данного участка на основании анализа тектонических, структурно-формационных, палеотектонических исследований, с учётом особенностей геологического развития структурных элементов различных типов. Анализируя тектонические схемы, структурные карты видим, что структура сформировалась в позднем девоне и имела размеры 60 x 4,6 км.

На основе литолого-фациальных и палеогеографических исследований установлен литологический состав всех стратиграфических подразделений разреза и выяснены палеогеографические условия их образования; изучено наличие коллекторских толщ и покрышек и распространение их по разрезу и в плане.

По геохимическим исследованиям, решены задачи, направленные на изучение битуминозности разреза и геохимической обстановки осадконакопления, выделение нефтегазопродуцирующих комплексов и прослеживание их на рассматриваемой территории. В результате этих исследований составляются геохимические карты и разрезы, на которых следует намечать наиболее благоприятные зоны для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Гидрогеологические исследования на основе выделения водоносных комплексов, изучения распространения различных типов вод, их минерализации, газонасыщенности, статических уровней, установления районов питания и разгрузки позволяют оценивать перспективы нефтегазоносности и степень сохранности возможных скоплений нефти и газа.

В результате указанных исследований структура является благоприятной для открытия залежей.

Также запроектирован комплекс работ, необходимый при проведении поискового бурения: 1) отбор керна в перспективных горизонтах через 20 м; 2) отбор шлама через 5 м проходки; 3) комплекс промыслово-геофизических исследований (изучение геологического разреза скважины; контроль качества цементирования обсадных колонн; отбор проб пластовых флюидов, определение пластовых давлений); 4) также предусматривается опробование испытателем пластов на бурильных трубах.

В результате проведения геологоразведочных работ предполагается наличие трех прогнозируемых залежей:

1) Прогнозируемая залежь нефти в карбонатных доманикоидных верхнедевонских отложениях $D_3f_{m1}+D_3f_3$. Залежи линзовидные тектонически и литологически экранированные. Коллекторами являются известняки со сложной структурой порового пространства. Покрышкой являются плотные глинисто-карбонатные породы верхнего девона.

2) Прогнозируемая залежь нефти в нижнекаменноугольно-верхнедевонских карбонатных отложениях $C_{1t}-D_3$. Коллекторами являются известняки со сложной структурой порового пространства. Покрышкой для залежи являются вышезалегающие плотные глинисто-карбонатные и ангидритные породы нижнего карбона.

3) Прогнозируемая залежь нефти в серпуховских нижнекаменноугольных карбонатных отложениях C_{1s} . Залежь классифицируется как пластовая сводовая, тектонически экранированная. Коллекторами являются известняки со сложной структурой порового пространства. Покрышкой являются вышезалегающие плотные глинисто-карбонатные породы серпуховского яруса нижнего карбона.

Для выявления предполагаемых нефтяных залежей проектируется бурение поисково-оценочной скважины №7-Поварницкая Поварницкая (проектный забой 2850 м, проектный горизонт D_1) на Поварницкой структуре в пределах Кочмесского-10 лицензионного участка. По степени изученности ресурсы УВ отнесены к категории D_0 (структура оценивается как подготовленная к бурению по материалам сейсморазведки и бурения). Таким образом, по предполагаемым залежам были подсчитаны ресурсы категории D_0 :

1) для верхнедевонских отложений: $Q_{геол.} = 150\ 585,2$ тыс. т.; $Q_{изв.} = 22\ 587,7$ тыс. т.;

2) для нижнекаменноугольно-верхнедевонских отложений: $Q_{геол.} = 96\ 092,6$ тыс. т., $Q_{изв.} = 28\ 827,7$ тыс. т.;

3) для серпуховских нижнекаменноугольных отложений: $Q_{геол.} = 82\ 752,6$ тыс. т.; $Q_{изв.} = 24\ 825,7$ тыс. т.

Геолого-экономическая эффективность работ составляет: прирост запасов на 1000,00 рублей затрат – 15,50 т./тыс. руб., затраты на подготовку 1 т. прироста запасов – 64,50 руб./т.

В результате расчета можно сделать вывод, что бурение скважины является экономически выгодным.

Библиографический список:

1. Никонов Н.И. Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ: курс лекций / Н.И. Никонов. – Ухта: Издательство УГТУ, 2006. -312 с.
2. А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Г.А. Габриэлянц и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. Методика поисков и разведки нефти и газа. Книга 1 и 2, Москва, 2015.
3. И.С. Гутман, М.И. Саакян Методы подсчета запасов и оценка ресурсов нефти и газа. Москва, 2015.

УДК 624.131

Перспективные технологии укрепления оснований при устройстве фундаментов в криолитозоне

Горбовая Н.И., Дубовец А.В.

Научный руководитель – Бутов А.В.

*ФГБОУ ВО ВФ Ухтинский государственный технический университет
(филиал в г. Воркута), г. Воркута*

На огромной территории, простирающейся от Мурманска на западе до побережья Чукотки на востоке составляющей от 60 [1] до 65% от общей территории России распространяются многолетнемерзлые породы (ММП), образующие криолитозону, характеризующуюся особым типом осадочного породообразования, своеобразие которого обусловлено криогенными факторами.

За прошедшие десятилетия проектирование и строительство на многолетнемерзлых породах достигло значительных успехов. Были разработаны и апробированы принципы строительства на ММП, построены промышленные предприятия, города, успешно функционирующие в настоящее время.

В арктической зоне по данным Росстата на 2019 год проживало 1,7% населения Российской Федерации, экономический вклад которого составлял 12% ВВП российской экономики.

Устойчивость сооружений в криолитозоне зависит, главным образом, от того, находится ли температура грунта в пределах диапазона, заложенного при их проектировании. Согласно строительным нормам и правилам (СНиП, СП), он рассчитывается по средним многолетним значениям климатических параметров. В расчет закладывается коэффициент запаса, который для большинства сооружений в России и ранее в СССР не превышает 30-40 %.

С ростом температуры грунта его несущая способность неминуемо уменьшается, и задача состоит в том, чтобы определить, когда потепление достигнет предела, за которым он не в состоянии будет выдержать вес стоящих на нем сооружений.

По прогнозу межправительственной группы экспертов (IPCC) и данным оценочных докладов Росгидромета в XXI в. глобальная температура воздуха может повыситься на 1-2 °С, среднегодовая температура воздуха на территории криолитозоны России в 2041-2060 гг. – на 1,9-3,3 °С [2]. Температура холодного периода возрастет предположительно на 2,6-4,2 °С, летняя – на 1-2 °С [2]. Максимальное повышение температуры воздуха ожидается в арктическом регионе. Это может привести к деградации многолетнемерзлых толщ и создать тем самым серьезные проблемы. Резкая активизация деструктивных криогенных процессов: термоденудации, термокарста, термоэрозии на территории развития пород ледового комплекса на территории развития пород ледового комплекса приведет к активному таянию и деградации массивов подземных льдов в верхних горизонтах ММП.

В данных обстоятельствах прежние принципы строительства, основанные на несущей способности пород, сцементированных льдом становятся непригодными. Возведение фундаментов под новые объекты, а также реконструкцию и усиление существующих фундаментов придется вести в талых грунтах. В процессе таяния грунты меняют свою структуру и физико-механические свойства, могут переходить в текучепластичное состояние.

В этом случае задача состоит в укреплении неустойчивых грунтов путем создания массива, способного воспринимать нагрузку в пределах до 9 МПа при одноосном сжатии.

Такое техническое решение предлагает технология струйной цементации грунтов. Сущность технологии заключается в закреплении грунта технологиями, позволяющими разрушать грунт струей цементного раствора с одновременным перемешиванием.

Возможны следующие варианты – разрушение грунта струей цементного раствора, усиленной воздушным потоком, струей воды с последующей подачей цементного раствора для смешения его с грунтом и создания элемента из закрепленного грунта, обладающего заданными прочностными свойствами.

Главные контролируемые параметры закрепленного грунта – это прочность и сплошность грунтоцементного массива.

По составу компонентов перемешивающей струи, взаимодействию с грунтовым массивом и техническому оснащению в описываемой технологии можно выделить три схемы.

Первая схема является самой простой, однокомпонентной. Перемешивание грунта происходит вследствие разрушения массива струей цементного раствора, который подается под давлением до 60 МПа. Применяемое оборудование представлено миксером и насосом, подающим цементный раствор. Размер грунтоцементных колонн составляет в связных грунтах до 0,8 метра, в песках – до 1 метра. Для увеличения диаметра грунтоцементных колонн применяют предварительный размыв грунта во время подъема буровой колонны водяной струей под давлением 20 МПа.

Вторая схема является двухкомпонентной. Для увеличения длины струи и, соответственно, диаметра колонны одновременно подают сжатый воздух под давлением 60-80 кПа, расход при этом составляет до 10 м³/час. Давление водоцементного раствора составляет 40-60 МПа. Подача раствора осуществляется по отдельным полым концентрическим штангам, по внутреннему

контур подается раствор, по внешнему контуру подается сжатый воздух. Монитор имеет дополнительное сопло для создания воздушной оболочки вокруг цементной струи. Воздушная оболочка снижает трение по боковой поверхности основной струи и значительно усиливает ее разрушающее воздействие. Размер грунтоцементных колонн составляет в связных грунтах до 1,5 метров, в песках – до 2 метров.

Третья схема является трехкомпонентной. Суть применяемой схемы состоит в разрушении водовоздушной струей массива и созданием полостей, которые заполняются цементным раствором. В результате получаются колонны из цементного раствора, что значительно повышает несущую способность укрепляемых грунтов. Применяются тройные штанги для отдельной подачи воздуха, воды и цементного раствора.

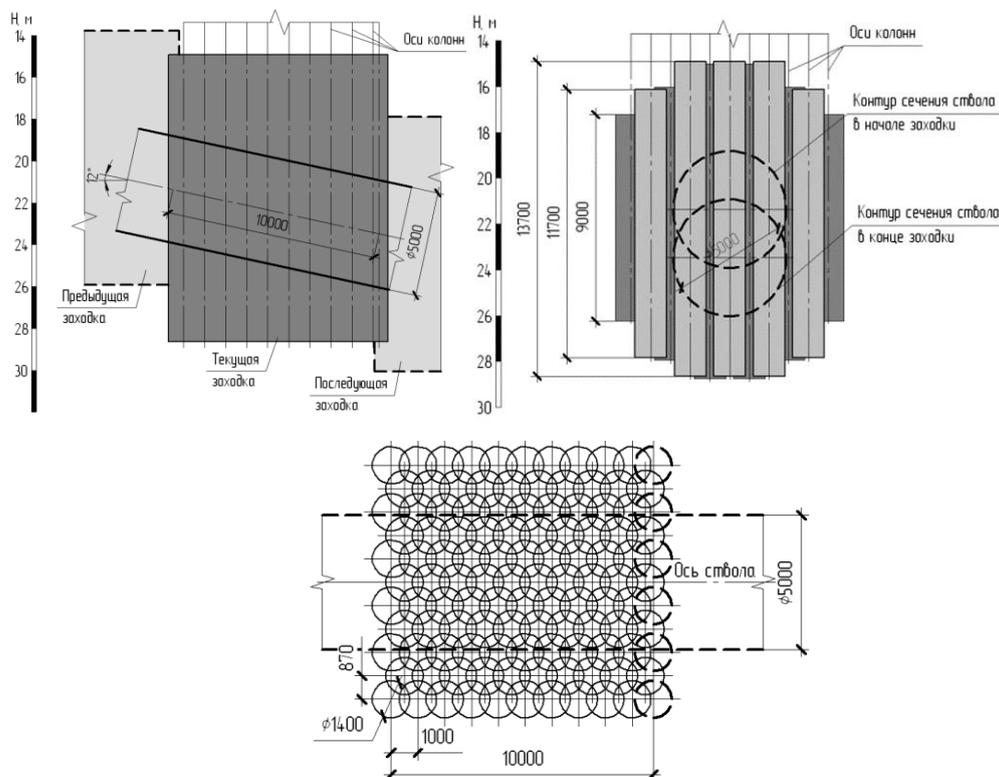
Несмотря на сложность технологической схемы данная технология наиболее подходит для создания грунтоцементных массивов в талых грунтах.

Практическое применение струйной цементации грунтов на территории островного распространения ММП в условиях талых грунтов состоялось в период 2009-2012 гг. в г. Воркута на промышленной площадке ЦОФ «Печорская».

В целях реконструкции шахты Заполярная, а также в перспективе вскрытия запасов шахты №33 производились работы по строительству наклонного ствола (12° к горизонту), соединяющего подземные выработки шахты с промплощадкой ЦОФ.

По данным инженерно-геологических изысканий на участке сооружения верхней приемной площадки и устья ствола с технологическим отходом породный массив представлен верхнечетвертичными отложениями. Состав – пески от крупных до пылеватых, затем глины от текучепластичных до тугопластичных. На участке сооружения устья ствола с технологическим отходом породный массив находился в талом состоянии, что подтверждено анализом керна из разведочной скважины до отметки -55 м.

Был разработан рабочий проект по устройству грунтобетонного ограждения из секущихся грунтоцементных колонн, включающий параметры производства работ на каждой заходке: глубину бурения, длину грунтоцементной колонны, диаметр и шаг колонн. (рис.1)[3].



a–продольный разрез участка цементации грунтового массива; *б*– поперечный разрез участка цементации грунтового массива; *в*– план расположения колонн

Рисунок 1 – Разрезы разрез участка цементации грунтового массива, план расположения колонн

Таким образом была реализована возможность укрепления талых грунтов для сооружения повышенного уровня ответственности. Получен грунтоцементный массив с заданными прочностными характеристиками. По сути в толще структурно-неустойчивых грунтов был создан искусственный массив с заданными механическими свойствами, позволивший провести горную выработку сроком службы 50-60 лет. На пройденном участке нарушения сплошности массива в кровле выработки, а также значительные протечки воды обнаружены не были.

Библиографический список:

1. Кривцов В. А. Физическая география России. Общий обзор. — Рязань, 2001. Физическая география и ландшафты России [Электронный ресурс] : учебное пособие / В. А. Кривцов, А. В. Водорезов ; М-во образования и науки Российской Федерации, Федеральное гос. бюджетное образовательное учреждение высш. образования "Рязанский гос. ун-т им. С. А. Есенина". - Рязань : РГУ им. С. А. Есенина, 2016.
2. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории российской федерации
- 3.Малинин, А. Г. Струйная цементация грунтов / А. Г. Малинин. – Москва: ОАО «Издательство «Стройиздат», 2010. – 226 с. - Текст : непосредственный.
- 4.ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкции и оснований.– Москва: Стандартинформ, 2019.–URL: <https://beta.docs.cntd.ru/document/1200115736> (дата обращения: 10.03.2021) - Текст : электронный.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ АВТОРОВ

А

Абдуллаева С.Г., 619
 Автамонов В.А., 215, 289
 Азарян В.С., 345
 Аламлех Мохаммед, 456
 Аминев Р.М., 16, 25
 Ан В.М., 473
 Антонов Е.Н., 531
 Арутюнян А.С., 476
 Асеева А.О., 709

Б

Базарова А.М., 199, 324
 Бакина К.А., 676
 Бараков В.В., 348
 Басов А.А., 692
 Батыров М.И., 508, 513, 518
 Беззуб А.А., 219
 Белинов М.С., 223
 Белов Д.А., 594
 Белоконь А.В., 18
 Беляева В.А., 351
 Белякова Е.А., 588
 Берг А.П., 104
 Березин Н.Б., 744
 Березина В.Д., 711
 Березина В.П., 555
 Березовский Д.А., 438, 441, 446,
 451, 468

Блинова А.Ю., 592
 Блохин П.А., 292
 Бобкова В.Н., 355
 Богданов С.Д., 683
 Богданова А.А., 798
 Боярченко Е.Е., 227
 Бурин В.Г., 21, 795
 Бурмистрова Д.Д., 230

В

Вавилов С.А., 166
 Валишин Р.Д., 594
 Васнёва Е.Ф., 780
 Вафин Т.И., 360
 Ведешкин Д.А., 25, 568
 Видзон Е.В., 714
 Владимиров А.В., 431
 Власова А.Р., 622
 Власова В.Д., 529
 Внуков Д.И., 598
 Вольф Ю.В., 80
 Ворона А.А., 107

Г

Гаврилова М.Е., 84
 Галджев Д.В., 415, 451
 Галкина А.Н., 529

Гималетдинова Ю.Т., 679
 Гладкова Е.А., 525
 Головешкина М.С., 235
 Горбовая Н.И., 800
 Горбунов Д.Д., 295
 Горячевский А.С., 110
 Грибченко М.С., 562
 Григорьев А.Ю., 27
 Григорьев Л.Ю., 337, 340
 Гришаев Н.С., 238
 Грунковой Т.В., 601, 615
 Губенский А.А., 29
 Гудяева Л.А., 626

Д

Дегтярь Е.П., 644
 Демакова Т.С., 585
 Деменин Е.С., 390
 Демихов В.И., 508, 513, 518
 Денисова А.А., 545
 Диффо Д.Х., 757
 Долгополов И.В., 31
 Дроздова А.Р., 718
 Дубовец А. В., 242, 800
 Дукс Д.В., 238

Е

Ежов Е.В., 363
 Еремеев Н.С., 140
 Еремина Д.В., 628
 Ерохин А.В., 761

Ж

Жданов И.И., 485
 Жижина В.Р., 158
 Жуков И.А., 721

З

Зарипова Н.А., 366
 Захаров В.А., 36

И

Иванов А.П., 175
 Игнатченко О.А., 298
 Искендеров У.Н., 725

К

Кавелин А.С., 39
 Казьмин А.Д., 300
 Калинин И.С., 302
 Камышан Д.В., 630, 633
 Канева М.К., 636
 Капишников А.М., 438, 518
 Каракчиев В.Ю., 175
 Карпов Д.Ф., 555
 Картошкин К.В., 180
 Кенф В.А., 150
 Кикория Т.А., 88

Климанов В.М., 505
 Климошенко О.В., 153
 Ковалев С.А., 334
 Коваленко М.В., 247
 Ковтун М.А., 688
 Кожевин А.И., 764
 Кожемякин Н.В., 683
 Компанец А.Ю., 250
 Конечный К.А., 334
 Коновалова О.С., 728
 Копейкин И.С., 307, 312
 Копылов И.А., 126
 Корб Е.А., 565
 Костюкевич М.С., 93
 Кохан Д.А., 695
 Кочкин Н.В., 43
 Крамарев А.Ю., 97
 Красикова М.Ю., 370
 Красилова К.А., 155
 Кувакина А.О., 372
 Куделин А.Г., 552
 Куликов А.К., 766
 Курасов О.А., 377
 Курбанов З.С., 456
 Кусов Г.В., 420, 426, 498
 Кусова Л.Г., 476

Л

Лаврова С.В., 379
 Лапин А.Е., 254
 Лапин Н.С., 558
 Ласынов В.И., 310
 Латыпова Д.М., 213
 Лебедь А. В., 468
 Лебедь А.В., 438, 441, 446, 451
 Летов А.С., 770
 Леухина Ю.С., 773
 Лешкович Н.М., 492
 Логинов В.А., 383
 Лукьянченко Е.Л., 778
 Лысаков Д.В., 114
 Люосев В.В., 685

М

Маггов А.Е., 780
 Малафеевский А.О., 259
 Мальцев Д.Д., 118, 330
 Мальцева Д.П., 386
 Манов А.А., 45
 Медведева Е.В., 426
 Медведева Е.В., 420
 Межевич Ж.В., 744
 Мезенцев П.А., 639
 Меринов И.А., 508, 513, 518
 Милич Йована, 489
 Минова Е.Н., 166

- Миронов Д.Н., 48
 Мирсаяпов А.Р., 16, 568
 Митрошин А.С., 699
 Михайлов Н.В., 485
 Михеев М.М., 688
 Молчанова А.А., 175
 Мотрюк И.Н., 264
 Музалевский Д.О., 53
 Мусинская Е.С., 170
 Мяндин И.В., 247
- Н**
 Набиева Е.М., 123
 Набиуллин Д.У., 312
 Наумышев Е.Ю., 315
 Некучаев В.О., 685
 Нелин А.К., 431
 Никитина М.С., 644
 Николаев А.К., 366
 Нику Д.А., 473
- О**
 Обердиенко С.А., 210
 Огородников Д.А., 604
 Осипов В.Т., 703
 Осколкова М.Д., 536
 Отев К.С., 57, 320
- П**
 Павлов М.В., 555
 Павлюк Р.А., 481
 Парадовский А.А., 172
 Пеливанов Л.В., 446, 468, 531
 Пельмегов Р.В., 594
 Первак А.С., 733
 Перепелица Д.О., 485
 Пестрякова К.А., 736
 Петрова О.В., 676
 Петрушин Е.О., 476
 Плотникова К.И., 390
 Поздняков И.А., 539
 Полетаева И.А., 607
 Поликарпова М.В., 610
 Политов Н.М., 126
 Полищук А.С., 395
 Поляков И.В., 577
 Попова Л.В., 327
 Потешкина К.А., 529
 Пронина Д.Э., 60, 612
 Протасова А.С., 739
 Проценко А.А., 298
- Пузырев Н.М., 64
 Пухальский В.Е., 132
 Пшенин В.В., 366
- Р**
 Радченко А.В., 703
 Рассадников С.В., 648
 Рассадникова А.А., 651
 Раупов И.Р., 489
 Ребров В.С., 571
 Резанов К.С., 393
 Росторгуев Г.А., 180
 Рочев К.В., 199
 Рочев С.Л., 186
 Рылько Н.М., 327
 Рябчикова А.А., 619, 655
- Р**
 Сабельников М.Ю., 158
 Сабитов М.А., 269
 Сабурова Е.А., 473
 Савельев Д.Ю., 463
 Савенок О.В., 438, 441, 446,
 451, 456, 468
 Сажин А.А., 718
 Сазанова Н.В., 208
 Сарайкина Н.В., 741
 Сарсенгалиев Н.Р., 658
 Сатараев Д.А., 744
 Свинцов В.С., 183
 Семенов К.С., 688
 Сиков С.М., 186
 Скребенков Е.А., 747
 Слепцов А.А., 408, 415, 431
 Сметанин В.В., 574
 Соловьев В.В., 223
 Сорокин К.С., 786
 Ставничук А.Р., 789
 Стеганцова Т.С., 661, 665
 Суховерова П.А., 441
 Суховерова П. А., 531
- Т**
 Тарсин А.В., 685
 Терентьев А., 205
 Терентьева Ю.М., 669
 Терехина Н.М., 607
 Тетерин Д.В., 792
 Ткаченко П.Е., 436
 Траат К.А., 100
 Траат Л.А., 76
- У**
 Уляшев А.Е., 66
 Уторов Д.А., 163
- Ф**
 Фатхуллин К.Д., 615
 Федак А.Н., 639
 Федорова А.А., 751
 Феоктистова Н.В., 672
 Фидан Гудратова, 706
 Филимонов Р.В., 193
- Х**
 Хайруллина Д.Н., 754
 Хламов В.А., 215
 Хозяинова М.В., 733
 Хомутникова У.И., 273
 Хорошилов Р.А., 136
- Ц**
 Циммерман С.А., 692
- Ч**
 Червочкин М.А., 223
 Чердакова А.С., 736, 741
 Черевань В.С., 196
 Черноусов С.Г., 277
 Чувашов А.А., 281
 Чувашов Н.А., 285
 Чупрова В.Н., 203
- Ш**
 Шаблей И.И., 408, 498
 Шаронова Д.З., 585
 Шилов А.В., 581
 Ширков А.Е., 70, 73
 Шиян С.И., 408, 415, 420, 426,
 431, 531
 Шкутов И.В., 395, 399
 Шорохов И.А., 549
 Штанько Е.О., 404
 Шулепов И.Н., 542
 Шутов Д.В., 415, 498
- Ю**
 Юдин М.О., 552
- Я**
 Ямалиева Ю.Р., 370