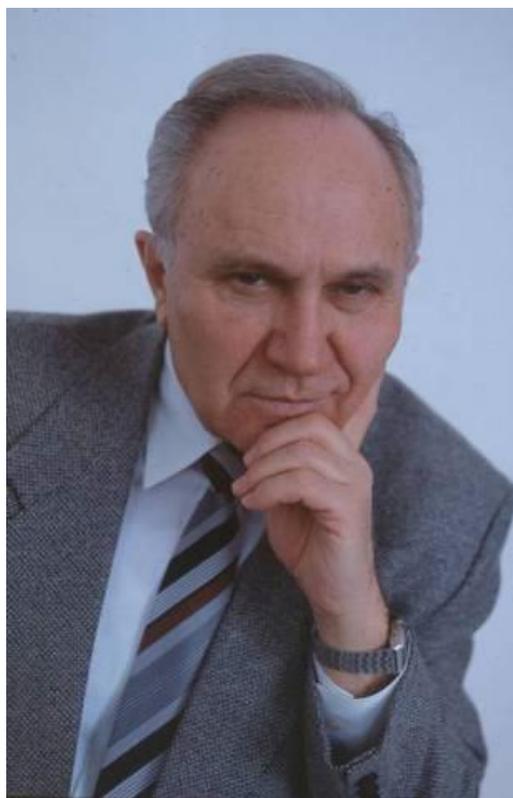


МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)



*Памяти профессора,
доктора технических наук
Геннадия Васильевича Рассохина
посвящается*

Рассохинские чтения

Материалы международной конференции

(2 – 3 февраля 2023 года)

Ухта
УГТУ
2023

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ

МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

(2 – 3 февраля 2023 года)

УДК 622.32(061.3)

ББК 33.36 я5

К 65

Конференция международная (2 – 3 февраля 2023 г. ; Ухта).

К 65 Рассохинские чтения : материалы конференции / под редакцией
Р. В. Агинеи. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2023. – 536 с. : ил. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

ISBN 978-5-6049231-1-5

В Ухтинском государственном техническом университете прошла четырнадцатая международная конференция «Рассохинские чтения». Статусный форум в очередной раз объединил представителей нефтегазовой отрасли, науки и органов государственной власти, став площадкой для обсуждения перспектив развития нефтегазового дела в России, актуальных вопросов и новых технологий поиска и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

В ежегодном форуме, посвященном памяти выдающегося учёного и организатора научной деятельности Г. В. Рассохина, приняли участие представители нефтегазовых вузов, отраслевых союзов, научных и научно-исследовательских организаций, в том числе Российской академии наук, а также компаний-лидеров ТЭК – ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», ПАО «Транснефть», ПАО «Роснефть».

УДК 622.32(061.3)

ББК 33.36 я5

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинеи (гл. редактор); канд. экон. наук Г. Н. Лепшке (зам. гл. редактора); канд. техн. наук Д. А. Борейко; канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; канд. геол.-минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук., доцент Е. Н. Мотрюк; начальник международного отдела А. В. Рочева; канд. техн. наук И. Д. Киборт (научный секретарь); Н. В. Фурсова (секретарь).

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

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: В. В. Конева.

© Ухтинский государственный технический университет, 2023

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

ISBN 978-5-6049231-1-5

План 2023 г., позиция 001(н).

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.

Уч.-изд. л. 28.2. Заказ № 378.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ	11
ПЛЕНАРНЫЙ ДОКЛАД	13
Экологическая безопасность как один из аспектов экономической эффективности нефтегазовой промышленности <i>Богословский В. В.</i>	13
СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ	18
Апробация методик оценки содержания органического вещества в низкопроницаемых нефтегазоматеринских породах по данным ГИС (на примере верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины) <i>Вишератина Н. П., Куницына Т. Н., Ефимова О. В., Кочкина Ю. В.</i>	18
Создание новой концептуальной 3D модели рифовых отложений месторождений и перспективных структур Южно-Хорейверского участка <i>Жемчугова Т. А., Ладейщиков С. В., Дорофеев Н. В.</i>	24
Южно-Лыжско-Керкавожская структурно-фациальная зона нефтегазонакопления <i>Заборовская В. В., Богданов Б. П.</i>	28
Эмпирические и теоретические представления уплотнения горных пород при погружении осадка на примере месторождений Сургутского свода <i>Кузнецова А. М.</i>	33
Эффективная изоляция трапповой интрузии на месторождениях Восточной Сибири <i>Рожкова Д. С.</i>	36
Геохимия органического вещества нефтей и пород верхнедевонско-каменноугольных отложений Баяндынской площади Денисовского прогиба <i>Котик И. С., Саетгараев А. Д., Савельева А. А., Котик О. С., Валяева О. В., Бушнев Д. А.</i>	39
Геометризация залежей и прогноз нефтегазоносности среднеюрских отложений северо-восточной части Шаимского НГР <i>Медведев Н. Р.</i>	42
Опыт моделирования карбонатного пласта Б5 Восточной Сибири <i>Уткин Н. В., Бембель С. Р.</i>	46
Новые методы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа <i>Неркарарян А. Е., Харченко В. М., Стасенко А. А.</i>	50
Литологическое строение и нефтегазоносность верхнесилурийско-нижнедевонских карбонатных отложений вала Гамбурцева (Варандей-Адзвинская структурная зона) <i>Ульницыков И. Л., Нечаев М. С.</i>	53
Особенности геологического строения пласта ЮК4 тюменской свиты в пределах восточной части Краснотенинского свода <i>Рогожнева В. О., Бембель С. Р.</i>	56
Роль геологического строения фундамента при прогнозе нефтегазоносности и выборе направлений геологоразведочных работ на примере месторождений Паннонского бассейна <i>Бембель С. Р., Милей Е. С.</i>	59
Особенности проведения геологоразведочных работ в зонах Арктических территорий <i>Ушаков К. М.</i>	63
Исследование закономерностей распределения параметров пластов <i>Ахмедов Э. Г.</i>	67
Промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы: мегарезервуары в нетрадиционных коллекторах <i>Пуланова С. А.</i>	73

Перспективы наращивания ресурсной базы углеводородного сырья северной части Тэбукской ступени Ижма-Печорской синеклизы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Желудова М. С., Куранов А. В., Петренко Е. Л., Шамсутдинова Л. Л.</i>	79
Перспективы выявления новых залежей углеводородного сырья в терригенных поддоманиковых отложениях зоны сочленения Мичаю-Пашнинского вала с Тэбукской ступенью Ижма-Печорской синеклизы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Матвеева С. Ю.</i>	84
Зона сочленения северной части гряды Чернышева с Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоной – высокоперспективный объект для поиска залежей углеводородов в Тимано-Печоре <i>Куранов А. В., Данилов В. Н., Желудова М. С., Вагина Т. И., Матвеева С. Ю.</i>	87
Перспективы поисков нефтегазовых объектов в верхнеордовикско-нижнедевонском мегарезервуаре на древних палеосводах Печорской синеклизы, методики и технологии геологоразведочных работ <i>Ростовицков В. Б., Колоколова И. В., Белая И. В.</i>	94
Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Верхнепечорской впадины и Среднепечорского поперечного поднятия <i>Ахметжанова З. М., Овчарова Т. А.</i>	103
СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	106
Пути решения задачи определения содержания криптона и ксенона в составе природного газа <i>Терентьев М. Г., Морозова Е. Ю.</i>	106
Совершенствование технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях Тимано-Печорской провинции <i>Близнюков В. Ю., Ткаченко П. Е.</i>	108
Исследование эффективности теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти: от лабораторных исследований до моделирования <i>Сафина Р. Э., Усманов С. А., Судаков В. А., Ситдикова А. В.</i>	111
Особенности мониторинга газоконденсатной и продуктивной характеристик скважин Югидского НГКМ <i>Жданов К. Ю., Ксёиз Т. Г.</i>	116
Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии <i>Шептухин А. В., Жарикова Н. Х., Савенок О. В., Горпинченко А. Н.</i>	119
Влияние теплоносителя на минералогический состав пород коллекторов <i>Курдагия Н. Э., Шарнов А. И.</i>	126
Кислотная композиция для разрушения кольматантов на поверхности противопесочных фильтров <i>Рогов Е. А.</i>	128
Подбор оптимального состава водогазовых смесей для реализации технологии водогазового воздействия <i>Горелкина Е. И.</i>	131
Определение коэффициентов в уравнении Барнеа-Мизрахи для определения вязкости нефти <i>Дроздов А. С., Леонтьев С. А.</i>	134
Подход по термодинамическому моделированию процессов капельного уноса жидкой углеводородной фазы из сепарационного оборудования <i>Волков А. Н., Шиков И. А., Киян П. И., Киян М. М.</i>	137
Внедрение газовых эжекторов на объекте подготовки нефти Западно-Тэбукского нефтяного месторождения <i>Михеев Д. М., Лещев В. И.</i>	140
О добыче газа и нефти из сланцев <i>Яраханова Д. Г.</i>	144

Актуальность формирования карбонатного осадка при смешении пластовых и закачиваемых вод на нефтяных месторождениях Западной Сибири <i>Сальникова Ю. И.</i>	147
Опытно-промышленная разработка участка залежи Кыртаельского месторождения с применением третичных методов увеличения нефтеотдачи <i>Павлюк Р. А., Ткаченко В. Н.</i>	151
Возможность использования геохимических данных на стадии эксплуатации многопластового месторождения <i>Садманова М. В., Невестенко М. А., Тарасова Ю. С., Ермоловский А. В., Протопопов А. А., Казанцев А. С., Рябоконт А. В.</i>	155
Разработка методики обработки данных процесса механического удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах Югидского месторождения с целью прогнозирования критических осложнений <i>Ракк П. П., Матвеев А. А.</i>	159
О процессе сжигания газа, выбрасываемого в атмосферу сепарационными установками <i>Мамедов Р. М., Сулейманзаде Э. М.</i>	163
Некоторые вопросы деградации буровых растворов с высокой концентрацией кольматанта <i>Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н.</i>	168
Разработка газонефтяных залежей Среднеботуобинского месторождения горизонтальными скважинами <i>Ваганов Е. В., Сохошко С. К., Краснов И. И., Данилов А. П., Плазун А. В.</i>	172
О проектировании испытаний на продуктивность в газовых скважинах <i>Мустафаев А. А., Аббасзаде Э. Э.</i>	176
Создание интегрированной модели месторождения с учетом наземной инфраструктуры <i>Труфанов С. В., Мещеряков М. С.</i>	181
Состояние методического обеспечения определения капельного уноса из технологического оборудования на объектах газодобычи <i>Матейчук Л. В., Шиков И. А., Волков А. Н., Игумнов Д. В.</i>	187
Исследование действующих скважин по технологии предварительного спуска прибора под электроцентробежный насос <i>Кузнецова Г. Я.</i>	194
Экспериментальные исследования флуктуационных процессов при движении газожидкостных смесей в трубах <i>Исмаилов Ш. З., Меликов Г. Х., Сулейманов А. А.</i>	197
Многокритериальный подход к выбору диаметра и длины лифта газлифтной скважины <i>Исмаилов Ш. З.</i>	202
Динамический анализ доразработки нефтяных залежей <i>Аббасова С. В.</i>	207
Повышение эффективности геолого-технических мероприятий интенсификации газовой добычи <i>Мамедова Г. Г.</i>	212
Гидродинамические условия МАйкопских отложений Евлах-Агджабединского прогиба / Hydrodynamic conditions of the Maikop Sediments of the Yevlakh-Agdzhabedinsky trough <i>Мамедова С. Б., Алиярова Х. Э.</i>	215
Совершенствование подхода по применению многозобойных скважин на примере Осваньюрского месторождения <i>Шуленин В. С., Кудаков Д. В.</i>	219
Анализ эффективности колтюбинговых технологий для интенсификации добычи флюидов из продуктивного пласта <i>Калашиников Д. С., Верисокин А. Е.</i>	224
Вытеснение конденсата, попавшего в свиту из подземного хранилища газа (ПХГ) / Discharge of condensate entering the formation from the underground gas storage (UGS) <i>Алиева О. А.</i>	226

Особенности фильтрации вязко-пластичных жидкостей в пористой среде <i>Мамедов Р. М., Султанова А. В.</i>	229
Об учете объема газа, растворенного в попутно добываемой воде, в общем объеме скважинной продукции нефтяных месторождений <i>Фоминых О. В., Леонтьев С. А.</i>	234
Оценка коммерческой эффективности использования химической композиции при добыче нефти на скважинах пермокарбоневой залежи Усинского нефтяного месторождения <i>Ильясов В. Х., Полубоярцев Е. Л., Павловская А. В., Асбапов Р. Р.</i>	237
СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА	242
Ингибиторная защита трубопроводов от внутренней коррозии <i>Маслов А. А., Семиткина Е. В., Кувакина А. О.</i>	242
Обзор существующих методов и технологий выборочного ремонта промысловых нефтепроводов <i>Григорьев Л. Ю., Маслов А. А.</i>	249
Оценка техногенного воздействия на многолетнемерзлые грунты при эксплуатации магистральных газопроводов <i>Казакова Т. И., Шишкин И. В., Бирилло И. Н., Филиппов П. В.</i>	256
Анализ влияния параметров выдávки на механические свойства трубной стали <i>Малинин В. Г., Савич В. Л., Мучкинова Л. И., Отев К. С.</i>	259
Использование солнечного коллектора на газовой распределительной станции в узле предотвращения гидратообразования <i>Иванов А. П., Дунаенко А. В.</i>	263
Возможности использования программного комплекса ANSYS для задач теплопереноса при определении толщины изоляционного покрытия <i>Богачук А. К.</i>	266
Корректировка температурного графика в тепловых сетях компрессорных станций <i>Марьин М. С.</i>	271
Моделирование процессов вытеснения паров нефти и нефтепродуктов при операциях погрузки танкеров <i>Пшенин В. В., Густов В. С., Скоробогатов А. А.</i>	275
Сорбенты, используемые для улавливания и утилизации диоксида углерода на сегодняшний день <i>Салахов И. И., Амансарыев А. Б., Горячев А. А.</i>	278
Анализ факторов, влияющих на параметры электрохимической защиты трубопроводов промышленных площадок <i>Кабулов А. К., Гречкин Е. С., Галеева М. А.</i>	281
Управление эффективностью в системах транспорта и хранения углеводородов с применением моделей нейродинамического программирования <i>Чижевская Е. Л., Земенкова М. Ю., Земенков Ю. Д.</i>	284
Обоснование параметров компенсаторов-упоров на участках, примыкающих к камерам пуска/приема СОД <i>Пшенин В. В., Густов А. А., Скоробогатов А. А.</i>	288
Расчет теплового влияния на мерзлый грунт заглубленного нефтепровода в условиях крайнего севера <i>Мальгин М. А., Подгальний Н. А.</i>	291
Оптимизация межпромыслового транспорта южно-низового – низового н/м <i>Корепин А. А.</i>	294
Моделирование процесса трубопроводного транспорта углеводородов на лабораторном контуре <i>Юринов А. И., Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р., Багавеев А. М., Горячева Е., Харитонов Е. В.</i>	302

Исследование физико-химических свойств нефти и газа месторождения Бахар ПО Азнефть <i>Гурбанов А. Н., Сардарова И. З.</i>	307
Использование тепла уходящих газов для отопления укрытия газоперекачивающего агрегата Ц-25 НК.РМ/СМ <i>Ситников Д. С.</i>	311
Определение гидравлических потерь высокоскоростных потоков газа в трубопроводах газораспределительных станций <i>Янчук В. М., Кузьбожев А. С., Бирилло И. Н., Шишкин И. В.</i>	314
Анализ устойчивости в продольном направлении газопровода подводного перехода <i>Сарычев И. Л., Кузьбожев А. С., Бирилло И. Н., Шишкин И. В.</i>	318
Возможности модернизации блока подготовки топливного, пускового и импульсного газа <i>Шуганов М. Н., Чекардовский С. М.</i>	323
Об утилизации метанольных, высокоминерализованных пластовых вод <i>Алекперов Ю. З., Исмайылова Х. Г., Исмайылова Ф. Б.</i>	326
Анализ материалоемкости труб и утяжелителей, обеспечивающих устойчивость против всплытия <i>Махнин М. А.</i>	330
О фрактальности структурных свойств водонефтяных эмульсий <i>Сафаров Н. М., Исмайылова Х. Г.</i>	334
О волнах возмущения давления в упруговязких трубах <i>Исмайлов Р. А.</i>	338
Разработка методики определения напряженно-деформированного состояния надземных переходов линейной части магистральных газопроводов <i>Трапезников С. В., Саломатин А. С., Кукушкин С. С., Бондина А. Н., Тронза В. С.</i>	342
Разработка технических решений для противозерозионной защиты трубопроводов в особо сложных условиях эксплуатации <i>Сарычев И. Л., Кузьбожев П. А.</i>	347
Оценка напряженно-деформированного состояния трёхслойного полимерного образца трубы под действием внутреннего давления <i>Игнатик А. А.</i>	350
Тарифные аспекты трубопроводной транспортировки нефти Тимано-Печорской нефтегазовой провинции <i>Серикова И. П., Борейко Д. А.</i>	356
Проведение учебных занятий по профессии Стропальщик с применением технологий виртуальной (VR) и дополненной реальности (AR) <i>Рыжих М. С.</i>	359
Повышение эффективности транспортировки нефти по магистральному трубопроводу с использованием противотурбулентных присадок <i>Тоначев К. С., Шадрина А. В.</i>	362
Реализация результатов моделирования процессов теплоотдачи при осуществлении технологических операций на «горячем» магистральном нефтепроводе комбинированного способа прокладки <i>Бабичева Е. Б., Бабичев Д. А.</i>	368
СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ	374
Сравнение математических моделей фильтрационных связей для прогнозирования показателей разработки в условиях неоднородных коллекторов <i>Чувашов Н. А., Кунцев В. Е.</i>	374

Принципиальные особенности настройки гидродинамических моделей для интегрированного моделирования в конфигурации №2 с использованием процессов автоматизации	
<i>Игнатовский С. И., Черепанов М. С., Азупов М. А., Рязанова Е. Н.</i>	377
Методика определения оптимальной технологической схемы режимов перекачки газа в технологических трубопроводах обвязок блоков пылеуловителей	
<i>Беляев С. Н., Богданов Н. П., Тарсин А. В.</i>	381
Оценка вероятности реализации риска в системе поддержания пластового давления	
<i>Грунско́й Т. В., Фатхуллин К. Д.</i>	387
Математическая модель построения функции принадлежности в задачах оценки достоверности запасов углеводородов	
<i>Кожевникова П. В., Чувашов А. А., Шпаковский Д. В.</i>	390
Применение метода анализа иерархий для оптимизации процесса электролизного восстановления железа в цикле регенерации наночастиц магнетита	
<i>Смирнов Ю. Г., Ивенина И. В.</i>	393
Исследование причин и прогноз поглощений на месторождениях Восточной Сибири	
<i>Левенец Н. А.</i>	395
Оценка технического состояния агрегатов транспортных средств с использованием технологии нечеткого моделирования	
<i>Чувашов А. А., Кожевникова П. В., Мушинский В. Л.</i>	399
Использование математической модели искусственной нейронной сети для поддержки принятия решения при выборе специальности абитуриентом	
<i>Шилова С. В., Дорогобед А. Н.</i>	404
Применение решения уравнения Бакли-Левретта с учетом гравитации для моделирования разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами	
<i>Федоров К. М., Блинов Е. В.</i>	408
СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ	418
Анализ существующего опыта и техники для разрушения водонефтяных эмульсий	
<i>Виноградов Н. Ю., Полищивайко Д. В., Борейко Д. А.</i>	418
Разработка и исследование центробежных газосепараторов для защиты погружных винтовых насосов от вредного влияния свободных газов	
<i>Бессолов Д. А., Борейко Д. А.</i>	423
Исследование геометрических характеристик струйных насосов в составе тандемной установки	
<i>Маруев К. Я., Бобылева Т. В.</i>	426
Применение нанотехнологий при изготовлении, техническом обслуживании и ремонтах бурового и нефтегазопромыслового оборудования	
<i>Соловьев В. В., Лауденишлегер Л. О.</i>	431
Исследование системы с отрицательной жесткостью для снижения вибрации в магистральном нефтеперекачивающем насосном агрегате	
<i>Хабаров М. В., Борейко Д. А.</i>	434
Разработка методики исследования резьбовых соединений НКТ на экспериментальном стенде с рекомендациями по повышению износостойкости	
<i>Денисов М. А., Борейко Д. А., Дзвиняцкий В. Н.</i>	440
Совершенствование технологического комплекса производства технического термического углерода для конверсии отходящих газов в товарный водород (на примере Сосногорского ГПЗ)	
<i>Белякова А. А., Беляков Е. В., Борейко Д. А.</i>	445

Анализ существующих проблем использования систем уплотнения для валов центробежных нагнетателей <i>Пушин А. П., Борейко Д. А.</i>	450
Исследование процесса параметрического диагностирования проточной части газотурбинного двигателя и динамики изменений его термогазодинамических показателей <i>Бейкель И. А., Чекардовская И. А., Чекардовский С. М.</i>	454
Высокоэффективный способ разделения нефтяной эмульсии <i>Тарамов Ю. Х., Муртазов Э. З.</i>	460
К вопросу повышение степени очистки кавернозных интервалов при бурении нефтяных и газовых скважин <i>Вороник А. М., Логачёв Ю. Л., Трохов В. В.</i>	462
О методике расчета колонны насосно-компрессорных труб для разбуривания песчано-глинистой пробки в стволе скважины с использованием винтового забойного двигателя <i>Андрианов Н. И.</i>	468
Анализ преимуществ и недостатков использования магнитных подшипников для роторных систем <i>Павлов А. С., Борейко Д. А.</i>	471
Предварительная оценка эффективности работы солнечных гидравлических установок на нефтяных и газовых месторождениях <i>Королева Д. А., Шайдаков В. В.</i>	474
Обоснование и подбор оборудования мобильного комплекса для изготовления полимерного армированного трубопровода <i>Шайдаков В. В., Копейкин И. С.</i>	477
О необходимости создания нового оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин <i>Шайдаков В. В., Костиловский В. А.</i>	480
Способ корректировки положения ротора в магнитных опорах <i>Гончаров И. О., Матюшкин И. И., Галеев А. В., Бердин И. В., Рубин М. Н.</i>	483
Внедрение инновационных технологий обеспечивающих повышение эксплуатационной надежности транспортных средств в производственных масштабах <i>Алексеев А. В., Каплин А. Е., Хасанов А. Т., Никитин И. Н.</i>	488
СЕКЦИЯ 6. SPECIAL FEATURES OF OIL AND GAS MINING REGIONS (GEOLOGICAL, ECOLOGICAL, CULTURAL ETC.)	494
On the approach to mathematical modeling of gas transportation in the conditions of the Northern climate based on hybrid computer systems <i>Spiridonov S. V., Serikov D. Yu., Boreiko D. A.</i>	494
Development of the European North-East in the 1930s-1950s: ecological aspect <i>Liubov A. Maksimova</i>	500
Retrospective features of the formation of the modern structure of the oil production <i>Соходон Г. В.</i>	503
СЕКЦИЯ 7. УПРАВЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ	506
Особенности применения автоматизированных систем в практике процессного управления <i>Гуда П. Н.</i>	506
Вопросы цифровизации промышленных предприятий, проблемы и пути их преодоления <i>Кирилюк Н. В.</i>	508
Концептуальные аспекты государственного управления устойчивым социально-экономическим развитием Арктической зоны Российской Федерации <i>Загитова Л. Ф.</i>	511

Совершенствование закупочной деятельности в строительных организациях нефтегазовой отрасли <i>Фоменко А. А.</i>	514
Как повысить эффективность материально – технического обеспечения предприятия <i>Лобов А. В.</i>	517
Финансово-экономические аспекты управления муниципальными образовательными организациями <i>Барышникова Е. И.</i>	520
Роль современных технологий в развитии новой маркетинговой политики <i>Алёшин С. И.</i>	525
Концептуальные аспекты управления стандартизацией в нефтегазовой отрасли на базе интеграционно-сбалансированного подхода <i>Дуркин А. А.</i>	528
Российский нефтегазовый комплекс в современных реалиях <i>Родыгин А. А.</i>	530
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	535

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ

Уважаемые участники и гости
Международной научной конференции «Рассохинские чтения»!

Я искренне рад приветствовать вас в стенах Ухтинского государственного технического университета, приветствовать лично и от имени многотысячного коллектива УГТУ, на нашем традиционном форуме, посвященном памяти Геннадия Васильевича Рассохина – профессора, доктора технических наук, ректора Ухтинского индустриального института с 1980 по 1997 год.

Коллектив нашего университета видит в «Рассохинских чтениях» важный элемент системы обеспечения модернизационных процессов нефтегазовой отрасли. Вместе с тем мы полагаем, что очень важна воспитательная функция конференции, и здесь громадное значение имеет сам образ Геннадия Васильевича Рассохина: ученого, преподавателя, организатора научно-педагогической деятельности, гражданина и патриота. А еще Геннадий Васильевич был настоящим новатором, человеком, устремленным в будущее. Это качество, в котором остро нуждается сегодня отечественная наука, и мы верим, что молодые участники конференции примут у Геннадия Васильевича эту эстафету новаторства, что пятнадцатые «Рассохинские чтения» дадут им путевку в большую науку.

Да, наша конференция проводится уже в пятнадцатый раз. Дата хотя и не юбилейная, но все же знаменательная. Она, с одной стороны, придаёт мероприятию дополнительную торжественность, а с другой – служит поводом для подведения некоторых итогов.

Первый межрегиональный научно-практический семинар «Рассохинские чтения» состоялся в УГТУ в 2009 году. С этого момента в истории мероприятия произошли значительные изменения: межрегиональный семинар получил статус межрегиональной, а затем международной конференции, количество докладов увеличилось в пять раз, значительно вырос масштаб форума – и по количеству участников, и по географии.

С «Рассохинскими чтениями» связан целый ряд знаменательных событий и важных проектов УГТУ:

- здесь был впервые анонсирован проект «Ухта – родина первой российской нефти», предложенный ректором Николаем Денисовичем Цхадая;
- здесь была впервые представлена идея инновационного территориального кластера «Топливо-энергетические технологии»;
- в ходе конференции состоялось открытие геологического музея имени доктора геолого-минералогических наук Олега Сергеевича Кочеткова.

«Рассохинские чтения» являются сегодня одной из важных «точек роста» науки о нефти и газе – не только в России, но и в международном пространстве. Конференция собирает ведущих специалистов газовой отрасли – представителей научно-исследовательских, проектных организаций и производственных предприятий, преподавателей, аспирантов, сотрудников нефтегазовых вузов России. Здесь обсуждаются прежде всего вопросы технического и технологического обеспечения производства, однако большое внимание уделяется также экономическим и экологическим аспектам нефтегазовой науки.

Исключительную важность эти аспекты приобретают в условиях современной геополитической обстановки, которая требует от нас пересмотра многих традиционных подходов к развитию отрасли. Перед топливно-энергетическим комплексом России сегодня стоят три ключевые стратегические задачи: устойчивое снабжение внутреннего рынка, диверсификация экспорта, развитие глубокой переработки. Задачи не новые, но за минувший год они приобрели исключительную актуальность, и решать их мы должны в режиме фактического «импортоотключения» России.

Многие доклады, вошедшие в программу «Рассохинских чтений», так или иначе посвящены решению этих задач. Кроме того, современный геополитический контекст определяет тематическое поле дискуссионной площадки, которая впервые организована в рамках нашей конференции. Дискуссия обещает быть интересной, и ее результаты, как и результаты обсуждения докладов на секционных заседаниях, найдут отражение в итоговой резолюции чтений.

Желаю вам вдохновенной и плодотворной работы, уважаемые коллеги. Спасибо за внимание!

***Р. В. Агиней, председатель оргкомитета
конференции, ректор УГТУ, доктор технических
наук, профессор***

ПЛЕНАРНЫЙ ДОКЛАД

УДК 574:504.6:622.276/279

Экологическая безопасность как один из аспектов экономической эффективности нефтегазовой промышленности

Богословский В. В.

Международный экологический Фонд «Чистые моря», г. Москва, Россия

Начиная с 2009г. Международный экологический Фонд «Чистые моря» ведёт активную работу по привлечению внимания бизнеса к решению проблем экологической безопасности и зарекомендовал себя, как эффективная компания по повышению экологического рейтинга предприятия.

В настоящее время экология прочно вошла в перечень первоочередных задач и стала обязательным трендом в среде эко-ориентированных компаний, несмотря на определённые послабления, связанные в последнее время с ковидными ограничениями и СВО со стороны контролирующих органов. Экологический фонд «Чистые моря» осуществляет экологическое сопровождение промышленных предприятий с 2009 года. За это время накоплен колоссальный ресурс, который позволяет обобщать и аккумулировать знания о наиболее эффективных и экономически обоснованных производственных решениях в вопросах экологической безопасности.



Рис. 1 – Деятельность фонда «Чистые моря»

Специалисты Фонда обладают не просто знаниями в области промышленной экологии и экологического законодательства, а многолетним опытом работы со специфическими потребностями компаний, занимающихся добычей различного сырья, переработкой, а также перевалкой и транспортировкой, сотрудничают с ведущими научными институтами, в том числе Российской академии наук, профильными ВУЗами, специализированными лабораториями, что позволяет нам использовать на практике передовые научные достижения. Опыт и знания тенденций развития механизмов государственного и правового регулирования позволяют действовать на опережение в принятии решений по повышению экологических показателей хозяйственной деятельности промышленных предприятий. Яркий тому пример – Мурманский морской торговый порт, который в 2013-14 годах оказался под угрозой закрытия.

Целый комплекс мероприятий, предложенных специалистами фонда «Чистые моря», помог крупнейшему арктическому порту не только продолжить работу, но и стать сегодня одним из самых прогрессивных в области экологической безопасности.

На сегодняшний день в профессиональном портфеле Фонда по экологическому сопровождению более 25 морских портов по всей России и десятки промышленных предприятий: от стадии проектирования, строительства и до стадии эксплуатации. 100% сопровождаемых проектов получают положительное заключение Государственной Экологической Экспертизы.

Мы помогаем не только наладить работу согласно всем существующим на данный момент экологическим требованиям, но и осуществить оптимизацию затрат. За время существования Фонда благодаря комплексной работе наших специалистов нам удалось сэкономить расходы наших партнеров в части реализации природоохранных мероприятий на сумму более **1,5 миллиарда рублей**. В основном, это профессиональная работа на базе лабораторных данных по оптимизации расчёта ущерба водным биоресурсам.

Стоит отметить, что нефтяная промышленность в сознании обывателя всегда занимала одно из первых мест по негативному воздействию на окружающую среду, и что любая хозяйственно-производственная деятельность всегда сопровождается образованием отходов.

- ✘ Загрязнение атмосферы тяжелыми металлами
- ✘ Сброс сточных вод, загрязнение водоемов
- ✘ Накопление твердых отходов, токсикация почв, водных ресурсов
- ✘ Потеря биоразнообразия, потепление климата



Рис. 2 - Влияние нефтяной промышленности на окружающую среду

Многие малые предприятия закрывают глаза на вопросы экологии, средние - решают их по мере возможности, а крупные - нанимают компании, специализирующиеся на сборе, транспортировании, обработке, утилизации, обезвреживании отходов. Но не всё гладко. Мы собрали свежую информацию по штрафам за причинение ущерба окружающей среде. Не будем озвучивать названия компаний, но многие из них - это не те, кто производят отходы, а те, кто непосредственно занимаются их переработкой и утилизацией. Это говорит о том, что к выбору таких компаний надо относиться не менее серьёзно, чем к самой проблеме обращения с отходами - особенно 1-3 классов опасности. Здесь на кону – и репутация, и непоправимый вред окружающей среде.

В любом случае, опыт показывает: гораздо эффективнее (и с точки зрения экономики, и с точки зрения экологии) не ликвидировать экологические нарушения или последствия катастрофы, а предотвращать их.

Экологизация нефтяных компаний России, повышение экологической культуры производства позволит не только уменьшить загрязнение среды, но и получить чистое сырьё, что, в свою очередь, повысит доходы компаний, работающих в данной сфере.

Сегодня в арсенале экологов есть все современные инструменты для этого. Приведу в пример некоторые из них.

Практически забытый **авиамониторинг с помощью малой авиации**. Он был особенно популярен до середины 80-х годов прошлого века. Сейчас перед нами стоит задача – возродить

этот метод исследований в нашей стране. Несколько лет Фонд вместе со своими партнёрами и учеными Института Северцова Российской академии наук осуществляет авианаблюдения за морскими млекопитающими. В 2019 году начали с Чёрного моря – провели авиаучёты дельфинов. Затем были две успешные комплексные экспедиции «Хозяин Арктики» по авиаучетам белого медведя. Об этих проектах можно посмотреть снятые нами документальные фильмы «Рядом с медведями. Дневник воздушных экспедиций», они транслировались на федеральных телеканалах и теперь доступны на ютубе. Сейчас мы готовимся продолжить начатые в 2021 году исследования тюленя на Каспии.



Рис. 3 - Воздушная лаборатории для авианаблюдений

Нет и не было сомнений в прикладной и практической полезности этих работ. Дело в том, что с борта самолёта можно получать достоверную, оперативную и качественную информацию не только о животных. Авиамониторинг – незаменимый помощник для ведения наблюдений за осуществлением хозяйственной деятельности в самых труднодоступных районах. Утечки, разливы и их масштабы, мусорные острова, браконьерские сети, незаконная добыча и т.д.

Все это возможно зафиксировать с привязкой к точным координатам с помощью специального оборудования, которым оснащается воздушная лаборатория. Конечно, определить состав масляного пятна на поверхности вод с самолета, как и ликвидировать его – невозможно. Зато можно предотвратить более серьезные последствия. Кстати, коллеги из одного института недавно с помощью авианаблюдений обнаружили заброшенную нефтешуку, которая хоть и не действует уже давно, но все же остается источником экологической опасности.

Еще один важный ресурс для промышленной экологии, о котором все слышали, но пока мало, кто использует на практике по такому назначению. Космоснимки. Наши коллеги из МИП Почвенного института им. В.В. Докучаева научились дешифровать их таким образом, что можно даже воссоздать природный ландшафт 20-30-летней давности, - тот, который был на этой территории, например, до появления промышленного предприятия. Таким образом, метод ретроспективного анализа дает возможность определить, «когда произведен вред?», и выяснить, имеет ли это предприятие отношение к причинению экологического вреда (загрязнение, захламенение и пр.).

Вот сравните два эти космоснимка. На фото 2002 земля между двумя реками изумрудно-зеленая, а на снимке 2020 года охристо-палевая. Если на этой территории есть промышленное предприятие, это весомый аргумент, чтобы провести полноценное экологическое исследование уже на земле и установить, с чем связаны такие изменения. Не исключено, что предприятие обяжут провести рекультивацию, т.е. привести участок в

исходное состояние, благоприятное для окружающей среды и человека. Хотя, откровенно говоря, восстановление нарушенного объекта до исходного состояния невозможно. Причина в том, что природные объекты многокомпонентны, тесно взаимосвязаны и формируются в течение сравнительно длительного времени – иногда сотни и тысячи лет. Поэтому на практике каждый раз такое «исходное» состояние определяется на усмотрение эксперта, например, производится сравнение с контрольными участками, расположенными в аналогичных условиях, или с аналогичными объектами.

Поймы рек Бузан и Ахтуба

Дата снимка: 13 июля 2002 г.



Исходное состояние

Дата снимка: 26 февраля 2020 г.



Налицо – деградация земель



Рис. 4 – Космоснимки.

Еще один эффективный и современный инструмент промышленной экологии – **установка непрерывного пиролиза для переработки отходов нефтяного промысла**. Это разработка наших партнеров – компании «Безопасные Технологии». В результативности и экологической безопасности нет сомнений: разработка прошла Государственную экологическую экспертизу, а экологи Фонда «Чистые моря» осуществляли экологическое сопровождение и подготовку пакета соответствующих документов. Установка способна решить проблемы утилизации отходов бурения и нефтешламов как на стадии проектирования, так и уже на стадии складирования опасных отходов.

Установка термической деструкции – 2 разработана таким образом, что может быть использована для уже накопленных отходов – в составе полигона и для вновь образующихся. Во втором случае эти установки используются непосредственно в привязке с буровыми установками и позволяют вести безамбарный метод бурения.

Установки термической деструкции утилизируют все побочные продукты от нефтедобычи, не оставляя отходов. На выходе остаётся технический грунт, техническая вода, пиролизный газ и печное топливо. Всё это можно повторно использовать без вреда для окружающей среды и человека.

Ввод в эксплуатацию подобного Комплекса непосредственно на Объекте позволит:

- Сократить расходы по вывозу и захоронению отходов;
- Исключить риски штрафных санкций за негативное воздействие на окружающую среду при транспортировке;
- Сократить операционные расходы за счет отсутствия необходимости ведения непрофильной деятельности;
- Решить проблему утилизации отходов нефтяного промысла!

Хочу подчеркнуть, что утилизация отходов, в том числе, нефтесодержащих – это необходимость, предусмотренная законодательством и здравым смыслом. Грамотно используя продукты вторичной переработки, мы бережем ценные ресурсы природы. А грамотно их утилизируя или обезвреживая, мы значительно экономим средства. Обратите внимание, насколько экологические штрафы выросли за последние пару лет. Если раньше они исчислялись сотнями тысяч, то сейчас - десятками миллионов рублей.

Наша работа всегда сопровождается достаточно мощной информационной поддержкой, а также природоохранными и экологопросветительскими проектами. Это очень важно, ведь ни для кого не секрет, что информация, поступающая из всех источников средств массовой информации, включая соцсети, способна оказывать серьёзное влияние на формирование общественного мнения, вызывая как положительный, так и отрицательный резонанс в отношении природопользователей.



Пресс-конференция в ИА «Россия Сегодня»
Почётный гость – А.Н.Патрушев, генеральный директор АНО «Центр «Арктические инициативы»



Пресс-конференция – выставка в музее «Парк Горького»

Почётный гость - Н.В.Корнунов, посол МИД России по особым поручениям, старшее должностное лицо Арктического Совета от РФ



Официальная встреча с участниками экспедиции в Правительстве Республики Саха (Якутия)
под председательством А.С.Николаева, Главы Республики



Пресс-конференция – встреча экспедиции на аэродроме «Северка»
Почётный гость – С.Г.Радионова, руководитель Росприроднадзора



Официальная встреча с участниками экспедиции в Правительстве Архангельской области
под председательством Е.В.Автушенко, зам. председателя Правительства

Рис. 5 – Информационное сопровождение проектов

Самые выгодные инвестиции сегодня – инвестиции в чистую планету. Бизнесу в современных реалиях выгоднее вкладывать средства в сохранение окружающей среды, чем тратить их на то, чтобы обойти природоохранное законодательство. Сложившийся стереотип о том, что промышленность и экология не совместимы - в корне не верен. Экологическая деятельность не должна отрицать все, что связано с развитием научно-технического прогресса и экономики. Напротив, необходимо построить гармоничные отношения между экологией и бизнесом.

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 550.85 (470.13)

Апробация методик оценки содержания органического вещества в низкопроницаемых нефтегазоматеринских породах по данным ГИС (на примере верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины)

Вишератина Н. П., Куницына Т. Н., Ефимова О. В., Кочкина Ю. В.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Отложения верхнеартинской терригенной молассы в пределах Верхнепечорской впадины (ВПВ) Предуральяского краевого прогиба представляют собой сложнопостроенный природный резервуар прибрежно-морского генезиса, характеризующийся тонкослоистым песчано-глинистым составом пород и широким субрегиональным распространением. Условия формирования этой низкопроницаемой сложнопостроенной толщи дают основания предполагать, что они могут являться газоматеринскими и в ней могут быть сосредоточены достаточно большие запасы углеводорода (УВ).

Верхнеартинская моласса – это мощная толща (до 1400 м) с довольно равномерным чередованием песчано-алевролитовых пород и аргиллитов, с прослоями известняков и мергелей. Доля песчаных прослоев возрастает вверх по разрезу. По этому критерию ее обычно представляют в составе двух свит: патраковской карбонатно-глинистой и анельской, преимущественно алевро-песчаной, в пределах которых выделяют семь литологических пачек.

Для установления нефтегазоматеринских свойств молассы, специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта был выполнен значительный объем работ по палеотектонической реконструкции развития рассматриваемой территории, построению моделей прогресса отложений, изучению геохимических параметров (содержания органического вещества (ОВ) в породе ($C_{орг}$), определение отражательной способности витринита (ОСВ) и др.)

Одним из важных геохимических показателей, характеризующих степень зрелости ОВ и генерационный потенциал отложений, является $C_{орг}$, которое обычно устанавливается по керну.

В соответствии с классификацией Е.С. Ларской [1] по содержанию ОВ ($C_{орг}$) породы делятся на четыре категории:

- высокопродуктивные, $C_{орг}$ от 2 до 10 %, модальное – 3 %;
- среднепродуктивные, $C_{орг}$ от 1 до 5 %, модальное – 2 %;
- низкопродуктивные, $C_{орг}$ от 0,3 до 0,7 %, модальное – 0,6 %;
- бедные, менее 0,1 % $C_{орг}$.

С целью оценки содержания ОВ в пределах верхнеартинской молассы были привлечены результаты исследования определений $C_{орг}$ по 12 скважинам на пяти площадях – Курьинской, Северо-Курьинской, Рассохинской, Пачгинской и Патраковской. Используются данные по 59 образцам керна, из которых 20 образцов – имеющиеся в базе ООО «ТП НИЦ» и 39 образцов – вновь отобранные образцы керна, исследованные в лаборатории филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.

По результатам выполненных исследований установлено, что содержание ОВ по керну изменяется в широком диапазоне – от 0,08 до 3,66 % (в среднем 1,28 %), что свидетельствует о том, что данные отложения *неоднородны* по своим газогенерационным возможностям, и среди них присутствуют как газоматеринские породы (ГМП) (в основном среднепродуктивные [1]), так и породы с низким, практически нулевым, генерационным потенциалом (образец 13/1 скв. 31-Курьинская $C_{орг} = 0,08$ %). Преобладают НГМП. Доля образцов керна, отнесенная к категории среднепродуктивных, составляет 78,6 % от общего числа исследованных образцов, низкопродуктивных – 15,2 %, бедных – 3,3 %.

Распределения содержания осредненных значений $C_{орг}$ по пачкам (рисунок 1а) и по глубине с учетом всех определений (рисунок 1б) показывают, что заметных отличий в $C_{орг}$ не

наблюдается ни по пачкам, ни по глубине залегания отложений и на всех рассматриваемых площадях варьирует в одних пределах. Исключение составляет Пачгинское месторождение, к которому приурочены максимальные значения $C_{орг}$ (2,18 – 3,33 %, VI – VII пачки).

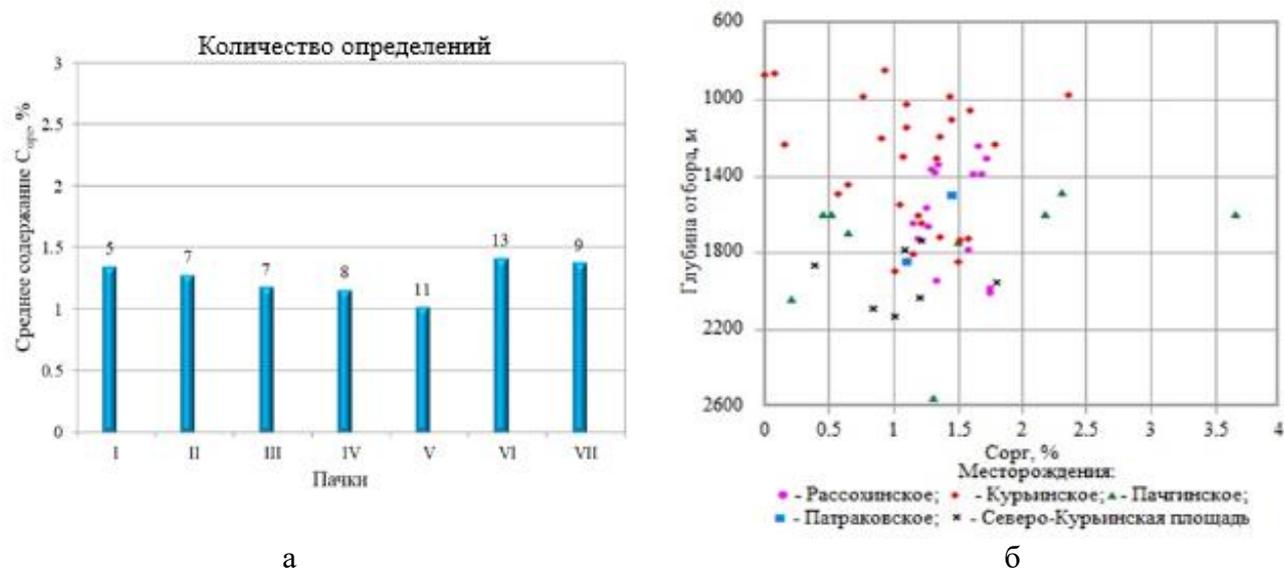


Рис. 1 – Распределение $C_{орг}$: а – осредненных значений по пачкам; б – по глубине

Результаты определения $C_{орг}$ хорошо согласуются с аналогичными данными, полученными ранее сотрудниками Института геологии Коми НЦ УрО РАН при установлении перспектив нефтегазоносности пермских отложений. Согласно исследованиям [2] в сероцветной молассовой толще юга ВПВ концентрации $C_{орг}$ в аргиллитах варьируют в пределах 0,8 – 2,0 %, при средней величине 1,5 %.

Основным недостатком исследований по керну является их фрагментарность. Исследования по керну выполнены в ограниченном объеме (всего 59 образцов на более чем 1000 м толщины молассы) и на ограниченном участке разреза, что не дает полного представления о характере распространения газоматеринских пород (ГМП) в целом.

Для того чтобы установить более четкие закономерности распространения ОБ по площади исследования и по глубине залегания отложений, в данной статье проведены расчеты содержания ОБ по данным геофизических исследований скважин (ГИС), так как фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, содержащих ОБ по данным ГИС, имеют отличительные характеристики.

Западными исследователями было разработано несколько методик оценки $C_{орг}$ с помощью методов ГИС. Широко используемой является методика Q.R. Passey [3], в которой применяется нормализация показаний методов пористости (акустического, нейтронного или плотностного) и сопротивления пород. Перемасштабирование кривых выполняется таким образом, что их совпадение наблюдается в интервалах пород с различной пористостью, но с низким содержанием ОБ, в то время как превышение кривой сопротивления (R) над нормализованной кривой пористости отмечается в интервале нефтегазоматеринских пород (НГМП). Это приращение характеризует параметр ΔLogR , который рассчитывается следующим образом

$$\Delta\text{LogR}\Delta t = \log(\rho_p/\rho_{гп}) + 0,02 \cdot (\Delta t - \Delta t_{гп}) \quad (1)$$

$$\text{либо } \Delta\text{LogRN} = \log(\rho_p/\rho_{гп}) + 4 \cdot (Wn - Wn_{гп}), \quad (2)$$

где Δt , мкс/фт; $\Delta t_{гп}$, мкс/фт; $\rho_{гп}$, Омм; ρ_p , Омм; Wn , доли ед.; $Wn_{гп}$, доли ед. – показания соответствующих методов ГИС в опорном интервале с низким содержанием ОБ.

Содержание органического углерода пропорционально относительному приращению ΔLogR и определяется выражением

$$C_{\text{орг}} = \Delta \text{Log} R \cdot 10^{(2,297 - 0,1688 \cdot \text{LOM})}, \quad (3)$$

учитывающим степень метаморфизма органического вещества (LOM) НГМП.

Значение LOM в формуле (3) может быть определено, если известны ОСВ, характерная для изучаемого ОБ, или температурный режим залежей УВ. Пределы изменения показателя LOM, в зависимости от степени зрелости породы, находятся в следующем диапазоне значений:

- LOM = 6 для незрелого ОБ (породы молодые или неглубоко залегающие, отсутствие генерации УВ);
- LOM = 8÷10 для зрелого ОБ (происходит генерация нефти или газа);
- LOM = 12 для перезрелого ОБ (все УВ «выгорели»).

Другим способом, позволяющим выполнять оценку $C_{\text{орг}}$ по материалам ГИС, является методика D.R. Issler с соавторами [4], которые построили палетки, позволяющие рассчитать $C_{\text{орг}}$ путем непосредственного сопоставления плотности $\delta_{\text{п}}$ либо интервального времени $\Delta t_{\text{п}}$, и сопротивления пород $\rho_{\text{п}}$. Tristan Euzen [5] выполнил оцифровку палеток, разработанных D.R. Issler, получив при этом уравнения:

$$C_{\text{оргГГК-п}} = a \cdot (-0,1429 \cdot (1000 \cdot \delta_{\text{п}} - 1014) / (\lg \rho_{\text{п}} + 4,122) + 45,14) / 100 + b, \quad (4)$$

$$C_{\text{оргАК}} = c \cdot (0,0714 \cdot (\Delta t_{\text{п}} + 195 \cdot \lg \rho_{\text{п}}) - 31,86) / 100 + d, \quad (5)$$

где плотность $\delta_{\text{п}}$ берётся в г/см³, а интервальное время $\Delta t_{\text{п}}$ – в мкс/м. Коэффициенты a и c в уравнениях Euzen равны 1, b и d – нулю; они применяются для настройки в изучаемом разрезе (с помощью результатов пиролиза, которые отсутствуют на изучаемой территории).

Еще одним способом оценки $C_{\text{орг}}$ по данным ГИС является использование метода J.W. Schmoker [6]. Этот способ представляет собой расчет величины $C_{\text{орг}}$ из показаний гамма-гамма-плотностного метода и ввиду недоучета особенностей сложного минерального состава нефтематеринских пород он не может быть рекомендован в качестве альтернативы методам Q.R. Passey или D.R. Issler

$$C_{\text{орг}} = A / R_{\text{НОВ}} - B, \quad (6)$$

где $R_{\text{НОВ}}$ – показания гамма-гамма-плотностного метода, г/см³; A и B – эмпирические коэффициенты, по умолчанию равные $A = 154,497$, $B = 57,261$.

При апробации вышеперечисленных методик было установлено, что для условий рассматриваемого разреза наиболее приемлемым способом является способ Q.R. Passey [3] (формулы (1) – (3)).

Ниже приведены результаты апробации методик расчета $C_{\text{орг}}$ по данным ГИС в отложениях нижнепермской молассы.

Определение $C_{\text{орг}}$ проводилось в 14 скважинах: в пяти – с расширенным комплексом ГИС (скв. 31, 103-Курьинские, 1, 3-Пачгинские, 1-Луньвожпальская) и девяти (скв. 22, 23, 25-Пачгинские; скв. 54, 58, 60, 61, 62-Рассохинские; 1-Мартыуская) – с ограниченным комплексом ГИС (отсутствие акустического (АК) и гамма-гамма-плотностного (ГГК-п) каротажа).

Для оценки входящих в расчет $C_{\text{орг}}$ геофизических параметров (W , Δt , $\rho_{\text{п}}$) выполнена количественная интерпретация материалов ГИС. Предварительно было оценено качество методов ГИС по опорным пластам: плотные – ангидриты в подошве $P_{1\text{kg}}$ и известняки $P_{1\text{ag}_1}$; глины – в кровле V пачки и в I пачке.

Расчет $C_{\text{орг}}$ был проведен по методикам Q.R. Passey по формулам (1) – (3), при этом показатель LOM для пород, достигших степени зрелости МК₄, был принят равным восьми (для зрелого ОБ).

Результаты сопоставления $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$ ($C_{\text{орг}}^{\text{НК}}$ и $C_{\text{орг}}^{\text{АК}}$), определенного по методике Q.R. Passey, с использованием методов нейтронного (НК) и акустического каротажа по пластопересечениям с содержанием $C_{\text{орг}}^{\text{кern}}$, определенного по керну, показало хорошую сходимость между ними (рисунки 2).

Результаты определения $C_{\text{орг}}^{\text{НК}}$ по пачкам верхнеартинской молассы приведены в таблице 1.

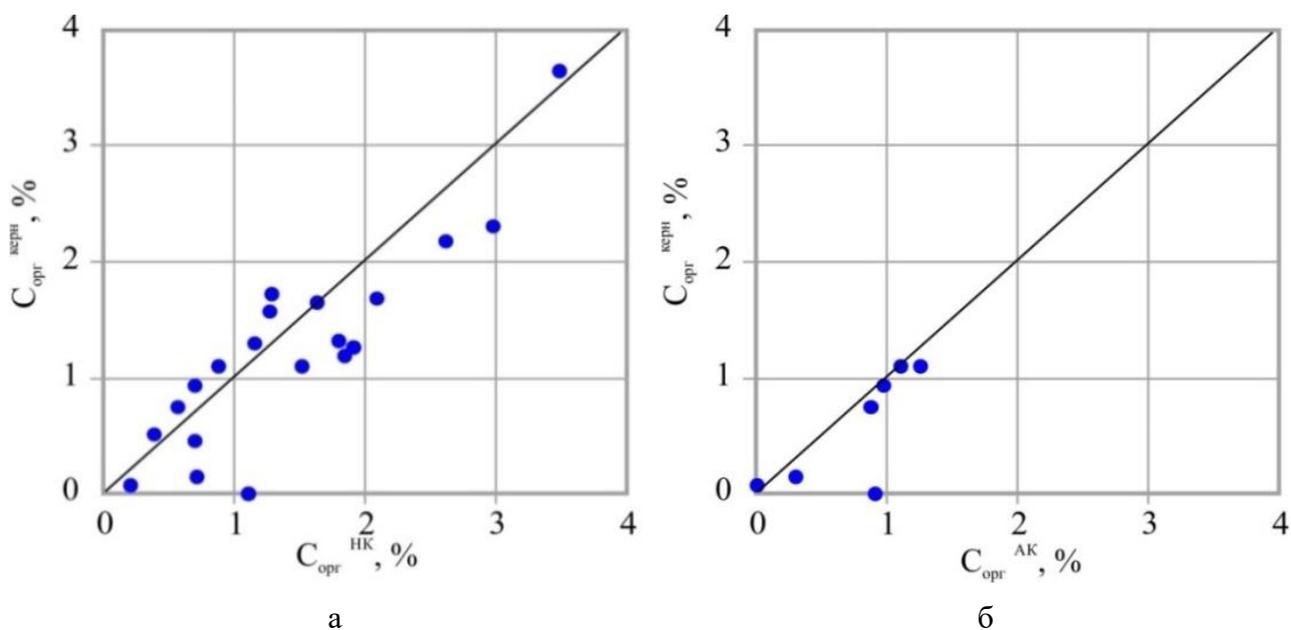


Рис. 2 – Сопоставление содержания $C_{орг}^{ГИС}$ (методика Passey Q.R.) и $C_{орг}^{кern}$:

$$C_{орг}^{НК} - C_{орг}^{кern} \text{ (а); } C_{орг}^{АК} - C_{орг}^{кern} \text{ (б)}$$

Анализ полученных расчетных данных $C_{орг}^{ГИС}$ показал, что:

- повышенными значениями $C_{орг}$ (от 2,0 до 7,9 %) характеризуются практически все выделенные пачки;

- отмечается значительный разброс значений $C_{орг}$, то есть отложения неоднородны по своим газогенерационным возможностям;

- часто наблюдается тонкое переслаивание слоев (по данным ГИС толщиной от 0,1 до 1,0 м) с различным $C_{орг}$, что можно объяснить микрофациальной неоднородностью разреза рассматриваемой молассы;

- слои с повышенным $C_{орг}$ (обладающие наиболее высокими газоматеринскими свойствами) литологически представлены, в основном, кремнисто-мергелисто-глинистыми разностями;

- наибольшими значениями $C_{орг}$ характеризуются II – III пачки, представленные аргиллитами с прослоями карбонатизированных пород (средние значения $C_{орг}^{ГИС}$ в которых варьируют в пределах 1,8 – 4,1 %);

- минимальные значения $C_{орг}$ связаны с верхними песчанистыми VI – VII пачками (средние значения $C_{орг}^{ГИС}$ – от 0 до 2,0 %), в которых сосредоточено наибольшее количество пластов с *традиционными коллекторами, не являющимися газоматеринскими*.

Для подтверждения последних трех выводов, в рамках данной статьи была выполнена типизация рассматриваемых пород по данным спектральной модификации гамма-каротажа (СГК). Важной характеристикой, позволяющей выделить зоны с различными условиями осадконакопления и оценить содержание адсорбированного газа и его количество, переходящее в свободное состояние при изменении давления, является отношение урана U к торию Th [7].

Изучая нефтематеринские отложения олигоцена Восточного Предкавказья, Дудаев С.А. [8], [9] при сопоставлении отношения U/Th и $C_{орг}$, установленных по данным ядра, выполнил классификацию пород, разделив их на коллекторы, трещиноватые породы, глинистые разности с низкой органикой и НГМП [8], [9], [10].

По методике Дудаева С.А. расчеты проведены по двум скважинам, в которых был выполнен метод СГК (скв. 3-Пачгинская и 1-Луньвожпальская). Результаты представлены на рисунке 3.

По результатам сопоставления U/Th и $C_{орг}$ в рассматриваемых скважинах выделены следующие типы пород:

- коллекторы (поровые и низкоемкие), которые характеризуются пониженными

значениями $C_{орг}$ (до 2 %) и повышенным значением U/Th (в пределах 0,45 – 1,2);

– глинистые породы с пониженным содержанием ОВ ($C_{орг} < 2\%$) и пониженными значениями отношения U/Th ($U/Th < 0,45$);

– НГМП (карбонатизированные и мергелисто-глинистые с повышенным содержанием ОВ), для которых характерны значения $C_{орг} > 2\%$ и U/Th в пределах 0,25 – 0,7.

Полученные результаты подтверждают выводы, сделанные ранее по керну, о преимущественном $C_{орг}$ в глинистых и глинисто-карбонатизированных разностях, которые следует рассматривать как газоматеринские с повышенными генерационными свойствами.

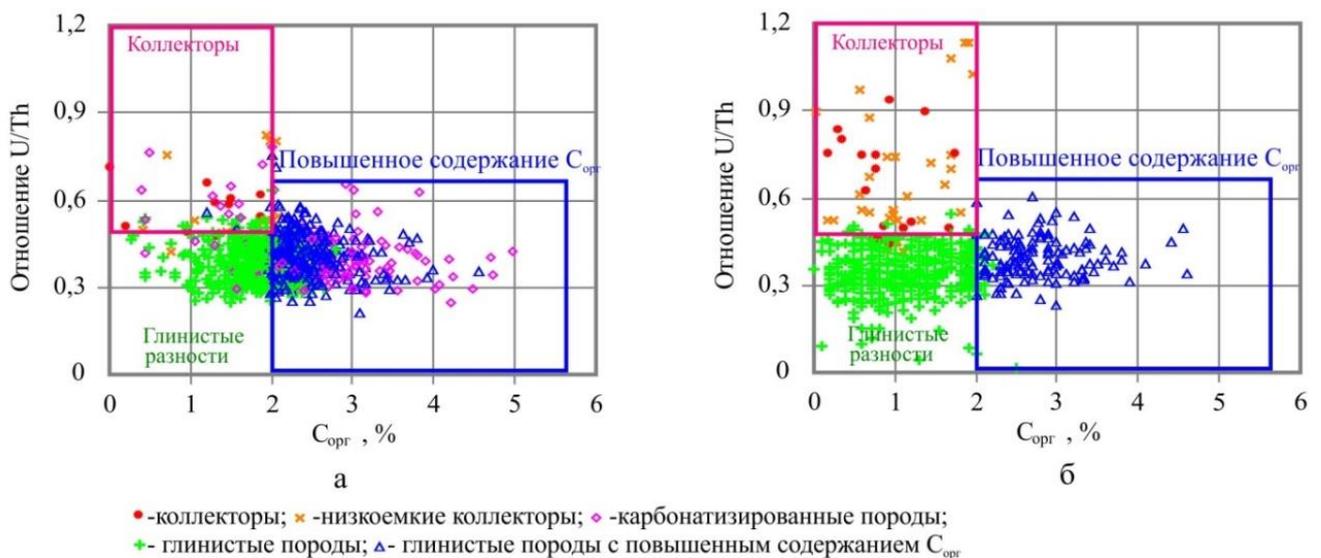
Таблица 1 – Результаты определения $C_{орг}^{ГИС}$ по НК

Номер скважины	Номер пачки							Итого по скважине
	I	II	III	IV	V	VI	VII	
31-Курьинская	<u>1,3-4,0</u> 2,9	<u>1,6-4,8</u> 2,8	<u>0,9-3,9</u> 2,4	<u>0,9-3,0</u> 2,0	<u>0-3,3</u> 1,3	<u>0-3,5</u> 1,3	<u>0,4-3,8</u> 1,8	<u>0-4,8</u> 1,8
103-Курьинская	<u>0,7-5,6</u> 3,1	<u>2,2-5,4</u> 3,6	<u>1,5-6,6</u> 3,1	<u>0-4,9</u> 2,4	<u>0,3-5,2</u> 2,4	<u>1,5-4,1</u> 2,6	<u>0,7-4,2</u> 1,4	<u>0-6,6</u> 2,6
1-Луньвожпальская	<u>0,4-3,4</u> 1,8	<u>1,4-4,8</u> 2,7	<u>1,3-3,5</u> 2,3	<u>0-3,3,5</u> 1,4	<u>0-2,7</u> 1,0	<u>0-3,9</u> 0,9	<u>0-5,8</u> 0,9	<u>0-5,8</u> 1,6
1-Пачгинская	<u>0,5-4,3</u> 2,0	<u>0-6,3</u> 2,1	<u>0,5-7,6</u> 3,2	<u>0-6,5</u> 2,2	<u>0-3,0</u> 1,0	<u>0-4,4</u> 0,9	<u>0-2,8</u> 0,3	<u>0-7,6</u> 1,8
3-Пачгинская	<u>0-1,2</u> 0,4	<u>0,2-3,4</u> 1,8	<u>0,5-5,6</u> 2,2	<u>0,7-4,1</u> 2,2	<u>0,5-3,9</u> 2,1	<u>0,5-3,6</u> 2,1	<u>0-5,8</u> 1,5	<u>0-5,8</u> 2,0
22-Пачгинская	<u>0,7-4,9</u> 2,2	<u>1,7-3,7</u> 2,7	<u>1,3-4,2</u> 2,6	<u>0,3-3,2</u> 1,9	<u>0-3,3</u> 1,5	<u>0-3,5</u> 1,1	<u>0-3,4</u> 1,2	<u>0-4,9</u> 1,9
23-Пачгинская	<u>0-2,6</u> 1,5	<u>1,0-4,1</u> 2,4	<u>0,6-4,1</u> 2,1	<u>0-4,7</u> 2,1	<u>0-4,5</u> 1,2	<u>0-3,9</u> 1,4	<u>0-4,9</u> 2,5	<u>0-7,9</u> 1,9
25-Пачгинская	<u>0-8,9</u> 4,1	<u>0-5,6</u> 2,5	<u>0,2-5,1</u> 2,5	<u>0-5,4</u> 2,3	<u>0-5,1</u> 1,3	<u>0-3,0</u> 0,7	<u>0-2,3</u> 0,3	<u>0-8,9</u> 1,6
54-Рассохинская	<u>0,7-3,0</u> 1,7	<u>1,5-3,2</u> 2,3	<u>1,6-3,6</u> 2,4	<u>0,6-3,5</u> 2,0	<u>0-3,8</u> 2,2	<u>0,7-4,2</u> 1,9	<u>0-4,5</u> 1,8	<u>0-4,5</u> 2,1
58-Рассохинская	<u>0,1-4,1</u> 2,1	<u>0,9-4,1</u> 2,4	<u>2,0-5,3</u> 3,7	<u>0,2-4,9</u> 2,2	<u>0-3,1</u> 0,9	<u>0-2,1</u> 0,3	<u>0-2,8</u> 0,4	<u>0-5,3</u> 1,6
60-Рассохинская	<u>0-2,2</u> 1,3	<u>1,7-3,8</u> 2,9	<u>1,6-5,0</u> 3,6	<u>1,3-5,4</u> 3,0	<u>0,9-3,7</u> 2,9	<u>0-5,6</u> 2,9	<u>0-5,1</u> 2,0	<u>0-5,6</u> 2,9
61-Рассохинская*	-	-	-	<u>0,5-3,3</u> 1,8	<u>0-3,3</u> 1,4	<u>0-3,6</u> 1,3	<u>0-2,4</u> 0,7	-
62-Рассохинская	<u>0,1-3,1</u> 1,6	<u>1,0-3,8</u> 2,3	<u>0,3-4,4</u> 2,0	<u>0-3,5</u> 1,6	<u>0-4,1</u> 2,2	<u>0-3,7</u> 1,8	<u>0-6,1</u> 1,7	<u>0-6,1</u> 1,9
1-Мартыуская	<u>0-2,8</u> 1,1	<u>0,8-2,9</u> 2,0	<u>0,4-5,2</u> 2,4	<u>0,8-3,7</u> 2,2	<u>0-4,7</u> 2,2	<u>0,3-2,1</u> 1,1	<u>0-1,9</u> 0,4	<u>0-5,2</u> 2,0
Итого по пачке	<u>0-5,6</u> 2,0	<u>0-6,3</u> 2,5	<u>0,2-7,6</u> 2,6	<u>0-6,5</u> 1,9	<u>0-5,2</u> 1,7	<u>0-4,4</u> 1,4	<u>0-6,1</u> 1,2	Среднее по скважинам – 2,0

Примечание – Числитель – пределы изменения; знаменатель – среднее значение.
* Скважина при расчете средних значений не учтена.

Для того чтобы оценить отложения верхнеартинской молассы с точки зрения наличия в них высокопродуктивных ГМП, в разрезах скважин выделены пропластки с повышенным $C_{орг}^{ГИС} > 2,0\%$, рассчитаны их суммарные толщины по скважинам в пределах каждой пачки и в целом по разрезу и определен их объем в общей толще молассы.

Было установлено, что толщины высокопродуктивных ГМП (с $C_{орг}^{ГИС} > 2,0\%$) в пределах отдельных пачек изменяются в довольно широком диапазоне: от 0,4 м (пачка VI, скв. 103-Курьинская) до 204,3 м (пачка III, скв. 3-Пачгинская). Максимальные толщины приурочены к нижним пачкам, средние суммарные значения ($\Sigma H_{ГМ}$) которых варьируют в пределах 26,9 – 80,3 м.



а – скв. 3-Пачгинская; б – скв. 1-Лунывожпальская

Рис. 3 – Типизация пород по сопоставлению отношения U/Th и $C_{орг}$ в разрезе скважин.

Таким образом, доля пропластков с $C_{орг} > 2,0$ % в среднем составила 35,9 % ($\approx 36,0$ %) от всей толщины рассматриваемого разреза, что свидетельствует о высокой продуктивности газоматеринских отложений верхнеартинской молассы.

Результаты определений $C_{орг}^{кern}$ и $C_{орг}^{ГИС}$ и анализ их пространственного распределения послужили основой для составления карт концентраций органического углерода в отложениях верхнеартинской молассы.

Библиографический список:

1. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.: Недра, 1983. – 190 с.
2. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральяского прогиба. / Анищенко Л.А. и др. – СПб.: Наука, 2004. – 214 с.
3. Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B. et al. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs // The AAPG Bulletin, 1990. V. 74, № 17. P. 1777 – 1794.
4. Issler D.R., Hu K., Bloch J.D., Katsube T.J. Organic carbon content determined from well logs: examples from Cretaceous sediments of western Canada GSC Open File 4362 / 2002, URL: <http://geogratias.gc.ca/api/en/nrcan-rncan/ess-sst/d9a3707d-03aa-542e-974e-0e45aa19e964.html> (дата обращения 22.09.2022).
5. Crain E.R. Crain's Petrophysical Handbook: Total Organic Carbon (TOC), URL: <http://spec2000.net/1-vshtoc.htm> (дата обращения 22.09.2022).
6. Schmoker J.W., Hester T.C. Organic Carbon in Bakken Formation, United States Portion of Williston Basin, AAPG Bulletin. V. 67. 1983. № 12. P. 2165 – 2174.
7. Аксельрод С.М. Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати) // Каротажник. – 2011. – № 1. – С. 85 – 88.
8. Дудаев С.А., Дудаев Р.С. Рациональный комплекс геофизических исследований сложных коллекторов Предкавказья // НТВ Каротажник. – 2006. – № 10 – 11. – С. 88 – 103.
9. Дудаев С.А. Петрофизические предпосылки изучения глинистых коллекторов Предкавказья по данным гамма-спектрометрии керна // НТВ Каротажник. – 2011. – № 6. – С.12 – 25.
10. Куляпин П.С. Разработка интерпретационной и петроупругой моделей пород-коллекторов многокомпонентного состава и сложной структуры емкостного пространства: дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.10. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2016. – 447 с.

Создание новой концептуальной 3D модели рифовых отложений месторождений и перспективных структур Южно-Хорейверского участка

Жемчугова Т. А.¹, Ладейщиков С. В.¹, Дорофеев Н. В.²

1 - Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Россия

2 - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г. Усинск, Россия

Разработка открытых месторождений и поиск перспективных залежей накладывает высокие требования к пониманию геологического строения. Недостаточная изученность территории и ошибочные представления об концептуальных условиях осадконакопления продуктивных и перспективных интервалов могут приводить к неэффективной разработке месторождений и высоким рискам опоисковывания прогнозных структур. Учет концептуальных условий осадконакопления позволяет уточнить конфигурации залежей, распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу, сделать трехмерные математические модели более «геологичными», повысить достоверность оценки ресурсов и запасов и повысить эффективность их извлечения.

Создание новой концептуальной геологической модели с учетом всей имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации позволяет уточнить геологическое строение залежей, повысить достоверность оценки запасов и ресурсов, снизить риски не подтверждения ресурсного потенциала перспективных рифогенных структур, эффективно планировать разведку, до разведку месторождений и структур и эффективно разрабатывать продуктивные отложения [1].

Полный цикл работ по созданию новой концептуальной модели рифовых отложений:

- сбор и комплексный анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации;
- литолого-фациальный анализ керн с целью литотипизации пород и фациальной привязки отложений;
- детальная корреляция разновозрастных отложений с учетом результатов сиквенс-стратиграфического анализа;
- доинтерпретация сейсмических данных с учетом новых концептуальных представлений о строении территории;
- анализ гидродинамических исследований в скважинах в различных фациальных условиях, анализ разработки;
- уточнение и обоснование водонефтяного контакта / условного подсчетного уровня (ВНК/УПУ) на основе анализа результатов испытаний на открытых месторождениях;
- создание единой новой концептуальной 2D геологической модели;
- создание единой петрофизической модели задонских отложений и комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС);
- построение новой концептуальной 3D геологической модели Южно-Хорейверского участка с последующей оценкой геологических запасов и ресурсов углеводородного сырья (УВС).

Практическая реализация полного цикла работ комплексного подхода продемонстрирована на месторождениях и объектах Южно-Хорейверского участка в рамках работы, выполненной в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

Южно-Хорейверская площадь в административном отношении расположена в Усинском районе республики Коми, в 35 км севернее г. Усинск. В тектоническом плане район работ находится в области сочленения Сандивейского поднятия, Сынянырдской депрессии и Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны Хорейверской впадины. В нефтегазогеологическом отношении рассматриваемая территория расположена в пределах Колвависовского нефтегазоносного района Хорейверской нефтегазоносной области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В пределах участка работ расположены *Восточно-Мастеръельское, Среднемичаельское, Центральномичаельское и Мичаельское месторождения*, а также перспективные структуры.

В разные годы на площади проводились сейсморазведочные работы 3D. В 2020 году выполнена обработка и переинтерпретация единого массива данных сейсморазведки 3D суммарной площадью 1052 км².

Новое представление о строении задонских отложений района работ

В рамках предшествующих работ на территории Южно-Хорейверской площади были выделены периферийные органогенные постройки, но без детализации согласно концептуальным представлениям о строении атолловых построек, а именно без выделения межрифовых проливов и лагун в пределах месторождений и прогнозных структур.

Согласно предлагаемому новому представлению о строении задонских отложений в пределах Южно-Хорейверского участка во франско-фаменское время формировалась Южно-Баганская карбонатная банка, представляющая собой карбонатный органогенный массив, сформировавшийся в мелководно-шельфовой обстановке и имеющий атолловое строение. Современным аналогом может выступать Мальдивский архипелаг (рисунок 1).

Атолловая постройка представляет собой архипелаг, имеющий вид сплошного или разорванного кольца, окружающего внутреннюю лагуну. По периферии расположены острова, разделенные межрифовыми проливами. Каждый остров представляет собственную рифовую постройку с лагуной в центральной части [2, 3].

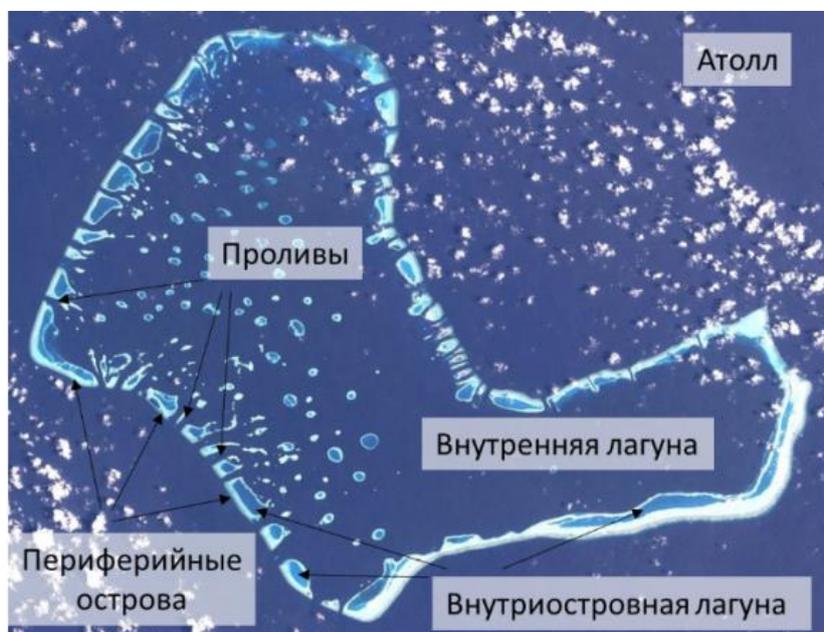


Рис. 1 – Пример строения рифового атолла (Мальдивский архипелаг)

Реализация новой концепции геологического строения

Для подтверждения новой концепции геологического строения Южно-Баганской банки были *проанализированы керновые данные по 7 скважинам*, которые подтверждают концепцию о более сложном атолловом строении продуктивных отложений, выполнена *детальная корреляция разрезов более 30 скважин* в интервале верхнефаменских отложений с учетом результатов сиквенс-стратиграфического анализа.

На этапе *петрофизического моделирования* был проанализирован полный комплекс лабораторных исследований керна скважин, по результатам которого впервые создана единая петрофизическая модель задонских отложений для всех месторождений и структур Южно-Хорейверской площади. Выполнена *переинтерпретация каротажного материала всех скважин*.

Для детализации геологического строения были выполнены *анализ и доинтерпретация данных сейсморазведки 3D*. В результате работ на локальных участках в пределах Южно-Баганской карбонатной банки: *уточнена корреляция ОГ*, получена новая структурная поверхность - ОГ IIIzd2, отождествляемая с кровлей плотных карбонатно-

глинистых отложений пласта G0, необходимая для уточнения внутреннего строения задонских отложений.

С учетом представлений об атоловом строении района работ для выделения проливов и внутренних лагун были *рассчитаны и проанализированы различные сейсмические атрибуты*. На основе обновленных структурных поверхностей и результатов анализа сейсмических атрибутов *построена сейсмофациальная схема* задонских отложений в пределах Южно-Хорейверской площади (рисунок 2).

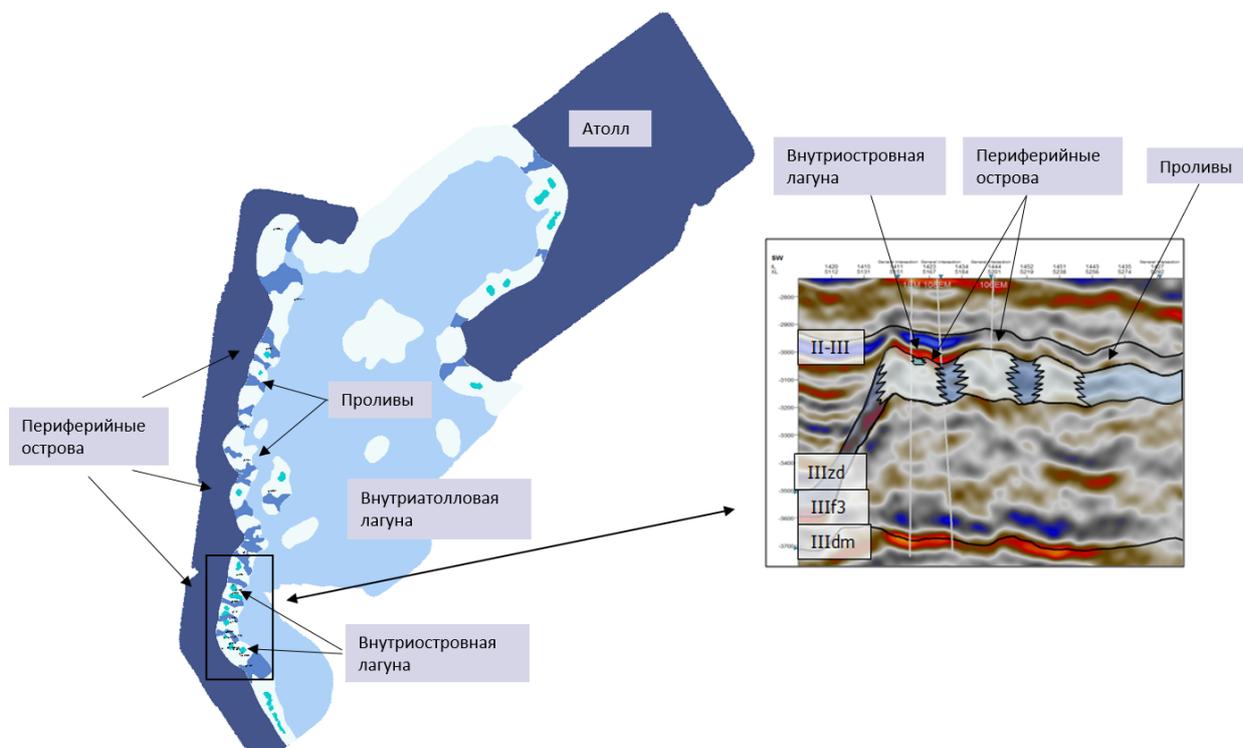


Рис. 2 – Новая сейсмофациальная схема Южно-Хорейверской площади

Далее для каждого гидродинамически разобщенного острова/купола было выполнено обоснование флюидальных контактов по открытым месторождениям и перспективным структурам. По итогам обоснования УПУ для открытых месторождений и прогнозных структур выделяются залежи нефти в обоих пластах задонских отложениях.

Затем новая геологическая концепция и весь обновленный набор геолого-геофизической информации легли в основу создания новой концептуальной фациальной 3D геологической модели Южно-Хорейверской площади (рисунок 3) [4].

Границы органогенно-карбонатного массива были построены с использованием структурного моделирования. Фациальные зоны (межрифовые проливы) были учтены при распределении коллекторов в литологическом моделировании.

Далее на основе новой концептуальной фациальной 3D геологической модели выполнены оценки запасов по залежам открытых месторождений и оценки ресурсного потенциала прогнозных структур.

В целом по открытым месторождениям: начальные геологические запасы нефти уменьшились на 29 %, извлекаемые – на 29 %.

В целом по перспективным структурам: предварительные геологические ресурсы нефти увеличились на 141 %; извлекаемые - на 142 %

Результирующая карта эффективных нефтенасыщенных толщин задонских отложений размещена на рисунке 4.

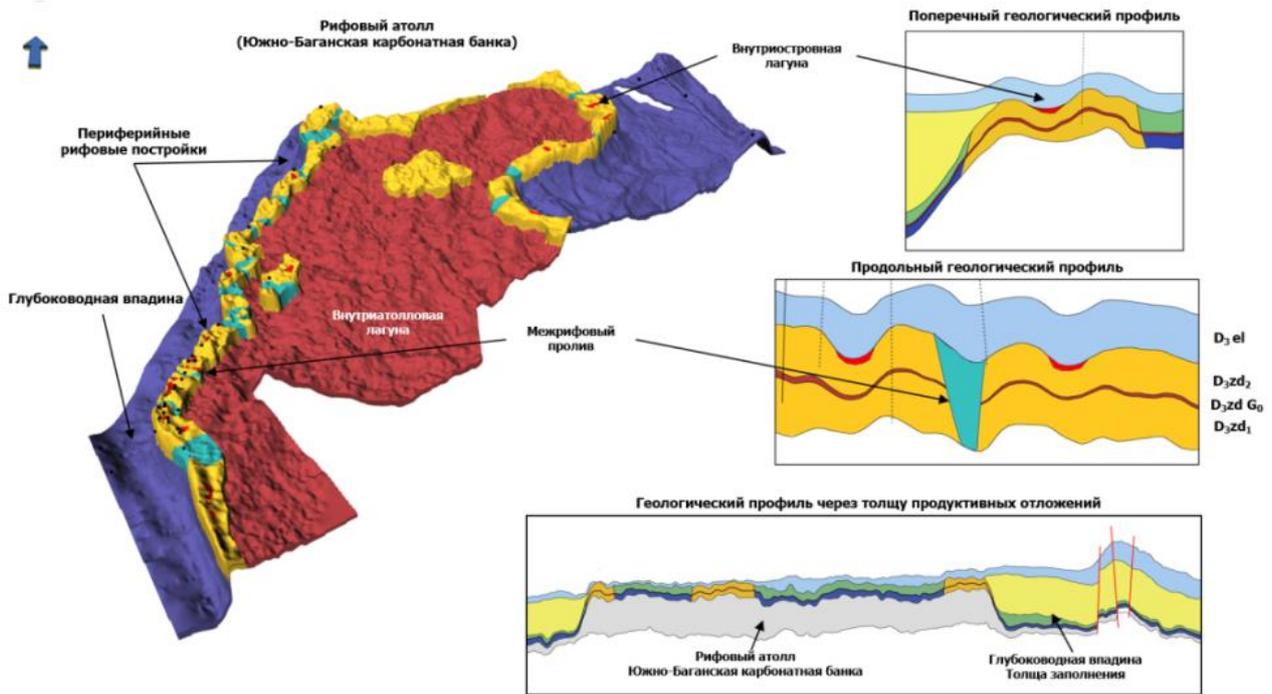


Рис. 3 – Новая концептуальная фациальная 3D геологическая модель

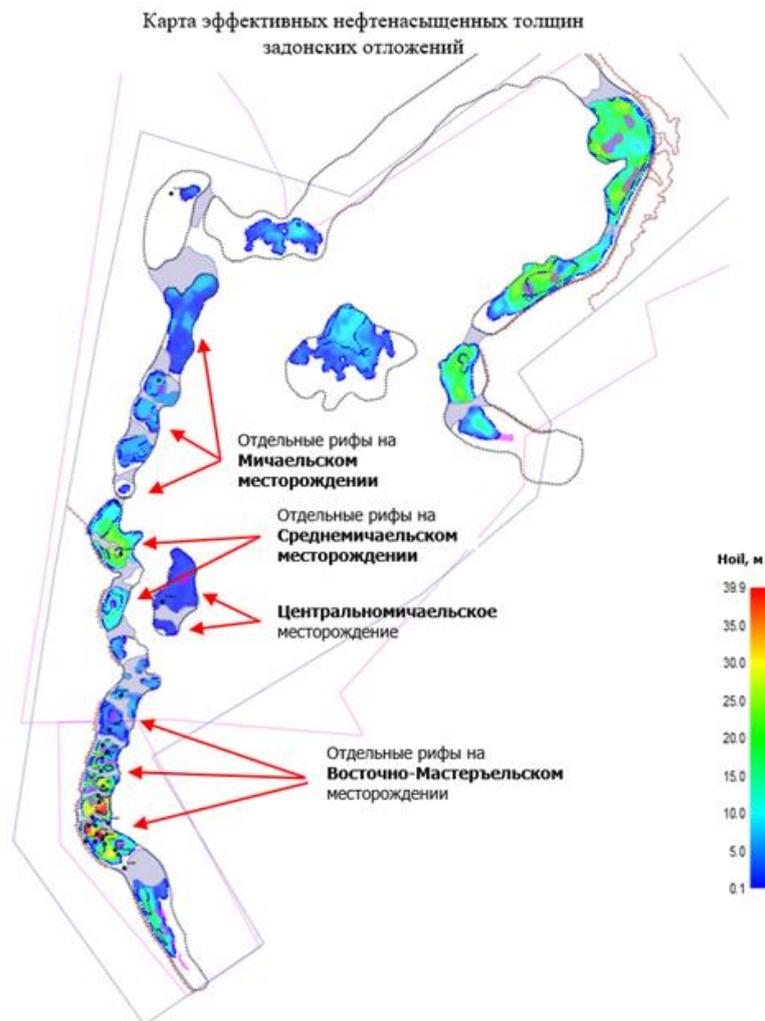


Рисунок 4 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин задонских отложений с учетом нового концептуального представления

Новое концептуальное геологическое представление подтверждается результатами анализа гидродинамических исследований в скважинах, трассерными исследованиями, а также текущим состоянием разработки месторождений. Между куполами разделенными межрифовыми проливами гидродинамическая связь отсутствует.

Заключение

Для повышения достоверности оценки запасов и ресурсов задонских отложений на месторождениях и перспективных структурах Южно-Хорейверского участка была предложена и реализована новая концепция геологического строения.

Новая концептуальная фациальная 3D геологическая модель позволила уточнить конфигурации залежей, отразить геологическое строение объектов моделирования наиболее приближенное к реальному, повысить достоверность оценки запасов и ресурсов, предложить решения проблем с разным энергетическим состоянием залежей и отказаться от неэффективного бурения на участках с неподтвержденными запасами, а также взглянуть по другому на перспективные районы и запланировать бурение новой поисковой скважины.

Библиографический список:

1. Комплексный подход к созданию трехмерных геологических моделей на примере месторождений Тимано-Печорского региона» авторов / С.В. Ладейщиков, А.П. Фадеев, Н.В. Дорофеев, И.С. Сабельников, Т.А. Жемчугова, А.П. Южаков. // Бурение и нефть. – 2022. -№12. – с.14-21.
2. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна / В.А. Жемчугова // М.: Изд-во Московского государственного горного университета – 2002 – 243 с.
3. Геологическое 3D-моделирование / К.Е. Закревский // М. : ООО «ИПЦ Маска» – 2009 – 376 с.
4. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений; (Часть 1. Геологические модели), – Москва ОАО “ВНИИОЭНГ”.

УДК 550.834:553.98 (470.13)

Южно-Лыжско-Керкавожская структурно-фациальная зона нефтегазонакопления

Заборовская В. В., Богданов Б. П.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация:

К востоку, северо-востоку от Южно-Терехевейского месторождения находится Южно-Лыжское нефтяное месторождение Печора –Кожвинского мегавала, которое составляет фрагмент Южно-Лыжско-Керкавожской зоны нефтегазонакопления, которую составляют Южно-Лыжская, Западно-Керкавожская, Керкавожская, Западно-Лыжская тектонически-нарушенные структуры. Важнейшими элементами рассматриваемой зоны нефтегазонакопления являются впервые выделяемые рифовые постройки доманиково-позднефранского возраста, вскрытые скважинами, пропущенные при интерпретации ГИС и керна в качестве перспективных объектов, при интерпретации материалов МОГТ- 2D.

Ключевые слова: Тимано-Печорская провинция, скважина, керн, сейсморазведка, риф, залежь, нефть.

Известно, что ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» имеет в пользовании территорию к северу от Южно-Терехевейского месторождения, куда должен продолжаться рифовый барьер ухтинского возраста. На этой территории в разные годы с начала 60-х до начала 2000 –х годов пробурены скважины, проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2,3D, материалы которых мы по мере возможности анализировали [1-3]. К востоку, северо-востоку от Южно-Терехевейского месторождения находится Южно-Лыжское нефтяное месторождение Печора – Кожвинского мегавала, которое составляет фрагмент Южно-

Лыжско-Керкавожской зоны нефтегазонакопления с Западно-Керкавожской, Керкавожской, Западно-Лыжской тектонически-нарушенными структурами (рис.1). Важнейшими элементами рассматриваемой зоны нефтегазонакопления являются впервые выделяемые рифовые постройки доманиково-позднефранского возраста, вскрытые скважинами 1-Западно-Лыжская (время бурения 1990 г., забой 4 300 м, D1) в интервале 2 000-2 445 м, 2-Западно-Лыжская (время бурения 1991 г., забой 3 090 м, D2) в интервале 2 310-2 610 м, пропущенные при интерпретации ГИС и керна в качестве перспективных объектов. На принадлежность к рифам вскрытого разреза доманиково-верхнефранских отложений указывают каротажная характеристика, литология в отобранном керне, аномальная сейсмическая запись интервалов рифов на временных сейсмических разрезах.

К востоку, северо-востоку от Южно-Терехевейского месторождения находится Южно-Лыжское нефтяное месторождение Печора – Кожвинского мегавала, которое составляет фрагмент Южно-Лыжско-Керкавожской зоны нефтегазонакопления с Западно-Керкавожской, Керкавожской, Западно-Лыжской тектонически-нарушенными структурами. Важнейшими элементами рассматриваемой зоны нефтегазонакопления являются впервые выделяемые рифовые постройки доманиково-позднефранского возраста, вскрытые скважинами 1-Западно-Лыжская (время бурения 1990 г., забой 4 300 м, D1) в интервале 2 000-2 445 м, 2-Западно-Лыжская (время бурения 1991 г., забой 3 090 м, D2) в интервале 2 310-2 610 м, пропущенные при интерпретации ГИС и керна в качестве перспективных объектов. На принадлежность к рифам вскрытого разреза доманиково-верхнефранских отложений указывают каротажная характеристика, литология в отобранном керне, аномальная сейсмическая запись интервалов рифов на временных сейсмических разрезах.

По кровле верхнефранских отложений скв. 1-Западно-Лыжская находится в присводовой части одноименной структуры, являющейся облеканием этого одиночного рифа. Скважина 2-3.К. пробурена на восточном склоне структуры и рифа. Риф и структура вытянуты в северо-западном направлении, имеют размеры 7,5х3,0 км в контуре замкнутой изогипсы минус 2 200 м при амплитуде свыше 100м. По сейсмическим признакам в виде аномалий сейсмической записи рифовые постройки доманиково-позднефранского возраста выделены в пределах Керкавожской и Западно-Керкавожской структур (рис 2).

По кровле верхнефранских отложений скв. 1-Западно-Лыжская находится в присводовой части одноименной структуры, являющейся облеканием этого одиночного рифа. Скважина 2-3.К. пробурена на восточном склоне структуры и рифа. Риф и структура вытянуты в северо-западном направлении, имеют размеры 7,5х3,0 км в контуре замкнутой изогипсы минус 2 200 м при амплитуде свыше 100м. По сейсмическим признакам в виде аномалий сейсмической записи рифовые постройки доманиково-позднефранского возраста выделены в пределах Керкавожской и Западно-Керкавожской структур (рис 2).

Юго-восточный склон наиболее крупной Керкавожской рифовой постройки вскрывает скважина 1-Южно-Лыжская в интервале 2170- 2 350 м . Структура облекания Керкавожского рифа имеет брахиантиклинальную форму, размеры 11,0 х 5,0 км, амплитуду около 300 м. При этом высота постройки может составлять до 500 м. Признаки склона Западно-Керкавожского рифа можно видеть в разрезах скважин 1,2-Западно-Керкавожские, которые пробурены на ее восточном склоне. Риф выделяется по раздуву толщин отложений на временных разрезах, имеет размеры 3,0 х 1,5 км, амплитуду свыше 100 м.

Кроме собственно рифовых пород доманиково-верхнефранского интервала интерес в качестве возможных резервуаров нефти и газа представляются шлейфовые обломочные и депрессионные отложения на примере скважин 15/22-Южно-Лыжская, в которых керн представлен часто битумонасыщенными породами, проанализированными в ООО ТП НИЦ А.В. Курановым, Е.Л. Петренко в 2020 г.[4].

Западные склоны выделяемых одиночных рифов оборваны тектоническими нарушениями, входящими в систему Припечорского глубинного разлома. Кроме

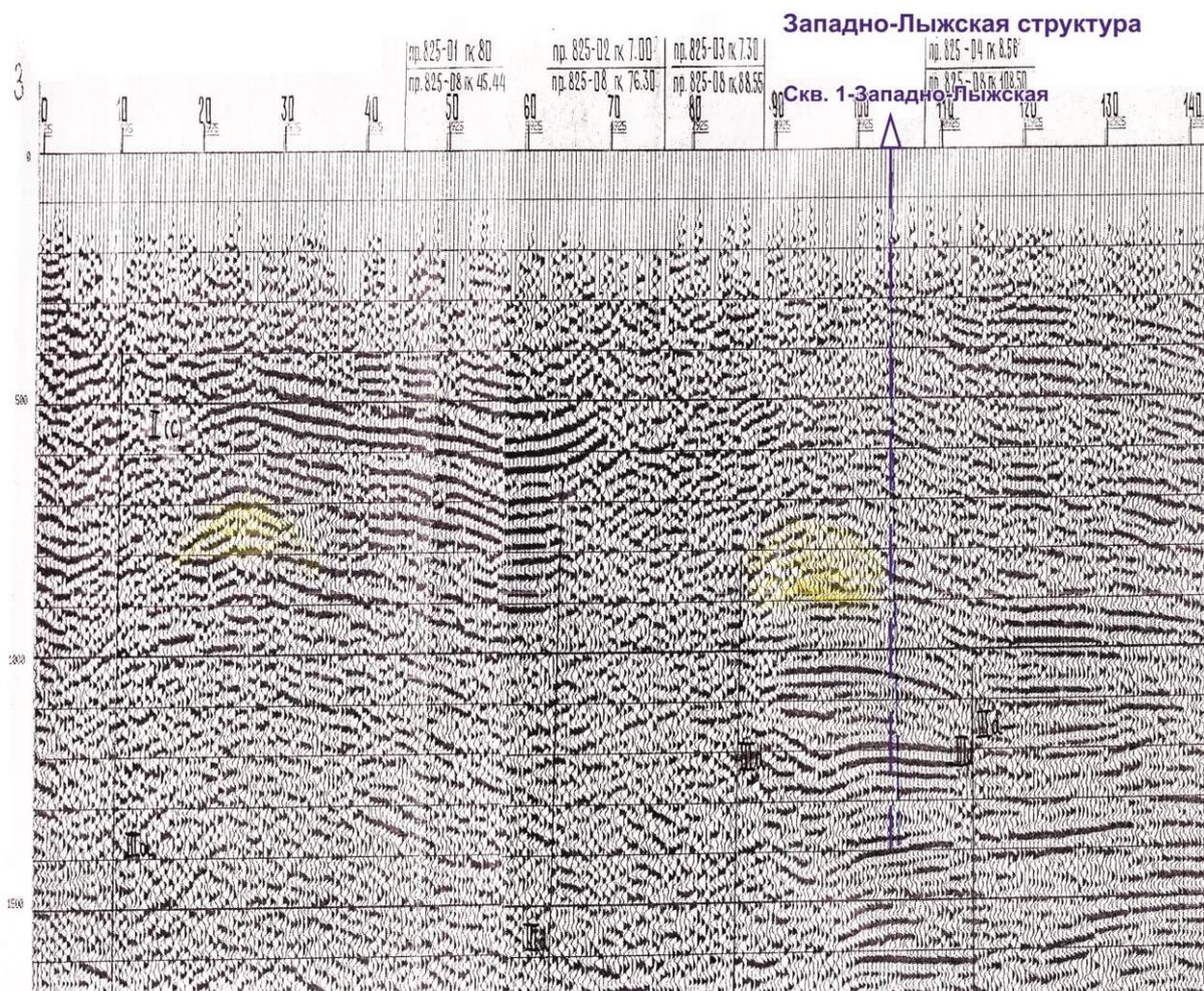


Рис. 2. Доманиково-франский риф Западно-Лыжской структуры на временном разрезе профиля 825-08.

Выводы:

1. По кровле разнофациальных (рифовых, склоновых, депрессионных) отложений франского яруса Южно-Лыжско-Керкавожская зона нефтегазонакопления оконтуривается замкнутой изогипсой минус 2 300 м, имеет размеры 23,0 x 15,0 км, амплитуду около 300,0 м (рис. 1). В качестве антиклинальных складок в облекании рифов верхнего девона зона существует по карбонатам елецкого горизонта нижнего фамена, представляя систему структурных ловушек УВ на глубинах 800-1 200 м.

2. Структурно-фациальные особенности рассматриваемой зоны нефтегазонакопления показывают, что разнотипные залежи УВ могут быть открыты в отложениях нижнего девона, среднего девона-нижнего франа, в карбонатах рифовых и иных породах доманиково-фаменского возраста (рис.3).

Библиографический список:

1. Богданов Б.П. Вероятность открытий месторождений углеводородов под верхнедевонскими рифами в Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2017.. 1-22 с.
2. Грачевский М.М, Берлин Ю.М, Дубовской И.Т, Ульмишек Г.Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. Изд. 2-е переработанное и доп.: М., Недра, 1976. 296 с.
3. Кремс А.Я, Вассерман Б.Я, Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., «Недра», 1974, 336 с.
4. Куранов А.В, Петренко Е.Л, Вагина Т.И. Нетрадиционные коллекторы в доманикитах Кыртаельско- Печорогородского нефтегазоносного района Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Рассохинские чтения: материалы международной конференции (4-5 февраля 2021 г.) в 3 ч. Ч.1 / под ред. Р.В. Агинеи.-Ухта : УГТУ, 2021. 69-71 с.

УДК 550.3; 550.8

Эмпирические и теоретические представления уплотнения горных пород при погружении осадка на примере месторождений Сургутского свода

Кузнецова А. М.

1 – "Тюменский индустриальный университет", г. Тюмень, Россия

Изменение петрофизических свойств пород по разрезу является одной из основных характеристик изучаемых, при интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Особый интерес представляет закономерное изменение свойств наиболее характерных литологических разностей терригенного разреза, таких как интервалы глин и песчаников, выделяемых при нормировании каротажа.

Уплотнение осадка происходит с закономерным уменьшением пористости при увеличении глубины. Основы теоретических представлений об уплотнении были даны в начале XX в. в пионерских работах по изучению механики грунтов К. Терцаги. В более позднее время на примере реальных горных пород изучением изменения свойств: плотности и пористости пород, при погружении осадка занимались такие специалисты как Туезова Н.А., Дорогиницкая Л.М., Ахияров В.Х., Хафизов Ф.З. и Гальченко А.И. и другие.

В связи с актуальностью исследования вопроса закономерного изменения свойств пород с глубиной и существующих как теоретических представлений, так и эмпирических исследований, предложено провести сопоставление результатов моделирования изменения пористости (плотности) с действительными исследованиями, в том числе на примере прямой скважинной информации.

Теория уплотнения пород

По результатам исследований всестороннего сжатия грунтов, был выведен основной закон нормального уплотнения - закон К. Терцаги (1), устанавливающий зависимость между изменением пористости пропорционально прилагаемому давлению [1].

$$de = -\alpha * dp \quad (1)$$

В данном случае de – изменение пористости, dp – приложенное давление, α – коэффициент сжимаемости

Дальнейшие исследования проведенные в этой области были обобщены и представлены отечественными специалистами и вид зависимости (1) был уточнен. Экспоненциальные зависимости изменения пористости от давления (то есть с увеличением глубины) были представлены, в работе М.Л. Озерской. Ею предложено использовать коэффициент пропорциональности при расчете пористости 0,45 – средний параметр для горных пород (2). При этом пористость на глубине ($K_{(п.о.)h}$) зависит от начальной пористости осадка ($K_{(п.о.)h=0}$)

$$K_{(п.о.)h} = K_{(п.о.)h=0} \exp(-0.45h) \quad (2)$$

Добрыниным В.М. был предложен расширенный вариант этой зависимости с учетом – коэффициента необратимого уплотнения (3). В данном выражении: $K_{(п.о.)h=0}$ – начальная пористость, $\beta_{п}(t, T)$ – коэффициент необратимого уплотнения, h – глубина залегания, g – ускорение свободного падения, $\delta_{п.ср.}$, $\delta_{в.ср.}$ – плотность породы и пластовой воды соответственно [2].

$$K_{(п.о.)h} \approx K_{(п.о.)h=0} \exp \left[-\beta_{п}(t, T) g (\delta_{п.ср.} - \delta_{в.ср.}) h \right] \quad (3)$$

Сопоставляя зависимости (2) и (3) получим, что по 0,45 – это характеристика пород глинистого состава аналогичная коэффициенту необратимого уплотнения. Изменение коэффициента пористости (плотности) с глубиной в данном случае зависит от начальной пористости и литологии объекта (в качестве коэффициента необратимого уплотнения как характеристики конкретного типа породы с учетом его особенностей). При одинаковой начальной пористости и для глин, и для песчаников, глины уплотняются значительно интенсивнее песчаников (рисунок 1).

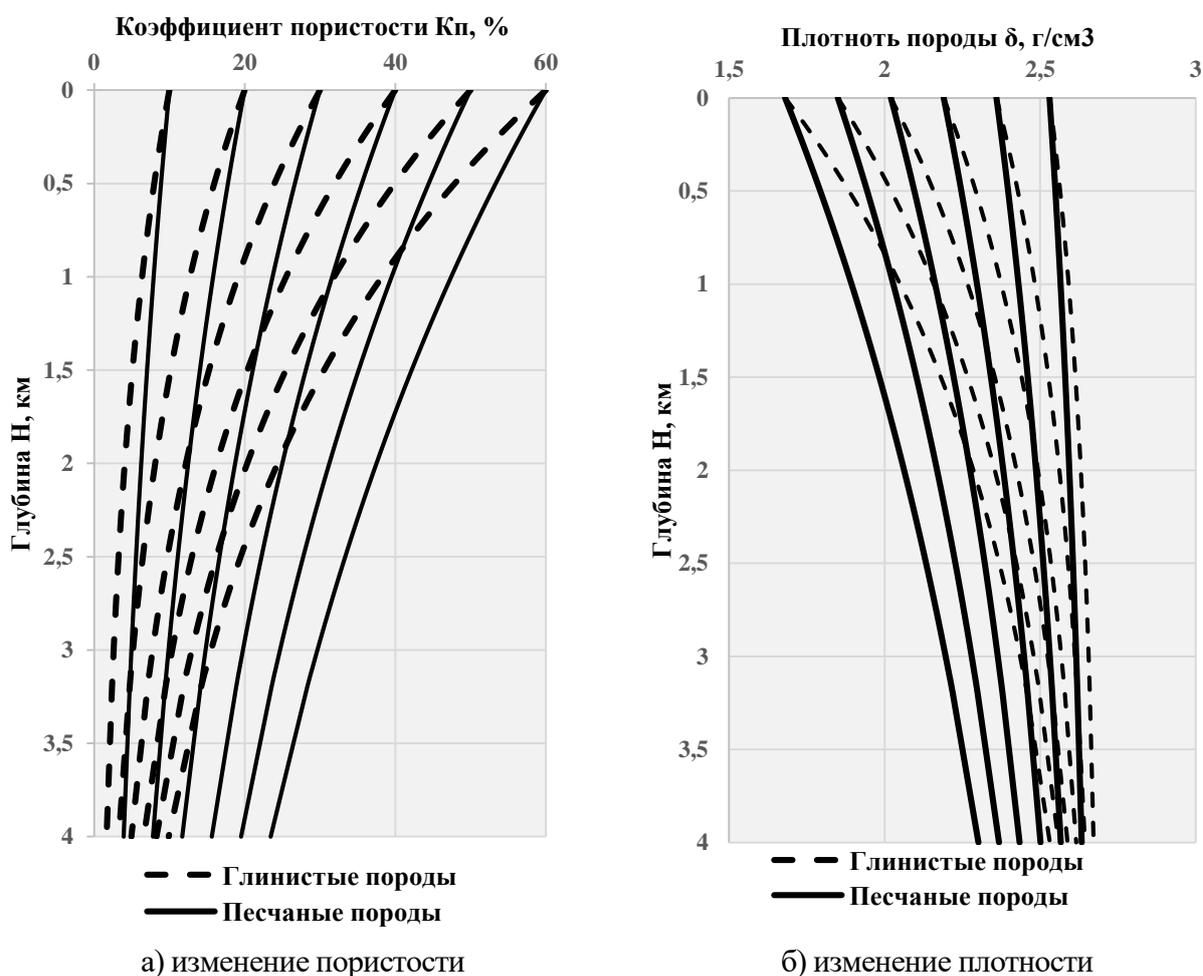


Рис. 1 – Теоретические кривые уплотнения пород для глин и песчаников

Однако, фактический механизм уплотнения пород состоит из нескольких стадий формирования, что подтверждается работами Ф.Фотиади и соавторов. При этом уплотнение рассматривается как следующие стадии формирования, основными из которых являются:

- 1) стадия механической перегруппировки;
- 2) стадия обезвоживания;
- 3) стадия механических деформаций;
- 4) стадия перекристаллизации.

Кроме того, уплотнение осадка сопровождается воздействием циркуляции флюидов и высоких температур. Указанные факторы определяют более сложный характер изменения пористости (плотности) с глубиной и возможность описания уплотнения экспоненциальными

зависимости более допустима для приближенного прогнозирования или при рассмотрении сред, приближенным к "чистым" литологическим разностям.

Эмпирические исследования уплотнения

Более сложный характер уплотнения пород на керновых данных был показан в работах Ирбэ Н.А. [3].

В данной работе представлены графики изменения пористости с глубиной по ряду нефтегазоносных районов Западной Сибири для пород терригенного типа разреза. Данные отражают свойства пород на основе керновых исследований. Для определения характерной зависимости изменения пористости с глубиной глин и песчаников были проведены аппроксимационные линии для "чистых" пород, представленные на рисунке 2.

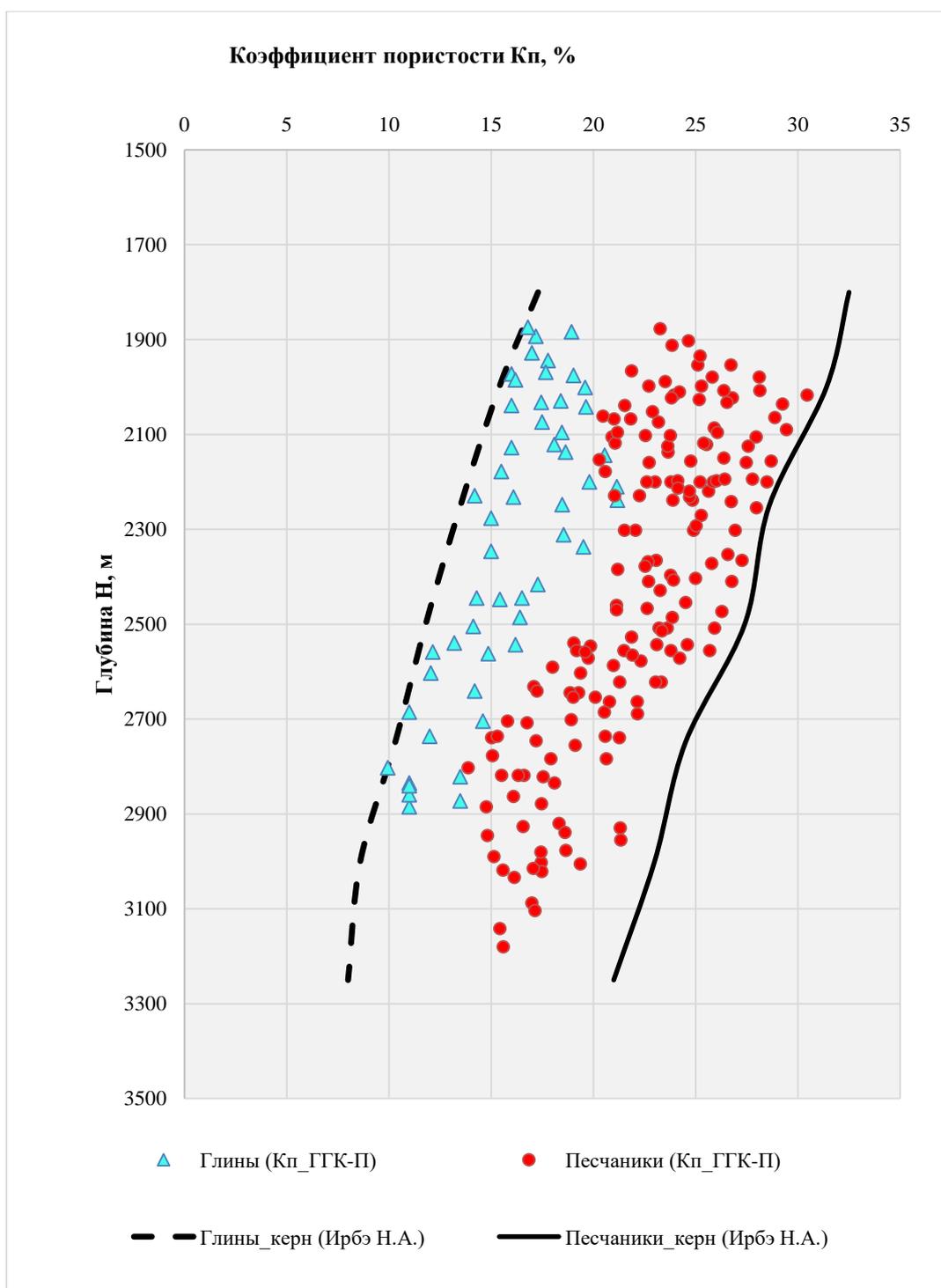


Рис. 2. Сопоставление данных керна и пористости на примере месторождения Сургутского свода

Линии глин и песчаников на рисунке 2 по данным Ирбэ Н.А. соответствуют Сургутскому району. На этот же график наложен данные расчета пористости по гамма-гамма плотностному каротажу. Точки совпадают с поропластами, мощностью больше 0.6 м.

Переведённые в пористость графики зависимости изменения свойств пород от глубины при наложении на эмпирические зависимости, полученные Ирбэ Н.А. по одному и тому же географическому району, показывают хорошую сходимость, что подтверждает достоверность определения характеристик изменения свойств по разрезу. Тем не менее по данным плотностного каротажа, видна большая дифференциация показаний.

Выводы:

Данные плотностного каротажа определяют более сложный характер уплотнения осадков с глубиной.

Кроме того, закономерное уплотнение пород с глубиной по материалам керновых исследований по материалам Ирбэ Н.А. для "чистых" песчаников и глин сопоставимо с данными плотностного каротажа по общему нефтегазоносному району.

Стоит отметить, что различные литологические разности уплотняются по одному закону, однако, характер изменения параметров зависит от литологии объекта

Представленные материалы отражают перспективность использования моделей изменения свойств пород с глубиной, в конкретном районе исследований, для определения характеристик опорных интервалов при обработке материалов геофизических исследований скважин.

Библиографический список:

1. Терцаги К. Теория механики грунтов / К. Терцаги ; пер. с англ. ; под ред. Н. А. Цитовича. – М. : Недра, 1993. – 245 с.
2. Добрынин В.М., Петрофизика: Учеб. для вузов./ В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А.Кожевников – М.: Недра, 1991. – 368 с.
3. Ирбэ Н.А., Закономерности изменения пористости и проницаемости осадочных пород Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ / Н.А. Ирбэ, Л.Ф. Шестакова - Тюмень.- Вып. 203. - 1986. - С. 95-103.

УДК 622.248.3

Эффективная изоляция трапповой интрузии на месторождениях Восточной Сибири

Рожкова Д. С.

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Экономика России, как и других нефтегазодобывающих стран, крайне зависит от уровня развития нефтегазового комплекса. Нефтегазовый российский комплекс в настоящее время переходит на добычу «сложных» углеводородов, поэтому сейчас необходимо реализовать масштабные работы по поиску, разведке и освоению нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях в Якутии[1].

Несмотря на более чем пятьдесят лет исследований, пермо-триасовые ловушки Сибирской платформы до сих пор остаются непредсказуемы. Однако добычей всех углеводородов, которая сосредоточена в Якутии, связаны трудностями бурения скважин, обусловленных связанными со структурой почвы. Они зачастую представлены мелкими, пористыми (с песком и гравием) траппами. Они часто встречается в крупных, карстовых отложениях. Обычно трещиноватые породы не превышают 300 метров, при этом встречаются битые породы разного размера. По мере увеличения глубины породы трещины открываются и плотность увеличивается. По мере увеличения прочности породы увеличивается количество трещин.

Большинство из месторождений Якутии характеризуется наличием в геологическом разрезе пластовых трапповых тел (силлов - интрузивных залежей) внутри осадочного чехла. Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда - нижнего палеозоя, на разных стратиграфических уровнях. К таким месторождениям относятся Среднеботуобинское,

Ковыктинское, Верхнечонское, Ярактинское, Даниловское, и другие [2]. Особый интерес представляет собой Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Мирнинском районе Якутии, в 130 км от города Мирный.

К настоящему времени о нефтегазоносности Сибирского плоскогорья собрано много научных материалов. Особый интерес в геологических исследованиях представляет его западная часть, где, как уже говорилось ранее, в пределах Курейской синеклизы обнаруживается своеобразная насыщенность геологической области интрузиями траппов [3].

В границах Среднеботуобинского месторождения трапповая интрузия пермо-триасового возраста представлена долеритами, входящими в состав различных формаций в осадочных отложениях (интервал 720,32 – 846,32 м, мощность ботуобинского горизонта \approx 130 м), также отмечается повсеместное распространение вечной мерзлоты (ММП) в интервалах до 400 метров, далее отмечаются аномально низкие пластовые давления и естественные трещины, встречается неравномерное переслаивание доломитов, ангидритов и каменной соли, что при строительстве скважин в таких условиях может вызвать различные осложнения [4].

Трапповый магматизм представляет собой особый тип континентального магматизма, для которого характерны палеомагнитные данные о дайках, силлах и, в гораздо меньшей степени, эффузивные ловушки образования пермо-триасового возраста, расположенные на дуге тиковой окраины Сибирской платформы. Широко распространены породы трапповой формации, которые сформировали пластовые и секущие тела – силлы, штоки, жилы и дайки щелочных базальтов и карбонатитов [4].

На Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении мощность ловушечной интрузии различна и значительно отличается от одной кустовой площадки к другой в пределах от 140 до 450 м по стволу скважины как правило, в коллекторах интрузий отмечают относительно меньшие значения пластового давления флюидов, интервалы солей и эндогенной трещиноватости.

Ход интрузивного процесса, форму интрузивных тел в земной коре, внутреннее устройство интрузивных массивов (распределение в них минеральных компонентов, полезных ископаемых) определяет общая тектоническая обстановка. В Восточной Сибири, в пределах Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения ловушки представлены интрузиями в осадочных отложениях. Их поле расположено по краю тела ловушки и имеет в основном равномерное распределение по толщине интервала, но на разных глубинах. По тектоническим условиям формирования выделяются интрузивы геосинклинальных областей и интрузивы платформ [5], которые изображены на рис. 1.

К согласованным интрузивам относятся сели, лаколиты, факолиты, лополиты и частично траппы – магматические диапиры. Непременным элементом согласованных тел является магматический канал, к ним относятся доломиты и известняки серые, темно-серые, с коричневатым и зеленоватым оттенком, неравномерно глинистые, ангидритизированные тонко- и мелкозернистые, с подчиненными прослоями аргиллитов и мергелей, с единичными прослоями каменной соли. Непременным элементом согласованных тел является магматический канал, или "ножка" интрузива, которая имеет вид столбообразного или дайковидного тела. Трапповый интрузии – это пластообразные тела, залегающие параллельно наслоению вмещающих пород, образуются на сравнительно небольших глубинах. Отдельные силы трапповых формаций в Восточной Сибири достигают мощности 400 м, а площадь достигает нескольких тысяч километров.

Основным видом осложнений при строительстве скважин на нефтяных месторождениях Восточной Сибири является прекращение циркуляции буровой жидкости и уход ее в пласт, затраты, на борьбу с которыми составляют около 15% от всего времени, из нормативной карты времени на строительство скважины. Потеря циркуляции определяется как полная или частичная потеря бурового раствора или цемента в высокопроницаемые зоны, кавернозные образования и естественные или искусственные трещины во время бурения или заканчивания скважины, и представляет собой нежелательный приток порции или всего бурового раствора в пласт.

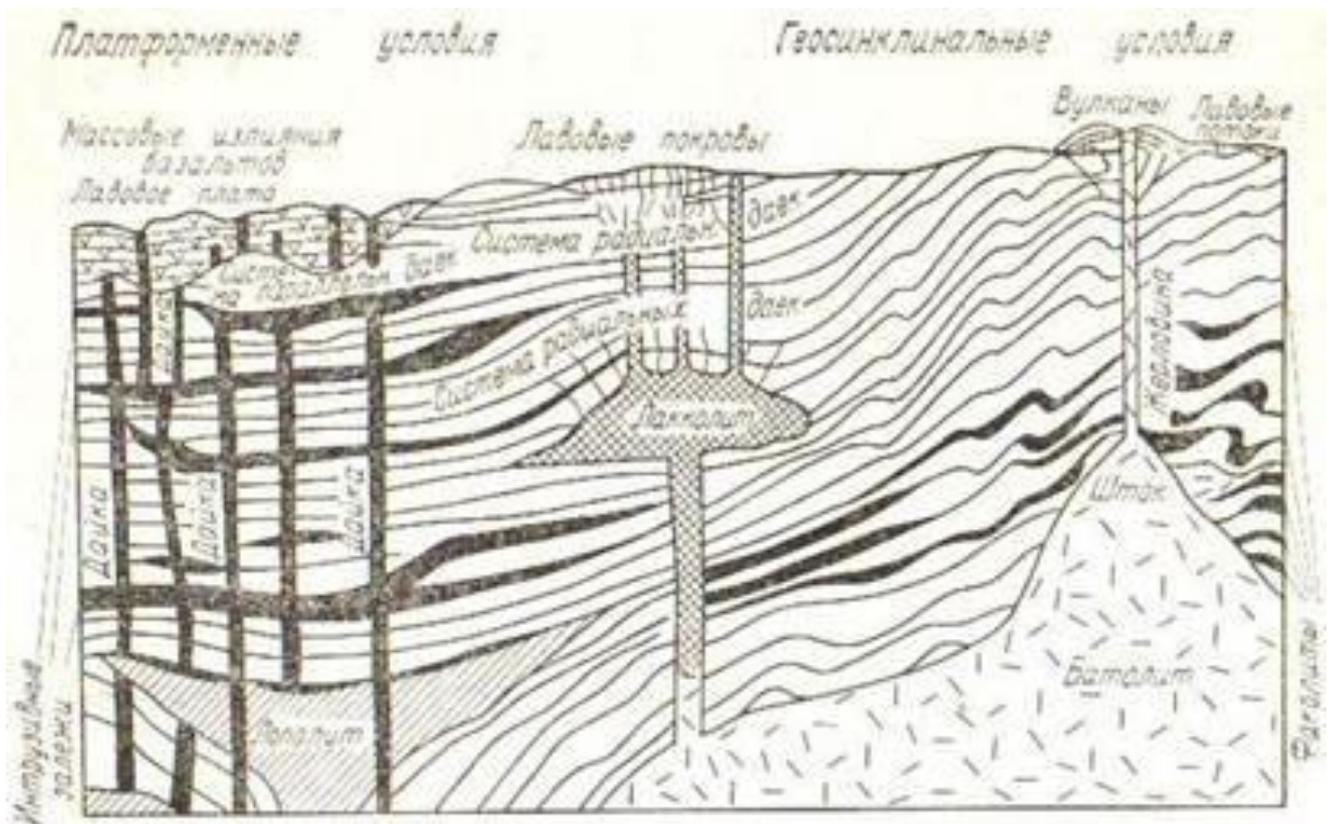


Рис. 1 - Схема главнейших форм залегания интрузивных и эффузивных пород. По Г. Тиррелю

Поглощение бурового раствора, безусловно, является важной проблемой и может привести к таким непоправимым последствиям как:

1. Значительный вред коллекторским свойствам продуктивного пласта.
2. Снижение предел прочности стенок скважины.
3. Формирование осколочной подушки на стволе скважины
4. Дополнительные экономические расходы

Зоны поглощения, расположены как правило в трещиноватых породах, трещины обнаруживаются в них до бурения и развиваются обычно при сложении пластов (траппы представляют собой слоистые формирования) или в результате землетрясений, в этом пласте потеря циркуляции происходит быстро, тотально и ее наиболее трудно герметизировать.

Для изоляции зон поглощения и предотвращения потери циркуляции необходимо поддержание надлежащей плотности бурового раствора, свести к минимуму потери давления на кольцевое трение при бурении и спуско-подъемных операциях

В процессе ликвидации геологического осложнения в интервале трапповой интрузии, было выделено несколько способов, которые были рассмотрены ниже.

Среди методов ликвидации осложнений, возникающих на Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении можно определить следующие:

- подбор рецептур буровых растворов (применение смесей на цементной основе недопустимо, так как они долго застывают, сильно растекаются и очень подвержены температурным изменениям. Рекомендуется использовать растворы на основе полиуретанов, так как они имеют хорошую вязкость, что позволяет проникать в любые трещины, закрывая их. При контакте с водой такие составы увеличиваются и затвердевают, что помогает прекратить поглощения. Один из самых основных составов включает в себя смолу и отвердитель, вязкоупругие суспензии с добавлением современных эффективных кольматантов (например, К-МІХ); для поддержания устойчивости стенок ствола скважины за счет отверждения в зоне поглощения;

- исходя из опыта ранее пробуренных скважин, с целью предупреждения поглощений бурового раствора, бурение интервала начинать на пресном полимер-глинистом буровом растворе для последующего приготовления кольматационных пачек, при бурении интервала

траппов. При первых признаках появления каменной соли в шламе перейти на соленасыщенный полимерный буровой раствор (хлорид натрия растворяется в воде с использованием любого перемешивающего устройства).

Регуляторы поглощения циркуляции образуют перемычки с низкой проницаемостью через отверстия, принимающие жидкости. По логистическим причинам такие материалы в настоящее время обычно добавляют в буровые растворы перед цементированием, а не в цементные растворы для нефтяных скважин. Ключевыми свойствами являются размер и форма их зерен, а также их жесткость и плотность. Такие добавки включают блокирующие гранулы, например, скорлупа грецких орехов, пластинчатые материалы (хлопья целлофана), волокнистые материалы (нейлоновые волокна).

Вышеописанные геологические проблемы представляют собой приоритетную проблему, требующую решения, и разработки методологии решения проблемы, которая требует комплексного подхода к технологиям и оперативным способам достижения результата.

Библиографический список:

1. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов. Текст : непосредственный // «Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом», 2015. № 6. С. 10-16
2. Фомин, А. М. Ботуобинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) / А. М. Фомин, С. А. Моисеев - Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – № 1(2). – С. 19–23.
3. Новиков Д. А., Гордеева А. О., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Житова Л. М. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. - № 6. – С.861-881
4. Феоктистов Г.Д. Петрология и условия формирования трапповых силлов. - Новосибирск: Наука, 1978. - 168 с. Текст : непосредственный.
5. Тиррель Г.В. Основы петрологии. Введение в науку о горных породах, Москва-Ленинград, 1932. - 328 с. Текст : непосредственный.

УДК 552.578.2.061.32:550.4 (470.1)

Геохимия органического вещества нефтей и пород верхнедевонско-каменноугольных отложений Баяндынской площади Денисовского прогиба

Котик И. С.¹, Саегараев А. Д.², Савельева А. А., Котик О. С.¹, Валяева О. В.¹, Бушнев Д. А.¹

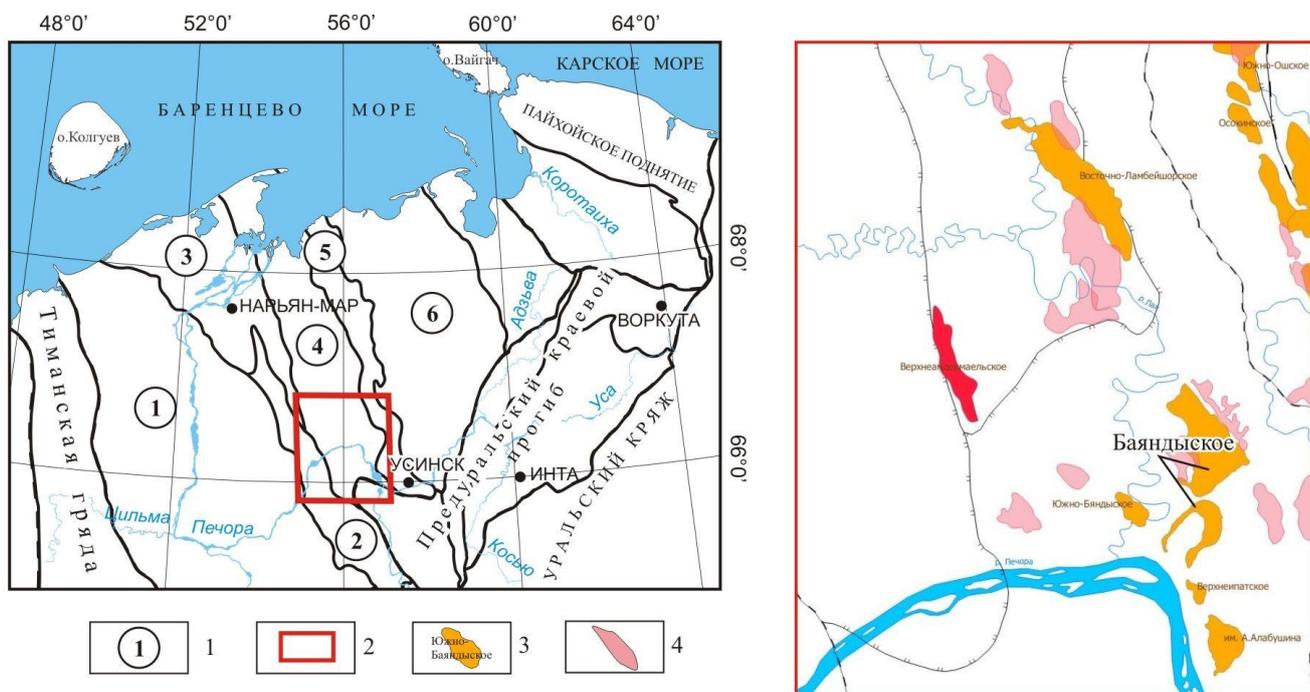
1 – Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г.Сыктывкар, Россия

2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г. Усинск, Россия

Исследуемая территория расположена в южной части Денисовского прогиба в пределах Лодминской перемычки (Рисунок 1). В строении Баяндынской площади выделяется группа локальных структур: Баяндынская, Западно-Баяндынская, Среднебаяндынская, Верхнебаяндынская, Северо-Баяндынская, Восточнобаяндынская и Новобаяндынская. В результате проведенных геологоразведочных работ установлена промышленная нефтеносность в фаменских (D_{3zd}), нижнекаменноугольных (C_{1s}) и среднекаменноугольных (C_{2m}) отложениях на Баяндыском (D_{3zd}, C_{1s}, C_{2m}) и Южно-Баяндыском месторождениях (D_{3zd}) (Рисунок 1).

Изучение углеводородного (УВ) состава нефтей и битумоидов пород проводилось по скважинам 1, 2, 5, 8 и 21 Баяндынской площади.

Изученные скважинами разрезы фаменско-каменноугольных отложений представлены преимущественно мелководно-шельфовыми и рифогенными карбонатными отложениями. Определение содержания органического вещества (C_{орг}, %) в породах показало в основном его низкие концентрации, на уровне 0,1–0,2 %. В прослоях глинисто-карбонатных пород содержание C_{орг} повышается до 0,2–0,6 %. В целом фаменско-каменноугольные отложения не содержат нефтематеринских пород.



1 – тектонические элементы: 1-Ижма-Печорская синеклиза, 2-Печоро-Кожвинский мегавал, 3-Малоземельско-Колгуевская моноклиналь, 4-Денисовский прогиб, 5-Колвинский мегавал, 6-Хорейверская впадина; 2 – район исследований; 3 – месторождения УВ; 4 – поисковые локальные структуры.

Рис. 1 – Обзорная карта района исследований

Образцы нефтей изучались из природных резервуаров фаменских (скв. 1, 5, 21) и нижне-среднекаменноугольных отложений (скв. 1, 2, 8). По физико-химическому составу они относятся к очень легким нефтям ($0,805-0,823 \text{ г/см}^3$), парафинистым, малосмолистым, мало- и среднеасфальтенистым, сернистым и малосернистым [1].

Изучение УВ состава насыщенной (*n*-алканы и изопреноиды) фракции нефтей показало, что они имеют в целом схожее молекулярно-массовое распределение (Рисунок 2). Они характеризуются групповым максимумом в области $n\text{-C}_{11}\text{-}n\text{-C}_{17}$, низкими концентрациями высокомолекулярных *n*-алканов ($> n\text{-C}_{20}$ – 20–30 %), низкими отношениями *изо*-алканы/*n*-алканы – 0,13–0,17, Pr/Ph – 1,24–1,84. На диаграмме Кенонна-Кассоу по соотношениям Pr/*n*-C₁₇ и Ph/*n*-C₁₈ нефти как из фаменских, так и каменноугольных коллекторов группируются в одну область (Рисунок 3).

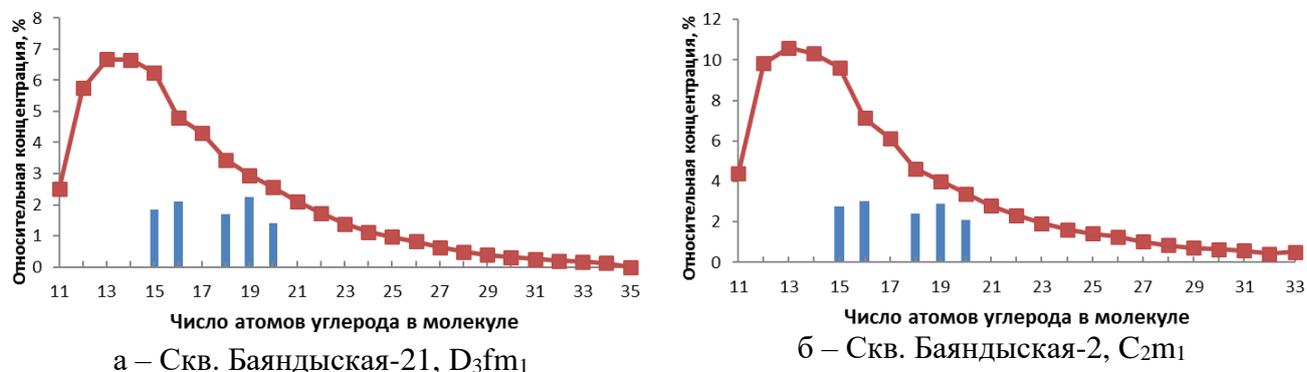


Рис. 2 – Гистограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции нефтей в фаменских (а) и каменноугольных (б) коллекторах

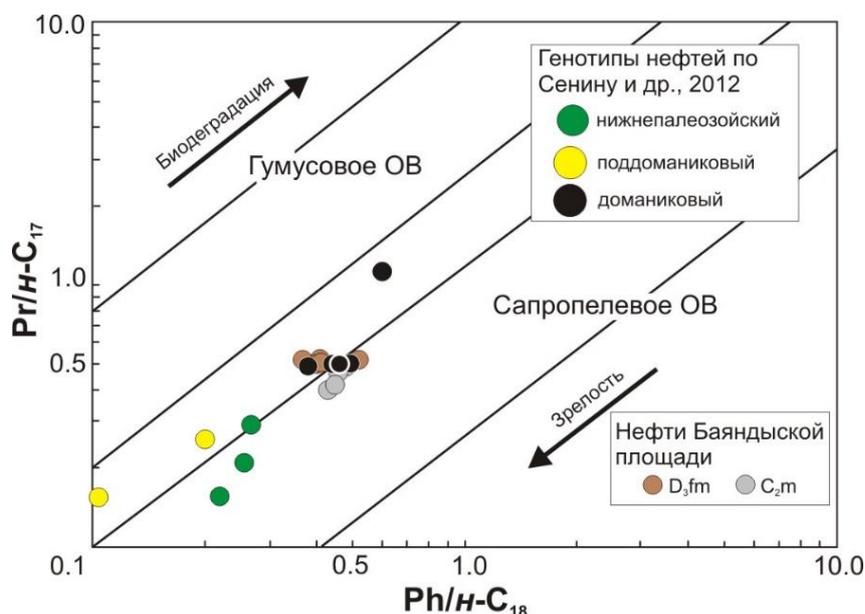


Рис. 3 – Диаграмма отношений нормальных и изопреноидных алканов $Pr/n-C_{17}$ – $Ph/n-C_{18}$ в нефтях Денисовской впадины

Проведенные ранее исследования нефтей Денисовского прогиба показали присутствие трех генетических разновидностей, предположительно генерированных нижнепалеозойскими, среднедевонско-нижнефранскими и доманиково-нижнефаменскими нефтематеринскими породами [2]. На диаграмме (Рисунок 3) видно, что исследованные нефти Баяндынской площади по геохимическим параметрам $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$, соответствуют нефтям доманикового генотипа.

Для одного образца нефти из фаменских коллекторов были получены данные по распределению полициклических УВ. Среди стеранов преобладающим является этилхолестан (C_{29}) концентрации которого составляют более 50%, а гомологи C_{27} и C_{28} находятся примерно в одинаковых содержаниях. Полученное распределение с доминированием стерана C_{29} является характерным для доманиковых нефтематеринских отложений и нефтей из франско-фаменских резервуаров Тимано-Печорской провинции [3]. Таким образом исследованные нефти Баяндынской площади, по ряду признаков, таких как узкие максимумы в низкомолекулярной области и отсутствие доминантности нечетных УВ, повышенные концентрации изопреноидных алканов, преобладания стерана состава C_{29} указывают на доманиковый генотип, то есть генерированных нефтематеринскими породами доманиковой формации.

Изучение УВ состава битумоидов пород показало в основном два типа распределения. Первый тип схож с нефтями: групповой максимум приходится на область $n-C_{14}$ – $n-C_{16}$ при преобладании алкана $n-C_{15}$, концентрация высокомолекулярных УВ ($> n-C_{20}$) резко снижается до 4–29 %, отношение Pr/Ph – 1,59–2,1 (Рисунок 4, а). Второй тип распределения имеют образцы с высокими битумоидными коэффициентами ($\beta_{ХБ}=24–94$ %), что указывает на их аллохтонность по отношению к вмещающим отложениям. Они отличаются широким максимумом в диапазоне $n-C_{15}$ – $n-C_{21}$ при преобладании $n-C_{17}$, доля высокомолекулярных n -алканов ($> n-C_{20}$) увеличена до 34–50 %, значения Pr/Ph более низкие – 1,12–1,36 (Рисунок 4, б). Полученные геохимические параметры битумоидов характерны для ОБ силурийских нефтематеринских отложений, изученных нами в скважине 1-Кэрлайская [4]. Это позволяет характеризовать данные битумоиды как проявление следов миграции из нижнепалеозойских нефтематеринских источников.

В результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- 1) Фаменские и каменноугольные отложения не содержат нефтематеринских пород, способных к генерации УВ.
- 2) Изучение УВ состава битумоидов пород показало разделение их на две группы. Первая по УВ составу отвечает изученным нефтям. Вторая отражает процесс миграции УВ из силурийских нефтематеринских отложений.

3) Изученные нефти из фаменских и каменноугольных резервуаров характеризуются однотипным УВ составом и являются аллохтонными, генерированными нефтематеринскими отложениями доманиковой формации.

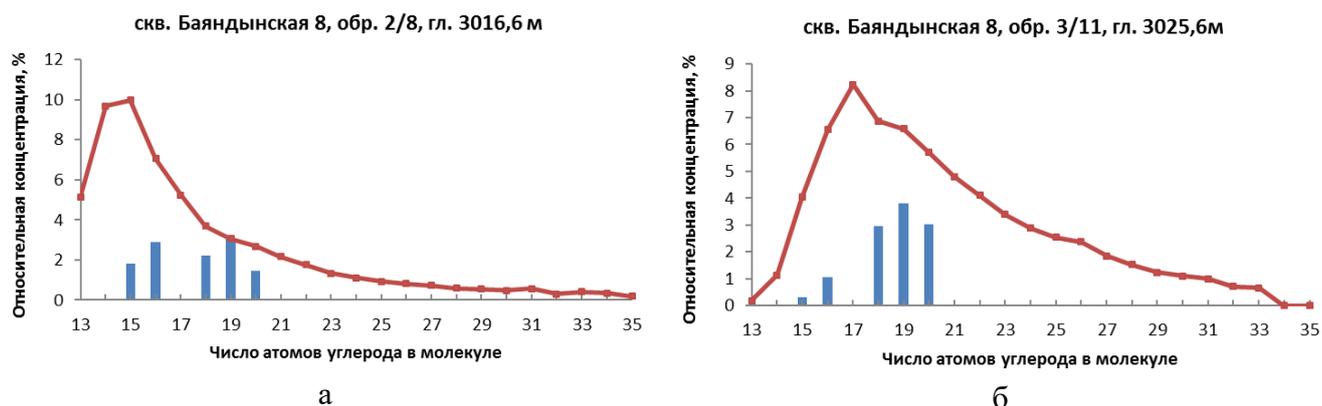


Рис. 4 – Гистограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов для первого (а) и второго (б) типов

В настоящее время интерес к нефтям верхнедевонского комплекса продолжается, так как они обладают высокой катагенной зрелостью и характеризуются как сырье наивысшего качества. С целью выявления генерационных источников залежей УВ и корреляции нефтей между собой планируется дальнейшее проведение исследований нефтей на прилегающих к Баяндынской площади месторождениях (Восточно-Ламбейшорском, им. А.А. Алабушина и др.).

Библиографический список:

1. Даниленко А.Н., Савельева А.А., Борщевская Н.И. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности рифогенных отложений верхнего девона Денисовского прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №2. – С. 41–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-41-45.
2. Изучение фазового состояния залежей УВ Денисовской впадины на основе моделирования эволюционных процессов нефтегазогенерации с целью прогнозирования типов флюидов вновь открываемых залежей / Отв. исполнитель С.В. Сенин. Ухта: ОАО ТП НИЦ. – 2012.
3. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева, А.А. Деревесникова // Геология и геофизика. – 2017. – Том. 58. № 3-4. – С. 410–422.
4. Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнего палеозоя Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скважины 1-Кэрлайская) / И.С. Котик, А.Д. Саетгараев, О.С. Котик [и др.] // Геология нефти и газа. – №1. – 2023. В печати.

УДК 553.9

Геометризация залежей и прогноз нефтегазоносности среднеюрских отложений северо-восточной части Шаимского НГР

Медведев Н. Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время при высокой степени изученности месторождений Шаимского района, особенно в северо-восточной части, наблюдается тенденция объединения месторождений единым контуром нефтегазоносности. При этом характерной особенностью района является наличие тектонически и литологически экранированных залежей с тенденцией понижения уровней ВНК в северо-восточном направлении.

По результатам исследований В.А. Савенко и других авторов (Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" в г. Тюмени) установлено, что понижение уровней ВНК в

северо-восточном направлении Шаимского НГР имеет не плавный, а ступенчатый характер. Отмечаются случаи, когда ступенчатое понижение уровней ВНК к северо-востоку не зависит от морфологии кровли продуктивного горизонта, а также не зависит от амплитуды разломов и направления смещения блоков по разлому [5].

Проблема северной части изучаемой площади заключается в том, что расположенные в непосредственной близости скважины имеют скачкообразный уровень ВНК с разницей более 20 м. При этом по сейсмическим разрезам не наблюдаются разрывных нарушений, которые могли бы служить флюидоупорами. Это значительно осложняет геометризацию и построение моделей нефтяных залежей. В связи с этим в работе предложена геологическая модель залежей, в которой на скачкообразное изменение водонефтяных контактов существенное влияние оказали фациальные особенности геологического строения территории, в частности, связанные с наличием палеорусловых тел в интервале среднеюрских отложений.

С целью геометризации песчаных тел с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и оптимизации эксплуатационного бурения необходимо создание достоверных концептуальных моделей осадконакопления, особенно на сложных многопластовых месторождениях в отложениях нижнесреднеюрского возраста.

В данной работе в качестве основного метода изучения сейсмической волновой картины для создания последовательной концептуальной модели развития территории была использована спектральная декомпозиция и последующее RGB-суммирование, а также сейсмофациальный анализ. На основании совместного анализа карт сеймофаций и данных по скважинам выделены зоны с различными условиями осадконакопления, такие как палеовозвышенности и аллювиальная равнина. Далее, по результатам спектральной декомпозиции (картам RGB-суммы и седиментационным срезам наиболее информативных кубов) определены границы отдельных палеоканалов, баров и т.д.

Фокус исследования направлен на пласты Ю3 и Ю4, где четко прослеживаются границы русловых тел, достигающих в ширину порядка 1,5 км. Что касается интервала пласта Ю2, то в его нижней части еще встречается достаточно четкий рисунок палеоканалов, по которым осуществлялся вынос терригенного материала в отрицательные формы палеорельефа, но уже в кровельной части исследуемого интервала на амплитудах прослеживается изменение динамики отражений. Формирование песчано-глинистых осадков пласта Ю2 происходит на относительно выровненной поверхности дна бассейна, осложненной малоамплитудными подводными палеоподнятиями. Речная система вышележащих пластов в результате затопления территории трансформировалась в отложения подводной части бассейнового мелководья и приливно-отливной равнины.

Прейдем непосредственно к объектам исследования. В северной части исследуемой площади на карте временных толщин пласта Ю3 выделяются широкие вытянутые зоны с увеличенными толщинами, интерпретируемые как «врезы» отложений пласта Ю3 в нижележащие осадки пласта Ю4. Значение границ вреза пласта Ю3 является в изученном районе определяющим, так как данные границы являются литологическими экранами, разделяющими залежи нефти пластов Ю3 и Ю4 (рис. 1, 2).

По пласту Ю3, как и по пласту Ю4, на геометризацию залежей существенную роль оказывает влияние русловая система, которая отчетливо прослеживается по сейсмическим атрибутам.

На приведенном временном разрезе демонстрируется поведение вреза песчаных тел баров и характеризующее их волновое поле. Для них характерна следующая волновая картина: раздвоение отрицательного полупериода, вогнутая форма осей синфазности, интерференционный характер записи. В данных областях с доказанной продуктивностью появляется дополнительное положительное отражение (рис. 2).

Согласно выполненному лито-фациальному анализу большую часть территории занимает озерно-аллювиальный комплекс, в пределах которого выделены также глинистые фации (скв. 14, 47, 22, 15, 1908, 5, 69), предположительно ассоциируемые с зонами развития застойных водоемов (болот) (рис. 3).

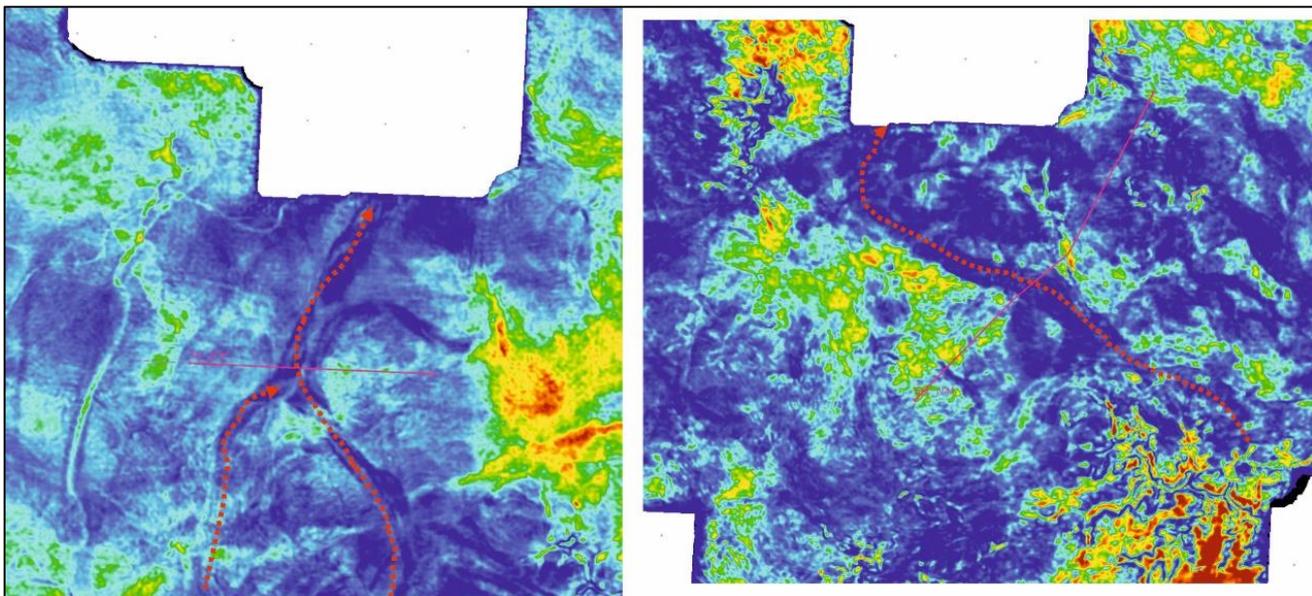


Рис. 1 - Речная система, влияющая на геометризацию залежей пластов Ю3 и Ю4

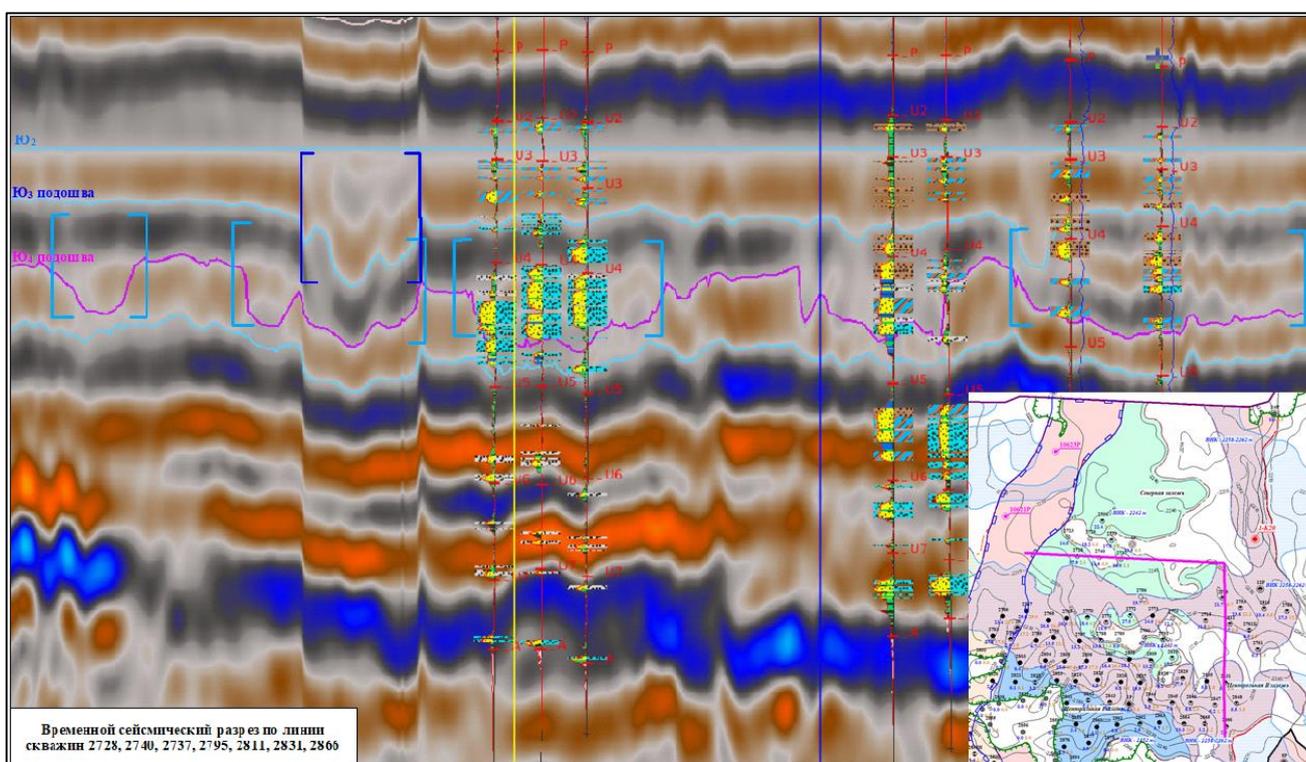
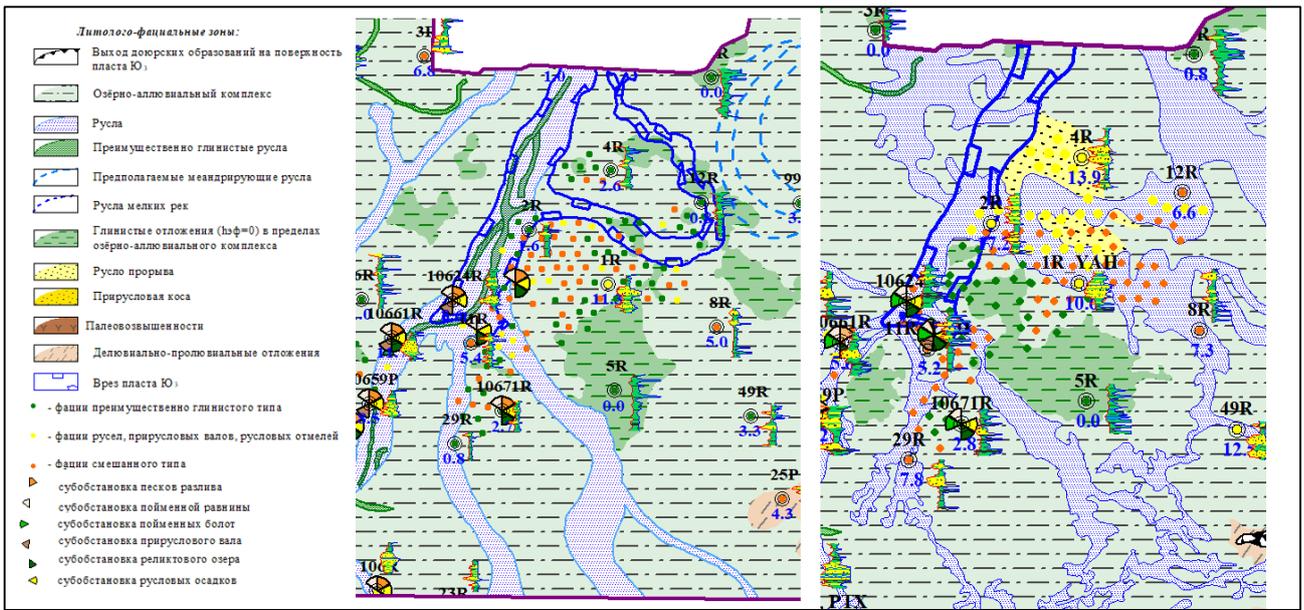


Рис. 2 - Фрагмент временного разреза по линии эксплуатационных скважин

В районе исследуемой площади русловые долины представлены преимущественно фациями больших русел, которые четко прослеживаются на срезах куба RGB-суммы в интервале пласта Ю3. Дополнительный анализ внутреннего строения пласта показал, что в интервале отложений Ю3 в пределах долины наиболее широких русел отложения представлены как одним-двумя, так и несколькими пропластками, сформированными временными потоками в пределах руслового ложа. Внутри долины прослеживаются узкие каналы с различной седиментацией, не исключая их заиленности и глинизации.

Предполагаемый врез является литологическим экраном, разделяющим залежи нефти пластов Ю3 и Ю4. Вблизи русла реки, в районе скважин северной части исследуемой площади (район скв. 4Р) описаны отложения прируслового бара. Для песчаных тел баров характерны более тонкозернистые и хорошо отсортированные породы: мелко- и реже средне-мелкозернистые песчаники и алевролиты.

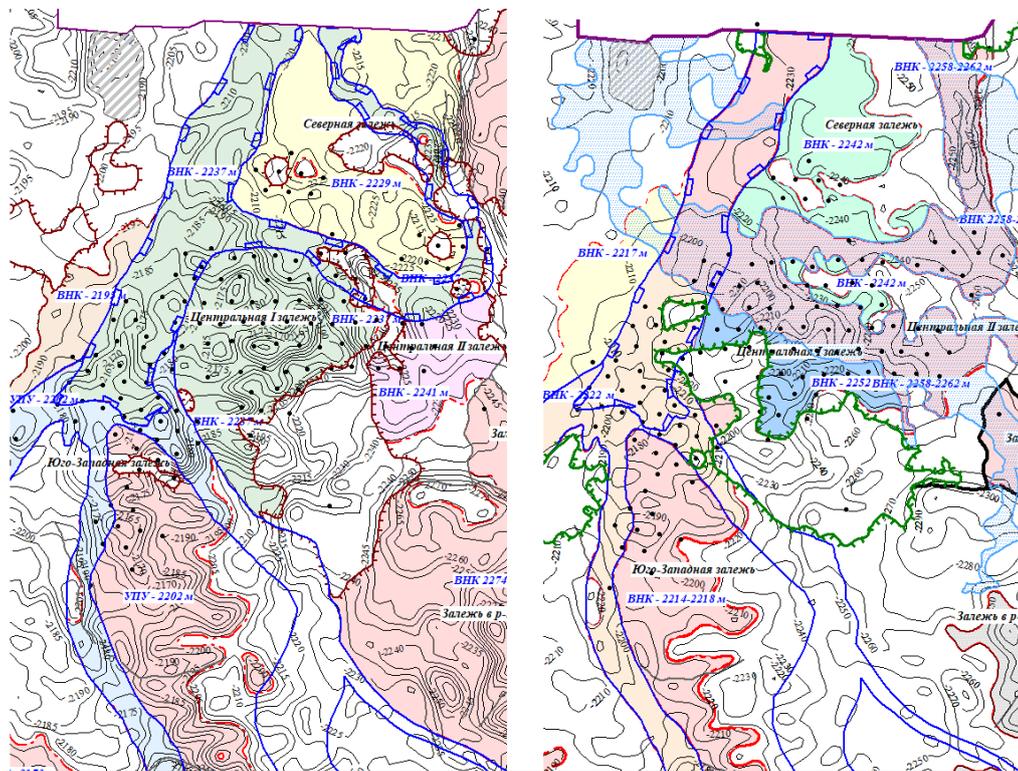


(а) (б)

Рис. 3 -Фрагмент схема литолого-фациального районирования пластов Ю3(а) и Ю4(б)

На картах кровли коллекторов отложений пластов Ю3 и Ю4 западная область от вреза расположена гипсометрически выше продуктивной восточной части, но при этом наличия экранирующих разрывных нарушений не отмечено. Таким образом, при создании геологической модели и геометризации продуктивных областей залежи пластов Ю3 и Ю4 ограничены формами русловой системы.

Предложенная концептуальная геологическая модель залежей в нижнесреднеюрских отложениях выступает альтернативным вариантом модели блокового строения. Особенно это актуально на таких сложных многопластовых участках, где существенное влияние на ступенчатые перепады ВНК оказывают русловые тела.



(а) (б)

Рис. 4 - Фрагменты карт кровли коллекторов Ю3 (а) и Ю4(б)

Библиографический список:

1. Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Маслов А.В. и др. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2007. – С. 209.
2. Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Савенко В.А. Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2009. – С. 227.
3. Амон Э.О., Алексеев В.П., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГА, 2010. – С. 257.
4. Герасимова Е.А., Трущенко Н.С. Стратиграфическое расчленение и корреляция продуктивных юрско-нижнемеловых отложений Южно-Тугровской площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – С.220
5. Савенко В.А, Раковская И.П., Аблязов А.С. Региональные особенности динамики осадконакопления юрских отложений и изменения уровней ВНК в северной части Шаимского района (Западная Сибирь) в свете дальнейших перспектив нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: сборник статей. – Тюмень: филиал ООО "ЛУКОЙЛ–Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть", 2014. – С.231
6. Савенко В.А. Палеография и палеогеоморфология верхнеюрских и неокомских толщ в Шаимском НГР и прилегающих районов Западной Сибири // ЛИТОСФЕРА. – Тюмень: ООО "КогалымНИПИнефть". – № 1, 2011. – С.150
7. Чернова О.С. Седименталогия резервуара / Учебное пособие по короткому курсу. – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2014. – 250 с.

УДК 553.9

Опыт моделирования карбонатного пласта Б5 Восточной Сибири

Уткин Н. В., Бембель С. Р.

Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень, Россия.

Потенциал высокопродуктивных пластов введенных в разработку объектов Восточной Сибири снижается с течением времени, что обуславливает необходимость поиска новых перспективных объектов и залежей. Положительный опыт разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (например, преображенский и усть-кутский горизонты месторождений Непско-Ботуобинской Антеклизы) указывает на высокие перспективы карбонатных пластов Восточной Сибири.

Пласт Б5, относящийся к усть-кутскому горизонту (рис. 1), сложен преимущественно вторичными доломитами и обладает сложным геологическим строением, обусловленным многочисленными разрывными нарушениями, проявлениями интрузивного магматизма, засоления и битуминизации [1].

В данной статье представлен анализ продуктивности карбонатных пластов Восточной Сибири, предложена авторская методика прогноза фильтрационно-емкостных свойств, описаны основные этапы концептуального и геологического моделирования карбонатных объектов на примере пласта Б5.

Пласт Б5 распространен на большой территории Восточной Сибири, достаточно подробно изучен в керне. Нефтегазоносность пласта подтверждена. Проведенный анализ имеющихся концептуальных моделей пласта Б5 Восточной Сибири позволяет сделать выводы, что окончательно сформированной концептуальной модели для пласта как регионального объекта на данный момент нет. По текущим представлениям о строении пласта в пределах некоторых месторождений основные перспективы объекта связывают с залежами, приуроченными к палеорифмам.

Общие			Региональные		Местные (Иркутская область) северо-западный склон НБА			Местные (Якутия)				
Система	Отдел	Ярус	Горизонт	Подгоризонт	Свита		Продуктивный горизонт		Свита		Продуктивный горизонт	
Вендская	Верхний	Томовский	Усольский		Усольская средняя	Б1	Осинский	Билрская верхняя	Билрская	Б1	Осинский	
					Усольская нижняя	Б2	Подосинский	Билрская нижняя		Б2	Подосинский	
		Нижний-Долгий	Верхний	Даниловский		Тэтэрская	Б3-4	Усть-Кутский I	Юряхская верхняя	Б3-4	Юряхский I	
							Б5	Усть-Кутский II	Юряхская нижняя	Б5	Юряхский II	
	Нижний		Даниловский		Собинская			Кудулахская				
					Катангская			Успунская				
						Б12	Преображенский		Б12	Преображенский		

Рис. 1 – Стратиграфическая характеристика пласта Б5.

Палеогеографическая карта пласта Б5 показывает одинаковые условия осадконакопления для территорий Непского свода (рис. 2). Формирование осадков пласта Б5 проходило в мелководно-морских условиях в семиаридном климате.



Рис. 2 – Палеогеографическая карта пласта Б5 в районе Непского свода.

По данным 6 скважин с отбором керна одного из месторождений Восточной Сибири, выделены и описаны фации, установлена связь керн-ГИС. В результате были выделены и описаны 4 основные пачки, которые были образованы в разных условиях осадконакопления (таблица 1).

На основе фациальной модели была создана концептуальная модель пласта Б5, показывающая особенности пространственного накопления отложений, формирующих пласт Б5. Все пачки были сформированы при относительно стабильном уровне моря.

По результатам фациального моделирования выполнено сопоставление фаций, керна и ГИС, определены особенности «поведения» кривых ГИС в каждой пачке и после чего проведена детальная корреляция пласта Б5 по 350 скважинам месторождения (рис. 3). При этом, анализ разведочных скважин одного из месторождений аналогов показал идентичность свойств пласта аналога (рис. 4).

Таблица 1 – Описание пачек пласта Б5.

п/п	Литологическое описание	Условия образования
	Пачка коричневатых-серых доломитов, тонкокристаллических с прожилками черного органического вещества. Галит залечивает редкие межскелетные и межзерновые поры. Сульфатизация в виде таблитчатых кристаллов и звездчатых агрегатов	Литораль (разрушающаяся органическая постройка)
	Доломиты коричневатых-серые, микрокристаллические, с прожилками черного органического и глинистого вещества. Галит залечивает отдельные межскелетные поры и трещинки до 6 см. Каверны размером до 2x2 мм.	Литораль (разрушающаяся органическая постройка)
	Доломиты глинистые зеленоватых-серые микрокристаллические, с прожилками черного глинисто-органического вещества. Галит залечивает межскелетные поры и редкие клиновидные короткие трещинки деформации до 2 см.	Нижняя литораль со слабой гидродинамикой
	Доломиты светло-серые микрокристаллические с многочисленными прожилками черного ОВ. Встречается окремнение. Галитизация в виде небольших залеченных трещин и пор.	Нижняя литораль и верхняя сублитораль

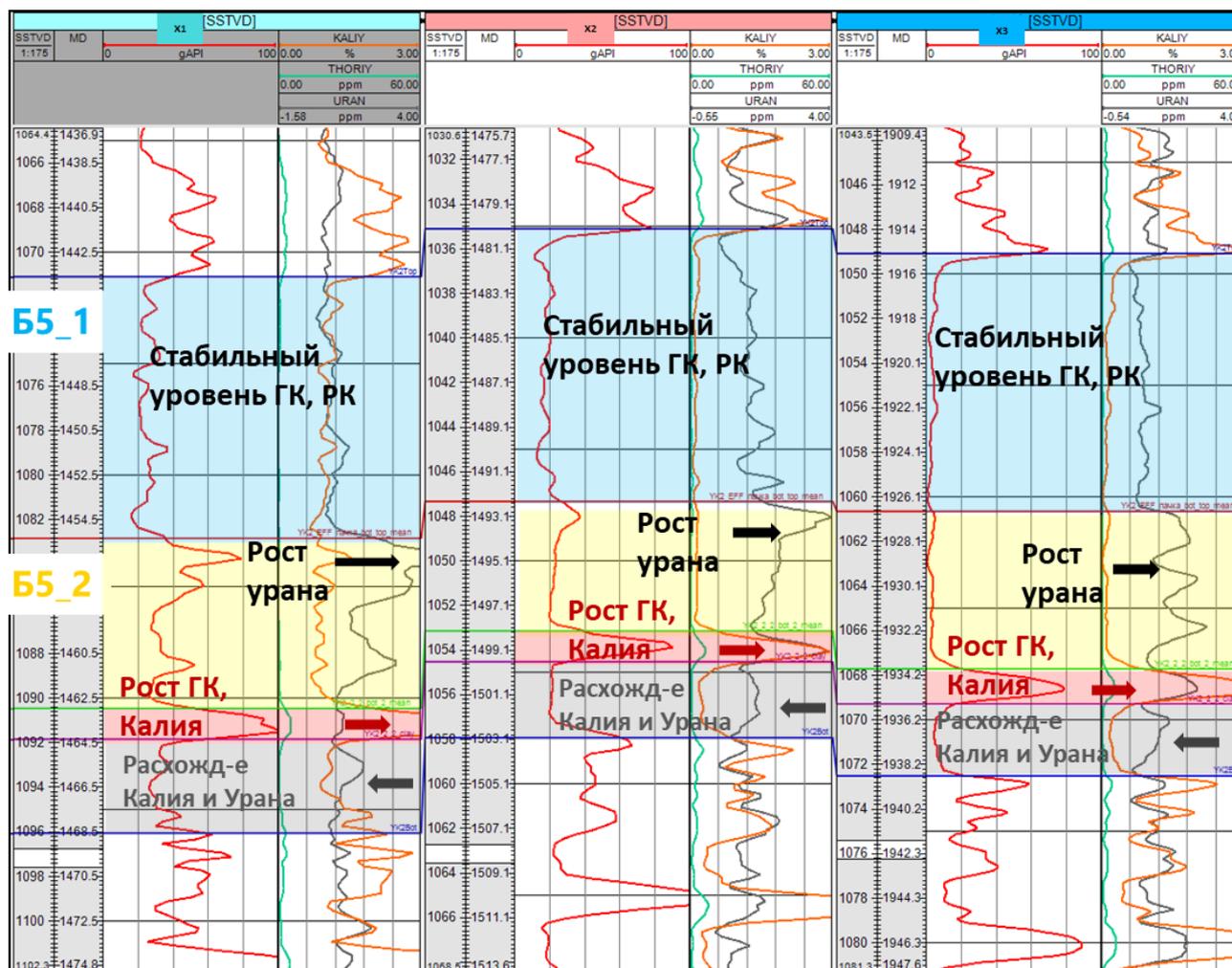


Рис. 3 – Корреляция пласта Б5 моделируемого месторождения.

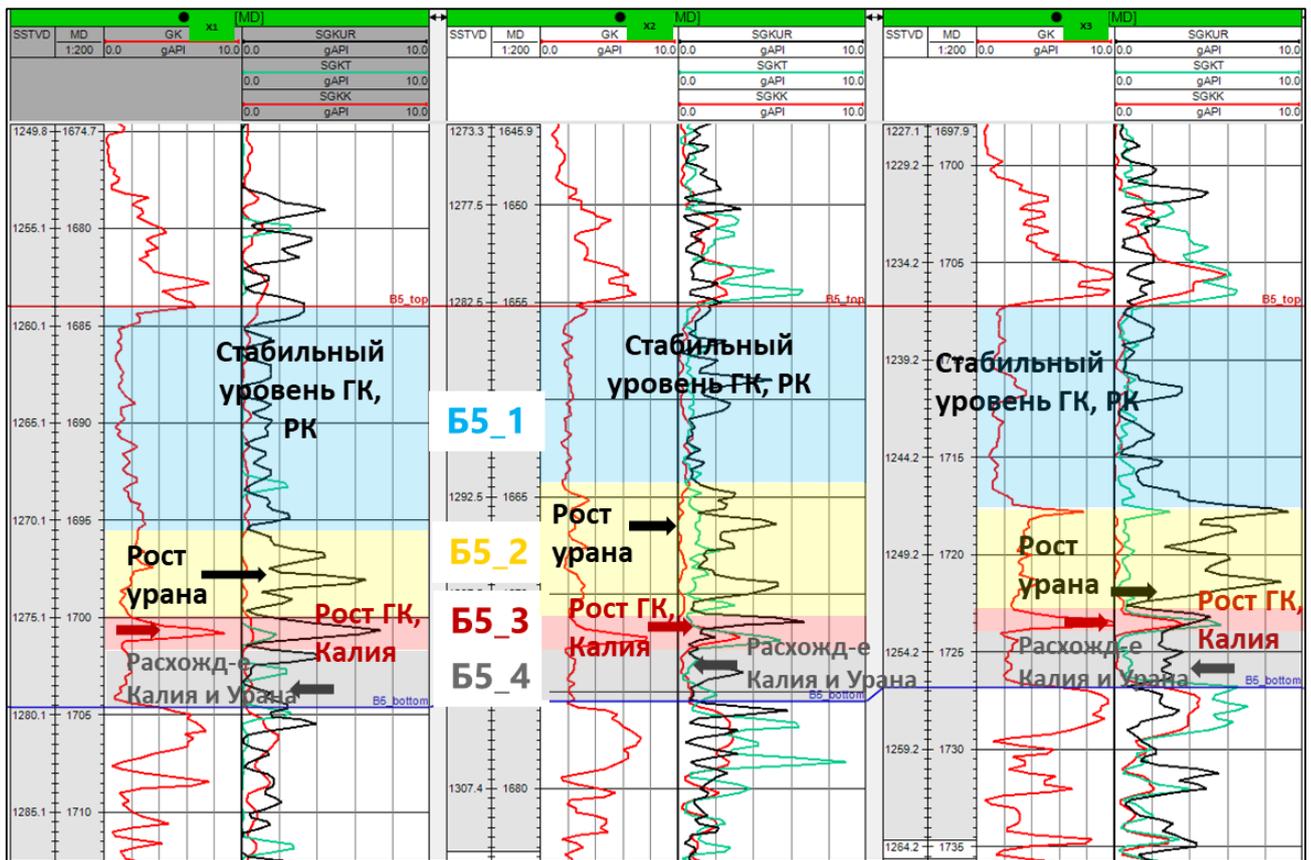


Рис. 4 – Корреляция пласта Б5 месторождения аналога.

Согласно детальной корреляции были построены карты основных пачек пласта Б5. Проанализированы ФЕС каждой пачки. Зависимости Кп от Кпр приведены на графиках (рис 5).

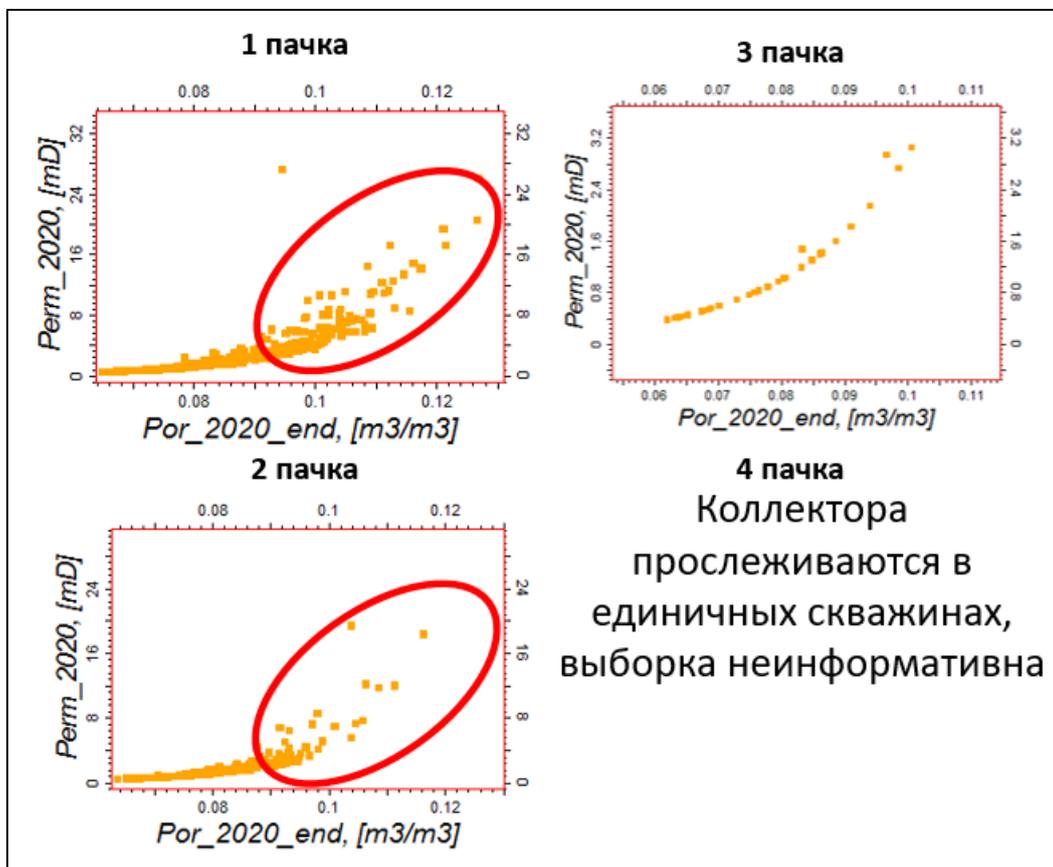


Рис. 5 – Зависимости Кп от Кпр пласта Б5 моделируемого месторождения.

На графике для первой пачки видно, что количество значений в области Кп от 0,8 до максимума имеет наибольшую выборку. На графике зависимости для второй пачки основные значения находятся в интервале менее 0,1. ФЕС первой пачки пласта Б5 имеют лучшие свойства. ФЕС 2 пачки, за счет более активной галитизации порового пространства, ухудшаются. Третья пачка сложена в основном глубоководными глинами. Коллектора 3 и 4 пачек присутствуют в единичных скважинах.

В результате построения трехмерной модели с учетом результатов испытаний скважин была выделена 1 газонефтяная залежь. Также выделены 4 перспективные залежи свободного газа, 2 нефтяные залежи, 2 газонефтяные залежи, 3 нефтяные залежи. Результаты моделирования позволили оценить запасы и ресурсы залежей пласта Б5, а также составить программу переиспытания скважин транзитного фонда.

Вышеприведенное позволяет также сделать следующие выводы: концептуальная идентичность пласта Б5 прослеживается в региональном масштабе. Разработка методики прогноза ФЕС карбонатных объектов на основе корреляции пачек пластов, выделенных по ГИС, является перспективным направлением при уточнении геологических моделей объектов Восточной Сибири.

Моделирование карбонатных пластов с учетом их расчленения на пачки по ГИС позволяет выделить новые перспективные зоны карбонатных залежей.

Библиографический список:

1. Палеогеография Сибирской платформы в венде / Н.В. Мельников, Г.Г. Шемин, А.О. Ефимов// Палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 2013. – с.72-77. Текст: непосредственный.

УДК 553.9

Новые методы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа

Неркаряян А. Е., Харченко В. М., Стасенко А. А.

*Северо-Кавказский Федеральный Университет (СКФУ), институт Науки о Земле,
г.Ставрополь, Россия*

В настоящее время, к сожалению, приоритет отдан, в первую очередь, сейсмическим работам, часто без должного теоретического обоснования и применения сравнительно дешёвых дистанционных методов, которые в какой-то мере себя дискредитировали из-за поспешных выводов и отсутствия должного теоретического обоснования. В частности, как правило, проводился в результате дешифрирования КФС линейный анализ с констатированием наличия кольцевых структур, однако, их интерпретация, как правило, не проводится. Поэтому, в настоящее время, в условиях конкуренции и экономического кризиса, является актуальным разработка технологии наиболее эффективных и оперативных не только поисков и разведки, но даже разработки и эксплуатации особенно нефтяных и газовых месторождений в труднодоступных районах. Таким образом, актуальность оперативных поисков, разведки и разработки МПИ на основе использования современной разномасштабной космической съемки вполне очевидна

Анализируя традиционные методы разведки и даже доразведки уже известные методы и продвигая свои научные идеи, можно предложить и использовать новый метод рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования (РНГГиСР).

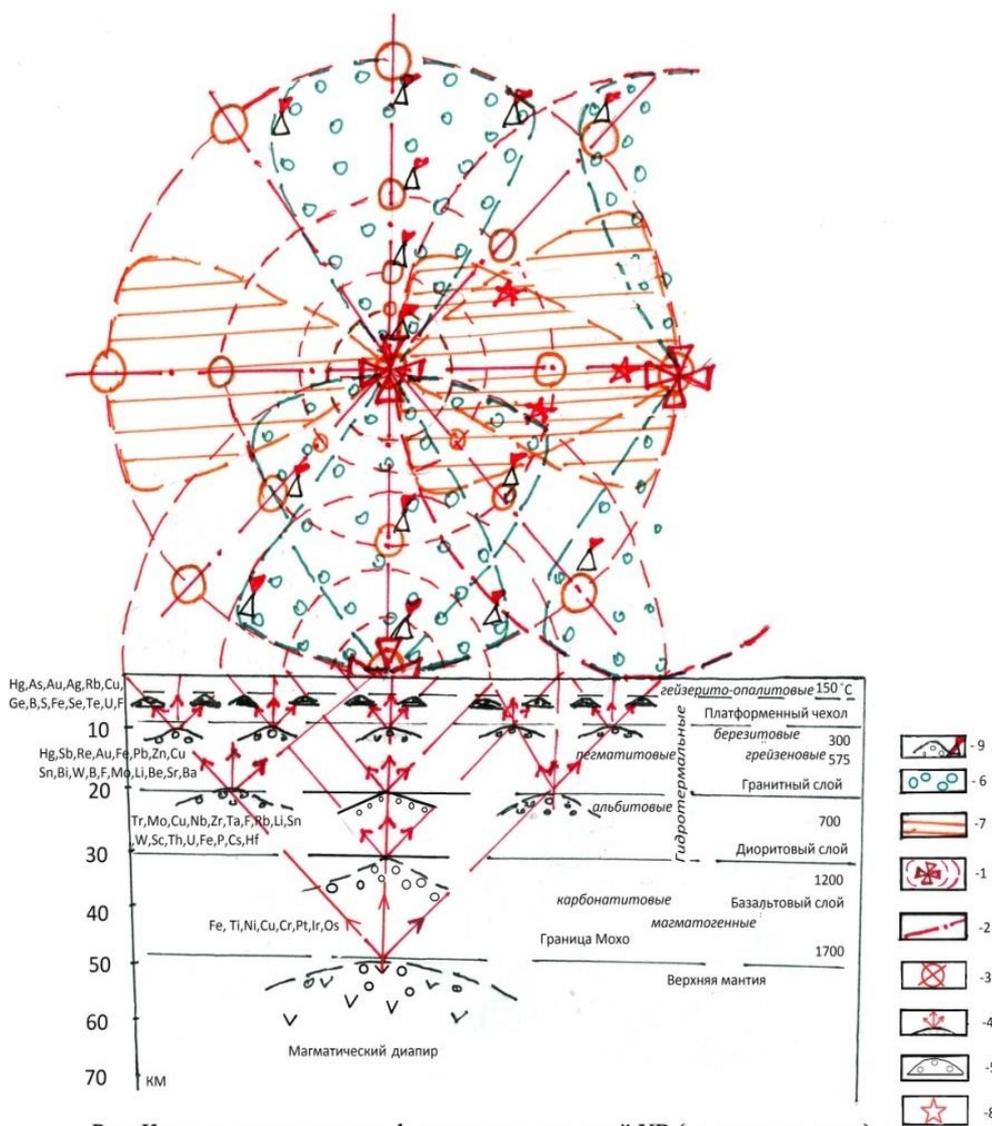
Данный метод основывается на ротационной концепции тектогенеза, основанной на представлениях Тяпкина К.Ф., Лопатина А.Ф., Харченко В.М. и других исследователей, представлении о природе структур центрального типа (СЦТ) и их разновидностях (структурах растяжения), методах их интерпретации и представлении о законах цикличности. [2]

Исходными материалами для данного метода могут являться космические снимки различных масштабов, физико-географические карты, карты полезных ископаемых и сейсмической

ситуации, для локальных участков – топографические карты, карты горизонтальных градиентов вертикальных тектонических движений и различные структурные карты.

В результате дешифрирования космических снимков и физико-географических карт различных масштабов могут быть составлены схемы рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования (РНГГиСР) глобального, регионального и локального планов с выявлением СЦТ различного ранга и их интерпретации с выделением геодинамических центров, зон сжатия и растяжения и их интерференции (наложения), т.е. особых суперрезонансных зон, которые имеют особое значение для формирования залежей полезных ископаемых, особенно нефти и газа.

На рисунке 1 изображена модель формирования рудных и УВ залежей (в плане и разрезе) согласно Ф.А. Алексееву (1978), О.Ю. Баталина, (2010), В.М. Харченко (2012). Поднимающийся из глубины плюм воздействует на вышележащие породы вертикально вверх и под углом 45° (по закону скалывающихся напряжений). По радиусу СЦТ на поверхности можно определить глубину воздействия, которая, в свою очередь, и будет равняться этому радиусу [3].



1 – геодинамические центры СЦТ и их контуры; 2 - линеаменты или тектонические нарушения; 3 – субвертикальные зоны деструкции; 4 – флюидопотоки и пути их миграции согласно распределению тектонических напряжений; 5 – залежи УВ в зоне катагенеза; 6 – зона растяжения; 7 – зона сжатия; 8 – возможные очаги землетрясения; 9 – залежи УВ в зоне субвертикальной деструкции.

(согласно Ф.А. Алексееву, 1978; О.Ю. Баталина, 2010; В.М. Харченко, 2012)

Рис. 1 – Концептуальная модель формирования рудных и УВ залежей (в плане и разрезе)

Можно отметить, что особое значение имеют СЦТ высоких рангов, которые соответствуют особым геологическим и геофизическим разделам, выделяемых по плотностным характеристикам: граница внешнего и внутреннего ядра, ядра и мантии, тектоносферы и астеносферы.

Если со 100%-ной достоверностью выделить суперрезонансные зоны на космических снимках различных масштабов, затем сопоставить их со структурными картами данной территории (месторождения), то можно заметить, что большинство скважин не попадают в эти зоны, а, следовательно, имеют довольно низкие дебиты по сравнению с теми, которые могут быть пробурены в суперрезонансных зонах скважинах. Наряду с выделением зон сжатия и растяжения, а также зон их наложения (суперрезонансных зон), большое значение имеют геодинамические центры СЦТ.

Также в пределах этих суперрезонансных зон могут находиться зоны субвертикальной деструкции, особенно подчёркивающие значение выделенной зоны в плане разработки её с большими дебитами, такими как, например, единственная скважина-тысячник (скважина с притоком нефти $>1000 \text{ м}^3/\text{сут}$) на Байджановском месторождении. Данные места являются наиболее эффективными и перспективными для заложения и бурения новых эксплуатационных скважин.

Но обязательно должно быть выполнено условие: перед тем, как закладывать эксплуатационную скважину, нужно проверить данную территорию методом Р.М. Бембеля–сейсмикой (двумя профилями, которые определяют зоны субвертикальной деструкции) [1]. После этого дополнительно проверить сейсмикой, а также геохимическими методами, которые определяют наличие УВ в подземной пробе. После всех вышеперечисленных действий бурится эксплуатационная скважина непосредственно уже для разработки.

Таким образом, мы предполагаем получить не только продукт, как ценное полезное ископаемое, а самые высокие возможные дебиты его добычи. Примером может послужить ранее упомянутое Байджановское месторождение на территории Восточного Предкавказья, а также около десятка таких же в Западной Сибири. Стоит отметить, что описанный в данной работе метод, применим не только для разведки, но и до разведки месторождений УВ, заменив известный и широко применяемый метод, гидроразрыва пласта, за счет естественных АВПД в выделенных по нашему методу участках.

Используя данный метод, мы можем выявлять закономерности приурочивания всех известных месторождений полезных ископаемых (МПИ), катастрофических землетрясений и вулканической деятельности к геодинамическим центрам и суперрезонансным зонам различного ранга.

Библиографический список:

1. Бембель Р.М. «Геосолитонная концепция месторождений углеводородов в районе Среднего Прогиба»: Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа – 2008 г. – 224 с.
2. Тяпкин К.Ф. Вращение Земли – единственный реальный источник энергии ее тектогенеза / К.Ф. Тяпкин, М.М. Довбнич // Фундаментальные проблемы геотектоники: мат-лы совещания. Т. 2. М., 2007. – 301 с.
3. Харченко В.М. Структуры центрального типа, их связь с месторождениями полезных ископаемых (на примере объектов Предкавказья и сопредельных территорий). Автореферат диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Ставрополь, 2012. – 49 с.
4. Харченко В.М. Новейшая технология оперативных поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа (научная статья) (тезисы доклада научной конференции) / Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: материалы V-й ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука – региону». – Ставрополь: ООО ИД «ТЭСЭРА», 2017. – 256 с.
5. Харченко В.М., Черненко К.И., Еремина Н.В., Самусев Д.Д. Некоторые закономерности формирования и распространения рифогенных построек в триасовых отложениях на территории Восточного Предкавказья в связи с нефтегазоносностью // Геология и Геофизика Юга России. № 3. 2022 Scopus/ВАК – DOI: 10.46698/VNC. 2022.80.35.00

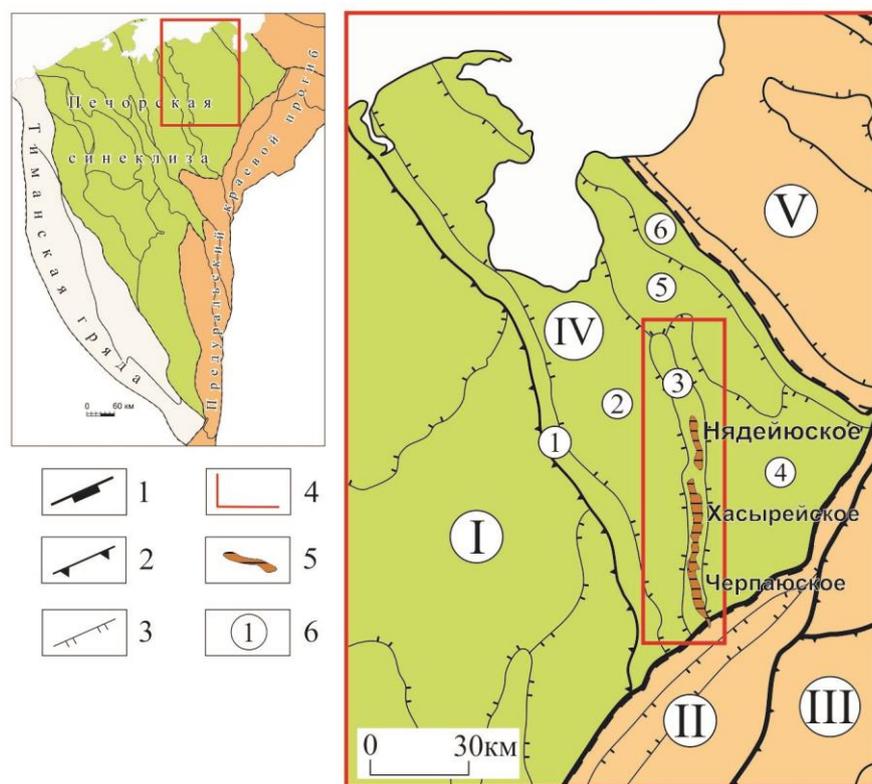
Литологическое строение и нефтегазоносность верхнесилурийско-нижнедевонских карбонатных отложений вала Гамбурцева (Варандей-Адзвинская структурная зона)

Ульныров И. Л. Нечаев М. С.

Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн обладает значительным потенциалом для расширения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья. Одним из регионов провинции, где возможно эффективное воспроизводство разведанных запасов нефти, является Варандей-Адзвинская нефтегазоносная область (НГО). Одним из основных объектов геологического изучения, в этом регионе, является среднеордовикско-нижнедевонский нефтегазоносный комплекс (НГК). В Варандей-Адзвинской структурной зоне (ВАСЗ) среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный комплекс содержит ловушки со сложным строением [3]. По образцам керна скважин Черпаюской, Хасырейской и Нядейюской площадей были изучены литологические особенности строения верхнесилурийско-нижнедевонских карбонатных отложений. Изучение литологических особенностей имеет большое практическое значение для оценки нефтегазоносности, и как аналоговых объектов прогноза новых месторождений в верхнесилурийско-нижнедевонских карбонатных отложениях на малоизученных территориях.

В тектоническом плане вал Гамбурцева находится на северо-востоке Печорской синеклизы в пределах ВАСЗ (рис.1) [4]. Сам вал является сложной привзбросо-надвиговой структурой. В составе вала выделяют следующие антиклинальные структуры: Восточно-Нядейюская, Нядейюская, Хасырейская и Черпаюская. Эти структуры имеют клиновидное строение.



Условные обозначения: 1–3 – границы тектонических элементов: 1 – надпорядковые, 2 – первого порядка; 3 – второго порядка; 4 – территория исследования; 5 – месторождения; 6 – структуры второго порядка: I – Хорейверская впадина; II – Гряда Чернышева; III – Косью-Роговская впадина; IV – Варандей-Адзвинская структурная зона; V – Коротайхинская впадина; 1 – вал Сорокина; 2 – Мореюская депрессия; 3 – вал Гамбурцева; 4 – Верхнеадзвинская депрессия; 5 – Сарембой-Леккейгинский вал; 6 – Талотинский вал.

Рис. – 1 Тектоническое районирование северо-востока Тимано-Печорского НГБ [3]

На территории вала Гамбурцева в отложениях среднеордовикско-нижнедевонского НГК промышленная нефтеносность установлена в трех нефтяных месторождениях (Нядейюское, Хасырейское и Черпаюское). Залежи нефти на всех трех месторождениях установлены в карбонатных отложениях верхнего силура и нижнего девона. Нефтегазоматеринские толщи представлены аргиллитами, мергелями и известняками. Нефти характеризуются сапропелевым типом исходного органического вещества [1]. Верхнесилурийские отложения ВАСЗ представлены преимущественно доломитами и известняками, часто с глинистой примесью. Окраска серая, от светлых до темных тонов, подчеркивающая различные виды слоистости от сложной неправильной, узловатой, косой до неотчетливой тонкой. Структуры в большинстве случаев микрозернистые, пелитоморфные, комковатые, комковато-сгустковые. В том числе, органогенно-детритовые в известняках и алевро-пелитовые и пелитовые в доломитах с обломочной и глинистой примесью. В изученном верхнесилурийском разрезе выделены два уровня литологических границ, имеющих хроностратиграфическое значение. К ним относятся граница гердьюского и гребенского горизонтов, а также граница верхнего силура – нижнего девона. В силу своей природы, обе они могут использоваться качестве надежных коррелятивных уровней.

В пределах гердьюского горизонта выделяются *известково-доломитовая* и залегающая выше *карбонатно-глинистая* пачки пород. Нижняя пачка сложена преимущественно известняками и доломитами, от микро- до мелкозернистых, массивных, с редкими глинистыми слоями, выделяющимися по записи гамма каротажа. В направлении с юга на север происходит смена доломитового состава пород на известковый. Среди фаунистических остатков встречаются незначительные обломки, целые раковины и створки остракод, пелиципод и гастропод. Вскрытая мощность пачки с юга на север сокращается с 300 до 240 м.

Верхний интервал гердьюского горизонта выполнен карбонатно-глинистыми отложениями. Здесь преобладают серые доломиты и коричневатато-серые глинистые известняки, разномзернистые (от микро- до мелкозернистых), массивные. Остатки морской фауны встречаются реже и в большей степени находятся в кровле пачки. Исследование керна, а также кривые ГИС, подтверждают повышенную глинистость пород. При средней вскрытой мощности пачки около 140 м, в центральной части Хасырейской структуры происходит ее сокращение до 110 м.

Гребенской горизонт присутствует во всех изученных скважинах и представлен тремя пачками. Нижняя *глинистая* пачка представлена зеленоватато-серыми, желваковыми, глинистыми, биокластовыми известняками с чередованием маломощных серых глинистых доломитов. Мелкие поры, залеченные мелкозернистым кальцитом 0,2-0,8 мм, образованы по остаткам детрита. В направлении с юга на север происходит увеличение мощности пачки от 90 до 140 м.

Выше осажается *доломито-известковая* пачка, сложенная чередующимися интервалами серого доломита и коричневатато-серого глинистого известняка. Слагающие их породы имеют комковатую текстуру с обилием перекристаллизованного, несортированного детрита и обломков раковин брахиопод, пелиципод разного размера, а также игл и панцирей морских ежей. Доломитовая толща содержит крупные до 2-3 мм угловатые и изометричные каверны и мелкие межкристаллические поры с размерами от 0,1 до 1 мм. Отличительной особенностью интервала являются битуминозные примазки и нефтенасыщение по керну. Полная мощность пачки может меняться в пределах 110-150 м.

Разрез верхнего силура завершает *глинисто-доломитовая* пачка, обогащенная терригенным алевролитистым материалом, представленная пятнистыми микрозернистыми доломитами с биокластами (частично перекристаллизованными) и табулятами. В перекристаллизованных участках и в межкристаллическом пространстве также встречаются примазки битума, заполняющие угловатые поры 0,2-0,3 мм и вертикальные, слабоизвилистые, не полностью залеченные кальцитом трещины. Мощность пачки колеблется 20-50 м.

Залегающие на верхнесилурийских отложениях породы нижнего девона литологически разделены на три толщи: известково-доломитовую, глинисто-доломитовую, и сульфатно-карбонатную. Сами отложения нижнего девона перекрываются (с размывом) верхнедевонскими глинистыми толщами [2].

Состав *известково-доломитовой* толщи не отличается постоянством и изменяется с севера на юг. Мощность толщи также различается на всех трех площадях. Повышенная мощность (300-400 м) наблюдается на Нядейюской структуре. Там она характеризуется существенно известковым составом. В этой толще выделяются три пачки: глинисто-известковая, известковая и доломитовая. Особый интерес вызывает доломитовая пачка, сложенная доломитами, вторичными и нефтенасыщенными. Доломиты известковистые мелко- и среднезернистые массивной текстуры. Поры имеют неправильную, реже изометричную форму с размерами от 0,02-0,5 мм, хаотично разбросаны по породе. Присутствуют мелкие трещины длиной до 15 мм. В породах известково-доломитовой пачки наблюдается проявление палеокарста в виде пор, забитых глинистым и битуминозным веществом, что оказывает влияния на изменение фильтрационно-емкостных характеристик пород данной толщи.

Вверх по разрезу наблюдается однородная по составу *глинисто-доломитовая* толща мощностью 70-80 м. Она представлена доломитами известковистыми, глинистыми, мелкозернистыми со слоистой текстурой и биокластовой структурой. Породы сложены иловыми, илово-водорослевыми, илово-остракодово-водорослевыми, узорчатыми и полосчатыми доломитами с прослоями домеритов и аргиллитов. Трещины, беспорядочно расположенные в породе, имеют длину 2-30 мм с шириной – 0,01, редко – 0,02 мм.

За *глинисто-доломитовой* следует *сульфатно-карбонатная* толща. В основании выделяется пачка переслаивания ангидрито-доломитов, ангидритов и водорослевых, волнисто-слоистых и узорчатых доломитов мощностью до 40 м. Большая часть толщи представлена тонким и грубым переслаиванием ангидритов, доломитов, домеритов и аргиллитов. Пачки глинисто-карбонатного состава мощностью от 1 до 3 м разделяют обычно 3-4 метровые пласты сульфатных и сульфатно-карбонатных пород.

В некоторых случаях между фаунистически доказанными толщами нижнего девона и кыновско-саргаевского горизонта выделяется толща глинисто-карбонатных и карбонатных пород (брекчиевая). Она представлена ассоциацией линзовидно-комковатых, глинисто-карбонатных известняков и известняковых конгломерато-брекчий [2].

Лучшими показателями пористости и проницаемости в верхнем силуре обладают породы с теневой сгустковой структурой, характерной для «водорослевых ламинитов». Верхнесилурийская толща содержит наиболее пористые участки пород в верхней части гребенского горизонта. Они приурочены к перекристаллизованным колониям табулят, микробиальным пленкам и скоплениям детрита. Пониженные коэффициенты проницаемости, при средних показателях пористости, могут свидетельствовать о данном интервале как кавернозно-пористого коллектора.

Связь карстовых проявлений с существующей системой трещин объясняет особенности резервуаров инверсионных тектонических структур, к которым помимо сложного геологического строения, относятся также, невыдержанность пластов, сложная структура пустотного пространства.

На территории вала основные коллекторские толщи, в нижнедевонских отложениях, приурочены к глинисто-доломитовой и верхняя часть известково-доломитовой пачкам. Они характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Однако стоит отметить, что глинисто-доломитовая толща хоть и обладает высокими показателями пористости, но в то же время отражает низкие показатели по проницаемости. Объясняются это особенностями строения толщи, где значительную роль играет частое переслаивание глинистых и карбонатных пород. Помимо этого, в карбонатных прослоях наблюдаются процессы заполнения пор глиной. Верхняя часть известково-доломитовой пачки (в отличие от глинисто-доломитовой) имеет высокие показатели проницаемости и пористости. Такие показатели делают её основной толщей сосредоточения коллекторов в нижнедевонских отложениях.

Сульфатно-карбонатная толща является, по всей видимости, рассеивающей или выступает в качестве покрышки, так как секущие их трещины отсутствуют или не эффективны. В разрезе ее мощность значительно сокращается или даже практически отсутствует [2].

Продуктивные нижнедевонские отложения имеют сложное строение. Они отличаются наличием низкоемких коллекторов каверново-трещиноватого и каверново-порово-

трещиноватого типов. Их формирование происходило по доломитизированным илово-водорослевым, илово-остракодово-водорослевым, илово-биоморфно-детритовым известнякам глинисто-доломитовой и верхов известково-доломитовой толщи. Кавернозность развивалась по пористым участкам, примыкающим к трещинам. Каверны представляют основную емкость этих коллекторов. Трещины контролировали процессы растворения и выщелачивания в прошлом, а в настоящем определяют процессы фильтрации и связь пористо-кавернозных участков друг с другом. Расположение коллекторов в разрезе девона определяется его строением и степенью вторичной преобразованности, сопряженной с зонами трещиноватости.

Библиографический список:

1. Валяева О.В., Бушнев Д.А. Геохимическая характеристика нефтей вала Гамбурцева [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т.15. №2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2020/20_2020.html.
2. Майдль Т.В. Литология и коллекторы продуктивных отложений нижнего девона вала Гамбурцева // Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых европейского Севера СССР: Тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО АН СССР. Сыктывкар, 1989. Вып.69. С.34-46.
3. Танинская Н.В. Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т.5. №4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf.
4. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, Г.Ф. Буданов, С.А. Данилевский, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов. СПб: Недра, 2004. 396 стр.

УДК 550.8:553.98

Особенности геологического строения пласта ЮК4 тюменской свиты в пределах восточной части Красноленинского свода

Рогожнева В. О., Бембель С. Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Изучение геологии сложнопостроенных отложений, вмещающих углеводороды, не теряет актуальности в связи с недостаточным для наиболее полного их освоения уровнем организации исследований и ограниченностью применяемых подходов. К таким сложнопостроенным отложениям относятся и описываемые породы тюменской свиты восточной части Красноленинского свода. Данная территория является частью Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), и огромное количество извлекаемых запасов нефти в её пределах определяет необходимость правильной постановки и разрешения задач, возникающих при поиске и разведке углеводородов. Объектом настоящего исследования является нефтеносный пласт ЮК4, залегающий между более древним нефтеносным пластом ЮК5 и более молодыми пластами ЮК2-3 тюменской свиты.

Основой для настоящего исследования послужили данные опробования и динамики работы скважин в пределах описываемой территории, результаты геофизических исследований, данные анализа фактического материала, опубликованные исследования по изучаемой тематике. Исследование особенностей тюменской свиты, ввиду её сложного геологического строения, а также получение корректных результатов может быть осуществлено посредством комплексного изучения, проработки и корреляции разнородных геолого-геофизических данных, получаемых на всех этапах поиска и разведки полезных ископаемых. Таким образом, основной задачей исследования является детальный анализ строения описываемых отложений, установление закономерностей геологических свойств и особенностей размещения продуктивных зон. Выполнение описанных задач определено целью исследования – подготовкой информационной основы для создания качественной цифровой геологической модели.

Посредством изучения структурно-текстурных и минералогических особенностей фактического материала, проводилась работа по установлению палеогеографических условий формирования пород тюменской свиты. Было выявлено, что в ходе геологической истории описываемые породы подвергались значительным вторичным преобразованиям, в результате чего в них распространено большое количество малых закрытых пор. Породы исследуемой территории характеризуются низкой проницаемостью, вертикальной и горизонтальной неоднородностью и представлены неравномерным переслаиваем терригенных отложений с прослоями углей. Песчано-алевритовая фракция представлена преимущественно линзовидными телами. Общая доля пород-коллекторов по тюменской свите не превышает 20%, при этом подавляющая их часть, превосходящая 80%, характеризуется низкими показателями фильтрации.

Вместе с тем, в некоторых скважинах наблюдаются участки повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин. Наличие данных участков обусловлено развитием на исследуемой территории палеорусловых зон. Эти зоны значительно отличаются от преобладающей части отложений тюменской свиты своими фильтрационно-емкостными свойствами. Исходя из результатов анализа работы скважин, описанные участки могут быть отнесены к наиболее продуктивным в пределах рассматриваемой территории. Данный вывод позволяет сформулировать задачу поиска, оконтуривания границ и моделирования палеорусловых зон и выделить её в качестве важнейшего направления последующих исследований [1, 2].

В связи с необходимостью достоверной дифференциации генетических особенностей отложений тюменской свиты, рациональным представляется применение тектоно-седиментационного подхода с целью решения поставленной задачи [3, 4]. Данный подход базируется на комплексе фациального и текстурно-структурного анализа. Его особенностью является тщательная работа над установлением закономерностей между фациальными и тектоническими особенностями формирования залежей. Таким образом, применение данного метода эффективно для разграничения и прослеживания участков различного генезиса при работе с отложениями, характеризующимися значительной неоднородностью как вследствие полифациальных условий седиментации, так и тектонической активизации в процессе геологической истории.

В пределах интервалов пласта ЮК4 наиболее продуктивные зоны выделяются в областях, приуроченных к участкам русловых долин [5]. С целью сбора, систематизации и визуализации зон повышенных фильтрационно-емкостных свойств были использованы данные РИГИС. Благодаря этому были обособлены зоны наибольших толщин песчаников различных фракций, которые могут быть приурочены к участкам русловых, а также переслаивания русловых и пойменных отложений. Кроме того, были обособлены участки пониженных ФЕС. Зоны развития русловых и пойменных отложений обособливались также исходя из структурного плана с использованием карт изопахит.

Комплексный анализ и детальная проработка описанных материалов позволили составить прогнозную схему, отображающую результаты дифференциации и группировки эффективных мощностей пород пласта ЮК4 (Рисунок 1). Данная схема наглядно иллюстрирует сложность формы и положения русловых долин в пределах рассмотренной территории. Прогнозируемые эффективные толщины характеризуются большим разбросом. В соответствии со скважинными данными, мощности участков с повышенными ФЕС варьируются от 4 до 14 м.

Зоны повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин связаны с наиболее выраженными врезами на склоновых участках. Вероятно, в направлении опущенных зон палеорельефа по данным врезам происходил снос терригенного материала. Это предположение подтверждается результатами ГИС по скважинам, вскрывающим такие участки разреза. Таким образом, за наиболее продуктивные участки в пределах рассматриваемой территории принимаются склоновые части, расположенные вблизи возвышенных участков палеорельефа. Актуальным остаётся вопрос продуктивности участков склона, расположенных вблизи депрессий палеорельефа. На сегодняшний день сложно предсказать их перспективы, так как данные участки не вскрыты скважинами.

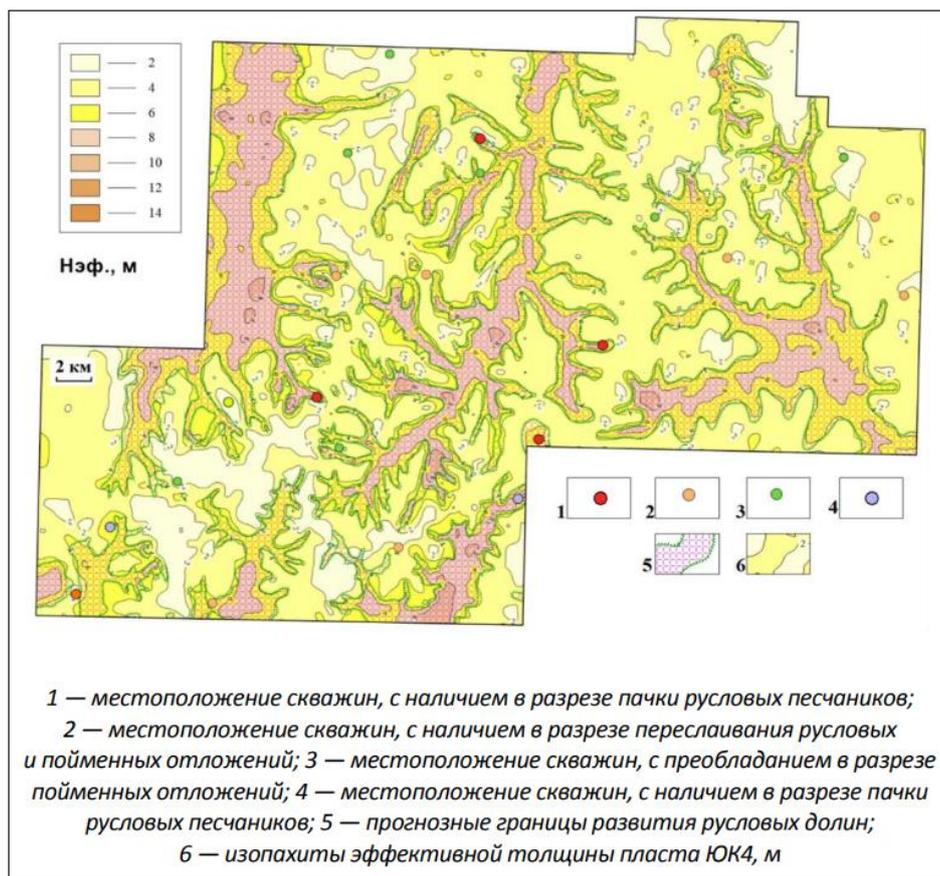


Рис. 1 . Прогнозируемое распределение эффективных толщин коллекторов пласта ЮК4.

Итак, отложения тюменской свиты имеют пониженные фильтрационно-емкостные свойства. Ввиду сложного строения отложений и уменьшения доли пород-коллекторов вниз по разрезу, запасы нефти пласта ЮК4 относятся к трудноизвлекаемым. С целью сбора информационной базы для дальнейшей разработки и актуализации геологической модели был произведён комплексный анализ строения пласта ЮК4 в пределах восточной части Красноленинского свода Западной Сибири. В результате исследования выявлены закономерности строения пласта ЮК4 и размещения в нём продуктивных участков, построена схема прогнозируемого распределения эффективных толщин пород-коллекторов рассматриваемого пласта. Полифациальные обстановки осадконакопления послужили причиной значительной неоднородности отложений пласта ЮК4, а также сложности распределения песчано-алевритовых пород с их широко варьирующимися фильтрационными свойствами. Кроме того, необходимо подчеркнуть, что важнейшее значение в образовании скоплений углеводородов принадлежит разломной тектонике. Существует целый комплекс факторов, необходимых к рассмотрению и анализу при изучении закономерностей строения и размещения конкретных зон дезинтеграции пород и приуроченных к ним месторождений нефти и газа. Такой анализ базируется на сводном изучении информации, получаемой посредством сопоставления материалов ГИС, сейсмических исследований, описания кернового материала и увязкой со всем объёмом данных, полученных на различных этапах поиска, разведки и разработки нефти и газа в пределах рассматриваемой территории.

Таким образом, геологическое строение залежей углеводородов пласта ЮК4 обусловлено сложной геометрией пород-коллекторов и связанного с ней распределением ФЕС. Тектонические процессы, обусловившие геоморфологические особенности кровли доюрского основания определили также размещение источников сноса и участков осадконакопления, приуроченных к склоновым частям возвышенностей и депрессий фундамента. Эти же процессы, в последующем, определили и облик среднеюрских пластов осадочного чехла, к которым относится и исследуемый пласт ЮК4, входящий в группу нефтеносных пластов ЮК2-5 тюменской свиты. Важнейшим фактором надёжности создаваемой модели является точность

и тщательность в проведении палеотектонического анализа. Детальный палеотектонический анализ позволяет выделить элементы локальных тектонических импульсов в процессе осадконакопления на склонах и в понижениях рельефа. Такие участки локальных тектонических воздействий являются не только фактором формирования пород-коллекторов с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, они также способствуют образованию зон трещиноватости в нефтеносных пластах тюменской свиты. Многосторонний анализ геологического строения пласта ЮК4 тюменской свиты, проведённый в рамках настоящего исследования, в комплексе с построением схемы распределения эффективных толщин его пород-коллекторов, данными палеотектонических исследований послужат информационной основой для дальнейшего построения и актуализации адекватной цифровой геологической модели, на базе которой будет доступно уточнение закономерностей размещения локальных продуктивных объектов и особенностей их строения. Такая модель станет надёжной опорой для поиска наиболее рациональных методов извлечения запасов нефти из сложнопостроенных отложений тюменской свиты, проблема повышения эффективности разработки которых является одной из наиболее актуальных в настоящее время.

Библиографический список:

1. Геологическая модель и обоснование оптимального размещения скважин на объектах тюменской свиты западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры / С. Р. Бембель, Р. В. Авершин, Р. М. Бембель, В. И. Кислу хин. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-6-8-24. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 6. – С. 8–24.
2. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири : монография / С. Р. Бембель. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. – 226 с. – Текст : непосредственный.
3. Строение и эволюция древних и современных тектоно-седиментационных систем / Н. П. Чамов, С. Ю. Соколов, Р. Г. Гарецкий, И. С. Патица. – DOI 10.31857/S0016-853X2019342-60. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 42–60.
4. Милей, Е. С. Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-21-35. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 21–35
5. Костеневич, К. А. Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Красноленинского свода / К. А. Костеневич, О. И. Белоус, С. А. Слюнкина. – Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, Томск, 10–12 апреля 2017 г. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 84–90.

УДК 553.9

Роль геологического строения фундамента при прогнозе нефтегазоносности и выборе направлений геологоразведочных работ на примере месторождений Паннонского бассейна

Бембель С. Р.¹, Милей Е. С.²

1 - Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

2 - ООО “НТЦ НИС Нафтагас”, г. Нови Сад, Республика Сербия,

При геологическом анализе сложнопостроенных залежей ряда нефтегазовых месторождений решение таких проблем, как сложность установления уровня водонефтяного контакта (ВНК), прогноз распространения коллекторов, локализация зон трещиноватости горных пород и т. д., находится путем выполнения исследований по детализации геологических особенностей территории с учетом строения фундамента. В ряде работ, посвященных изучению

нефтегазоносности месторождений Паннонского бассейна территории Сербии [1, 2, 3] показано, что в строении кристаллического фундамента отмечается наличие разломов, субвертикальных зон деструкций горных пород, выраженная мозаичность в морфологии поверхности кровли фундамента. Разломы играют не только структурообразующую роль, но и инициируют гравитационные процессы.

Выделение локальных блоков в фундаменте привело к обнаружению отдельных зон нефтеносности на одном из месторождений сербской части Паннонского бассейна, по материалам которого написан данный текст. Рассматриваемое месторождение разрабатывается с 60-х годов XX века, а основными объектами разработки являются газовые залежи в терригенных пластах верхнего миоцена. Территории исследований свойственно наличие стратиграфического несогласия – переотложенные породы фундамента палеозойского возраста (?) перекрываются глинисто-карбонатными породами, выше залегают отложения верхнего миоцена. Одной из отличительных особенностей строения территории является наличие сдвиговых деформаций, установленных в региональном и локальном масштабах.

Метаморфизированные породы фундамента на изучаемой территории вскрыты более 30 скважинами, в большинстве из которых отобран керн. Целевой интервал базальных отложений и фундамента представлен обломками зеленокаменного сланца, редко – амфиболитовыми сланцами. В двух скважинах при испытании получена нефть непосредственно из интервала фундамента, а в керне 13 скважин были обнаружены следы нефти или запах углеводородов.

Наличие признаков нефти в породах фундамента и отсутствие комплексной стратегии доразведки месторождения в интервале базальных пород вызвало необходимость постановки исследований по обновлению представлений о геологическом строении объектов интервала фундамента. На первом этапе решения поставленных задач с целью детализации строения была выполнена скважинная корреляция с учетом данных керна. При этом целевой интервал разделен по вертикали на три части: породы фундамента, базальные отложения, породы-покрышки. К породам фундамента отнесены метаморфизированные породы, зеленокаменные и амфиболитовые сланцы. В интервал базальных отложений включены переотложенные породы фундамента – брекчии и терригенные отложения, не разделяемые по данным ГИС и керна. Базальные отложения перекрываются глинисто-карбонатными породами (мергелями), которые могут быть приняты покрышкой для изучаемых залежей.

На втором этапе исследований выполнен тектоно-структурный анализ территории: определены основные линеаменты по структурным картам целевых объектов, построенных на основании выполненной скважинной корреляции по методам ГИС и результатов структурной интерпретации отражающих горизонтов; уточнены направления азимутов простираения складок локальных структур. По изменению ориентации локальных выступов на структурных картах, которые ограничивались направляющими линиями, установлено отклонение в пространственном положении локальных структур от азимутальной ориентации основного выступа.

Наличие сдвиговой и ротационной компоненты при формировании пород базального интервала зафиксировано на локальном уровне, что согласуется с наличием образцов тектонической брекчии по данным керна. Сделано предположение, что тектоническая брекчия, которая характеризуется по керну остроугольными несортированными обломками фундамента различной размерности от первых сантиметров до метра, образовывалась в результате жестких деформаций пород при сдвиге, развороте и вертикальных подъемах-опусканиях дезинтегрированных блоков фундамента.

На рисунке 1 представлено сопоставление фактически выделенных разломов (имеющих дискретный характер) по фундаменту с основными линеаментами, установленными в результате анализа морфологии локальных структур по кровле базальных отложений.

Формирование рассматриваемых локальных структур данной морфологии укладывается в общую картину. Так, при сопоставлении регионального направления сдвига, ориентации “юго-запад – северо-восток” и близлежащих структур совпадают. Мы обращаем внимание на данные особенности потому, что еще в 80-х годах XX века геологи связывали сдвиговые дислокации и заполнение пустотных пространств продуктами дегазации: “Деструктивные

формы сдвиговых дислокаций становятся хорошо проницаемыми для глубинных продуктов, которыми заполняются раздвиги по мере раскрытия” [4]. Мы полагаем, что комплексный подход к изучению особенностей геологического строения и учет локальных выступов фундамента, прогноз распространения участков коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, детальные характеристики которых с высокой точностью для постановки разведочного и эксплуатационного бурения возможно определить на основе материалов 3D-сейсморазведки, является в настоящее время более предпочтительным.

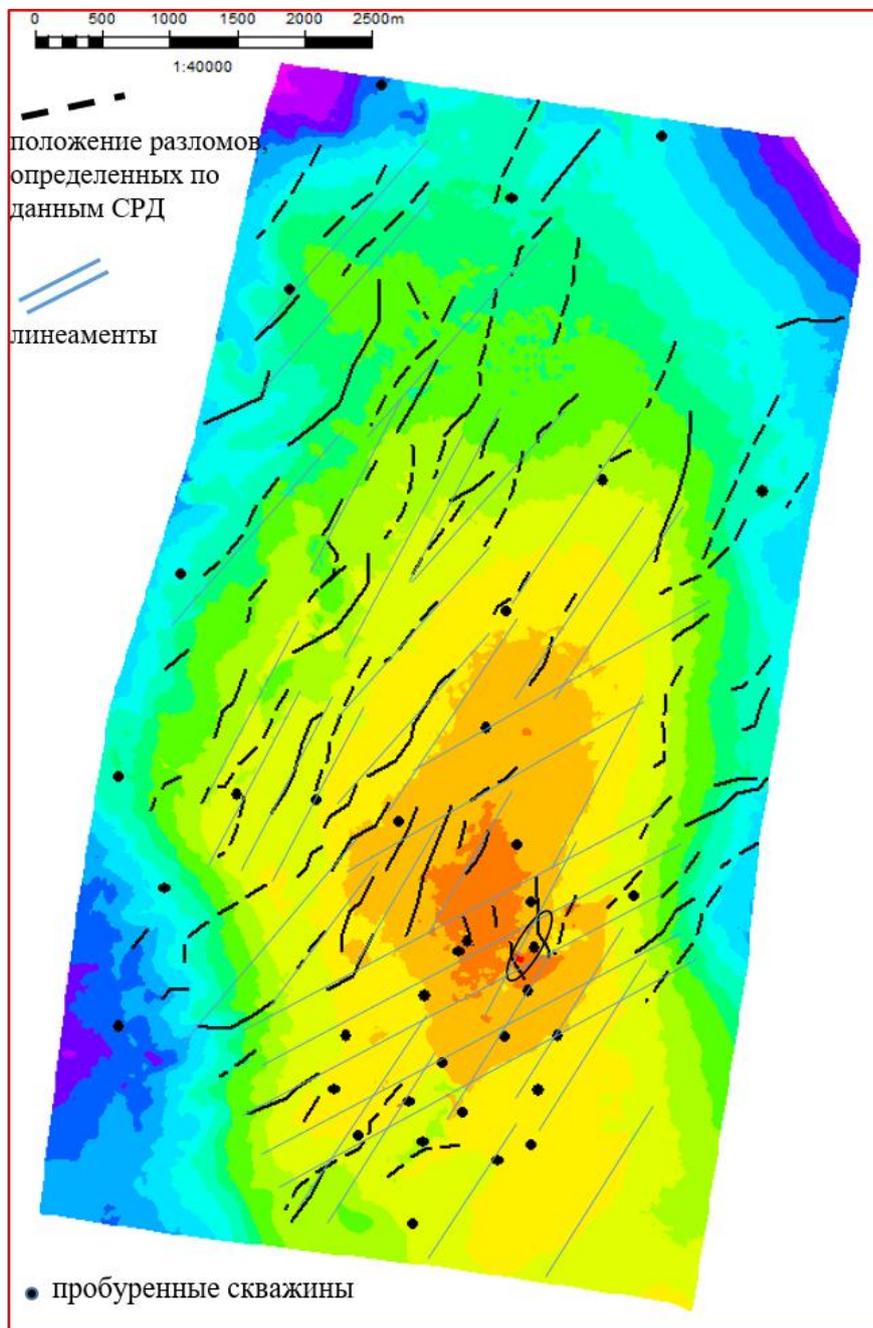


Рис. 1 – Система линеаментов по кровле базальных отложений

Таким образом, с учетом установленного сдвигово-ротационного механизма и предполагая более дискретное строение фундамента, на материалах 3D-сейсморазведки выполнялась комплексная геологическая интерпретация положения разломов, неоднородностей в волновом поле и амплитудные аномалии как в интервале фундамента, так и в вышележащих отложениях. В ходе интерпретации обнаружена пространственная дифференциация областей с различной интенсивностью сигнала, особо выделяются вертикальные “следы” ослабления сигнала в интервале фундамента, которые отражают блоковую делимость земной коры.

Результатом данного этапа исследований явились закартированные блоки по интервалу фундаменту и базальному интервалу, кроме этого установлено наличие зон субвертикальной деструкции горных пород (рис. 2).

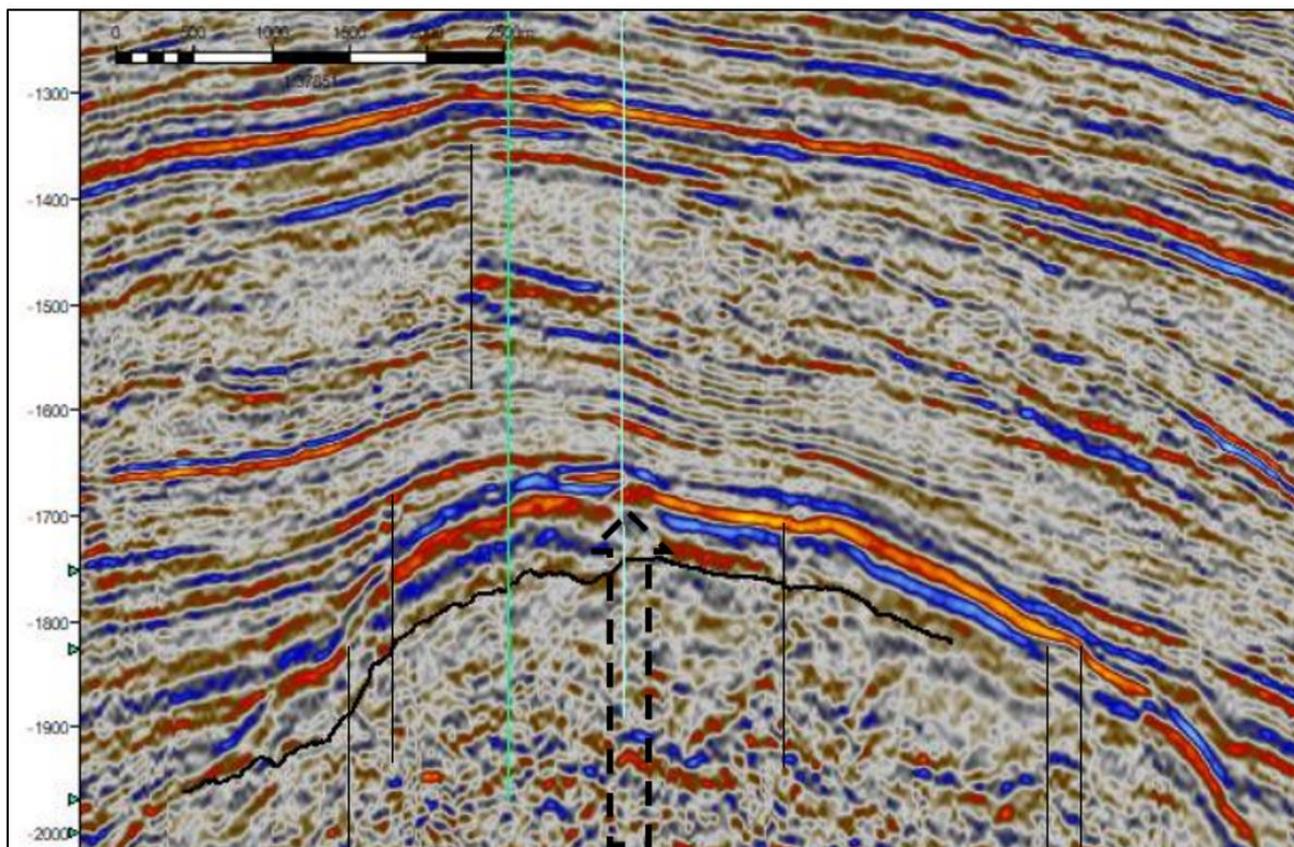


Рис. 2 – Временной разрез с указанием дизъюнктивных нарушений (сплошные линии) и местоположения субвертикальной зоны деструкции (пунктир)

Так, одна из выявленных предполагаемых зон деструкции обозначена на рисунке восходящей пунктирной стрелкой, которая фиксирует дизъюнктивное нарушение отражающего горизонта по кровле фундамента и смещения фаз синфазности и аномалии типа “яркое пятно” выше по разрезу, в его терригенной части. Подобные зоны могут быть охарактеризованы как “газовые трубы”. Наличие газовых труб и VAMP-структур (Velocity & Amplitude structure) рассматривается в зарубежной литературе как атрибут нефтегазоносных бассейнов с активным флюидодинамическим режимом, а типы газовых высачиваний, фиксируемые по данным сейсморазведки, позволяют судить о процессах формирования или разрушения залежей УВ, о продуктивности тех или иных ловушек УВ [5].

Общий геодинамический механизм формирования малоразмерных залежей в пределах северных территорий Республики Сербии включает в себя шесть основных этапов, описанных в работе [2]. Благодаря дилатансии горных пород внутри твердых гранитов, базальтов, кристаллических сланцев, известняков, песчаников и других твердых горных пород, спрессованных огромным давлением, образуются локальные очаги как зон хороших коллекторов, так и слабопроницаемых покрышек, раскрывающих гидродинамическую связь между коллекторами только при геосолитонном ударном воздействии [5].

На основании выполненных построений с целью доразведки, уточнения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности было предложено бурение скважины, заложенной в локализованный узкий блок фундамента со вскрытием предполагаемой зоны субвертикальной деструкции. В результате ее бурения и опробования получен рентабельный газонефтяной дебит, выявлен новый отдельный продуктивный блок, ранее считавшийся бесперспективным. Подтверждение справедливости принятых гипотез и проведенных исследований позволили сформировать список дополнительного фонда скважин с целью

открытия подобных малоразмерных залежей нефти на соседних участках и площадях. С учетом описанного опыта при анализе геологического строения залежей УВ рекомендовано ориентироваться на малоразмерные блоки, анализировать материалы 3D-сейсморазведки на предмет наличия аномалий волнового поля и находить взаимосвязи между литологическими характеристиками пород и особенностями морфологии залежей, учитывать более дискретные свойства пород.

Библиографический список:

1. Бембель С. Р. Взаимосвязь особенностей геологического строения кристаллического фундамента и перспектив доразведки сложнопостроенных залежей нефти и газа / С. Р. Бембель, Е. С. Милей, Р. В. Ахметзянов // Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ: тезисы докладов международной научно-практической конференции. – Москва: “Нефтяное хозяйство”, 2022. – С. 6-7.
2. Бембель С. Р. Выбор поисковых критериев для открытия малоразмерных сложнопостроенных залежей нефти и газа на примере Паннонского бассейна (Северная часть республики Сербия). / С. Р. Бембель, Е. С. Милей // Рассохинские чтения: материалы международной конференции / под редакцией Р. В. Агинеи. – Ухта: УГТУ, 2022. – С. 22-25.
3. Бембель С. Р. Выявление малоразмерных залежей нефти и газа в Паннонском бассейне по данным сейсморазведки / С. Р. Бембель, Е. С. Милей, А. С. Грицюк, Р. М. Бембель // Известия вузов. Нефть и газ, 2022. – № 4. – С. 9-24.
4. Уткин В. П. Сдвиговые дислокации, магматизм и рудообразование. – Москва: Наука, 1989. – 166 с.
5. Бембель Р. М. Геологические модели и основы разведки и разработки месторождений нефти и газа Западной Сибири / Р. М. Бембель, С. Р. Бембель. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 209 с.

УДК 624.131.1

Особенности проведения геологоразведочных работ в зонах Арктических территорий.

Ушаков К. М.

Ухтинский Государственный Технический Университет, г. Ухта, Россия

Введение

Актуальность освоения и развития Арктических территории переоценить сложно. Данный вопрос рассматривается не только как вопрос сугубо регионального характера. Современный мир видит освоение Арктики как максимально перспективное направление развития отраслей экономики (логистический путь, добыча полезных ископаемых, вопросы экологии и т.д.), как площадка международного взаимодействия.

Для всестороннего освоения и дальнейшего развития Субарктических и Арктических территорий необходимо распространение крупных инфраструктурных проектов, связанных со строительством крупных логистических, промышленных центров, линейных инфраструктурных объектов (ВЭЛ, транспортные дороги, трубопроводы) и объектов долговременного проживания. Строительство в Арктических регионах в свою очередь осложнено наличием специфических грунтов – многолетнемерзлых грунтов (далее – ММГ).

В данной статье автор приводит примерную, опробованную на практике, оптимальную технологическую схему работы инженера – геолога в условиях ММГ. Эта основа. Дополнение данной методики или же рационализация оной производит сам инженер-геолог в зависимости от фактических условий производства работ.

Производство работ

Одной из основополагающих целей изыскательских работ на территории распространения ММГ под строительство (мониторинг состояния) зданий и сооружений это комплексная оценка природных и техногенных условий территории на участках с ММГ, проявлениями термокарста и морозного пучения для получения исходных данных обоснования выбора фундаментов сооружений.

Минимально необходимый состав инженерно-геологических изысканий входит:

- Сбор материалов изысканий прошлых лет.
- Рекогносцировочное обследование, включающее в себя обследование участка изысканий. Анализ геоботанических признаков.
- Геологические обследования, проходка горных выработок с целью определения геологического разреза с сопровождением отбора проб грунта.
- Термометрические наблюдения в скважинах.

Сбор материалов прошлых лет на территории распространения ММГ (в том числе и Арктический регион) осложнен фактической не освоенности регионов Севера как в промышленном отношении, так и в вопросе демографии. Однако процедуру поиска и сбора информации не стоит упускать. Объем и качество исходных данных основанных на результате материалов изысканий и обследований прошлых лет позволяет создать более корректную программу производства работ, с соответствующим выбором видов и методов проведения обследований.

Рекогносцировочное обследование выполняется на всех участках работ с целью получения данных о рельефе, геоморфологии, наличии опасных геологических процессов. Все сведения по рекогносцировочному обследованию приводятся в полевых журналах.

Задачами рекогносцировочного обследования являются: описание рельефа местности (в т.ч. геоморфологических условий участка); описание и документация имеющихся обнажений; описание проявлений изменений геокриологических условий, в том числе и на выявленных техногенных нарушениях естественного ландшафта; выявление признаков деформаций зданий и сооружений из-за оттаивания грунтов оснований, криогенного пучения и растрескивания грунтов, выяснение и описание причин деформаций, фиксация мест проявления мест активизации криогенных процессов и их влияния на экологическую ситуацию территории; фиксация и описание водопроявлений; описание геоботанических индикаторов (индикаторами являются растения, произрастающие на местности где, проводятся инженерно-геологические исследования).

На выявленных участках с подземными льдами, буграми пучения, проявлениями термокарста и других экзогенных геологических процессов (далее – ЭГП) маршруты назначаются с учетом необходимости определения контуров развития ЭГП.

Буровые работы намечаются для установления литологического состава грунтов, условий их залегания, глубины залегания грунтовых вод, отбора проб грунта и подземных вод, термометрических наблюдений в скважинах.

Буровые работы на участках с ММГ должны обеспечить изучение инженерно-геологического разреза в пределах прогнозных ореолов оттаивания мерзлых грунтов. Виды бурения, расстояния между скважинами и их глубины приняты в соответствии с требованиями СП 47.13330.2012, СП 11-105-97 (части 1 - 4) с учетом повышенного уровня ответственности II и III категории сложности инженерно-геологических условий.

Объем буровых работ при оконтуривании участков со специфическим грунтом частично может быть заменен геофизическими исследованиями с обоснованием в программе производства инженерных изысканий. На участках с наличием ММГ, для предотвращения растепления бурение скважин необходимо проводить укороченными рейсами 0,2-0,5 м, с максимальными оборотами при бурении от 40 до 60 об/мин. В ходе бурения необходимо производить описание грунтов с послойным отбор образцов грунтов нарушенного и ненарушенного строения в соответствии с ГОСТ 12071-2014. Разновидности и классификация мерзлых грунтов приведены ГОСТ 25100-2020.

Отбор образцов нарушенного сложения производится из скважин для определения наименования, состава и состояния, засоленности и физических свойств грунтов из каждой литологической разности, которая может быть выделена в отдельный слой (более 0,5 м). Отбор проб грунта нарушенной структуры для определения суммарной влажности мерзлого грунта и влажности минеральных прослоев проводится точечным (массивная структура) или бороздковым (слоистая структура) методом с каждого метра.



Рис.1 Прослой мёрзлого льда в выбуренном грунте.



Рис.2 Выбуренный керн (монолит) ледяной линзы.

Отбор образцов ненарушенного сложения (монолит) производится из каждого выделенного литологического слоя (более 0,5 м) в скважине. Количество отбираемых проб на участке должно обеспечивать выделение инженерно-геологических элементов и получение частных значений в количестве не менее 10 характеристик состава и состояния и не менее 6 характеристик механических свойств грунтов и с учетом использования материалов изысканий прошлых лет.

Сроки хранения монолитов грунта с момента отбора до начала лабораторных испытаний в помещениях или камерах, не должны превышать: - 1,5 мес - для не мерзлых скальных грунтов, песков, глинистых грунтов твердой и полутвердой консистенции; - 1 мес - для других разновидностей грунтов, включая мерзлые.

Транспортировка мерзлых грунтов, в соответствии с нормативно-технической документацией подразумевает использование специализированных термосы, морозильные камеры и термоконтейнеры. В летний период производства геологоразведочный работ транспортировка с использованием термосов возможно лишь на небольшие расстояния. При необходимости доставки мерзлых грунтов в лабораторию на значительное расстояние, необходимо использовать транспортные средства оборудованные, оборудованный морозильной камерой (ГОСТ 12071-2014).

В буровых журналах необходимо отражать глубину появления подземных вод в каждом встреченном водоносном горизонте.

Глубину установившегося уровня необходимо фиксировать как для каждого водоносного слоя в отдельности, так и для всей водонасыщенной толщи в целом (после извлечения колонны обсадных труб). Замер уровня грунтовых вод проводится после его восстановления, в течении 1 - 2 суток.

На участках сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов подземные воды слоев сезонного оттаивания и таликов исследуются в обязательном порядке на вопрос активизации криогенных процессов (термокарста, пучения), формировании техногенного подтопления, переносе загрязняющих веществ в поверхностные водотоки, агрессивного воздействия на фундаменты и подземные коммуникации.

Пробы воды на агрессивные и коррозионные свойства отбираются в две емкости, одна из которых (с мрамором) для определения агрессивной углекислоты. Отбор, консервация, хранение и транспортирование проб воды для лабораторных исследований осуществляется в соответствии с ГОСТ 31861-2012. На каждом участке отбирается не менее трех проб из каждого водоносного горизонта.

Для изучения естественного температурного режима грунтов в пределах выявленных участков ММГ и проявлений геокриологических процессов необходимо выполнить температурные наблюдения в скважинах. Измерения температуры в скважинах проводить в соответствии с требованиями СП 11-105-97(часть 4) и ГОСТ 25358-2012.

Замер температуры многолетнемерзлых грунтов осуществляется электронными термодатчиками типа ИРК-1, ИРС ЭТЦ 0,1/15 и их модификациями. Оборудование должно пройти поверку и пригодно к работе.

Обязательными условиями при проходке скважины, вплоть до окончания термометрических наблюдений, должны быть обеспечение устойчивости стенок экспериментальной скважины и защита от поступления в них поверхностных и подземных вод. При обсадке скважин не должна допускаться циркуляция воды по затрубному пространству.

Для приведения температурного режима грунта к естественному по окончании проходки и обустройства скважина обязательна выстояться скважины. Время выстойки согласно ГОСТ 25358-2012 не менее трех суток (в условиях крупнообломочных грунтов – пяти суток).

Результаты термометрических наблюдений заносятся в журнал с указанием номера скважин, даты и значений температур по глубинам.

По окончании измерений термодатчики извлекают из скважины, скважину удаляют.

Заключение

Представленная технологическая схема консолидирует разрозненные требования инженеров-геологов, технологов, строителей, государства в целом (ГОСТы, СП, СНиП и т.д) к исследованиям грунтов. Применение данной отработанной на практике схемы позволяет минимизировать временные затраты специалистов- изыскателей на формировании плана решения задачи – исследования районов ММГ. При широком освоении Арктических территорий такими глобальными государственными планами как запланировано в указе Президента Российской Федерации № 645 от 26 октября 2020 года «О стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» времени для построения плана работ изначально персонально для каждого объекта исследования просто не будет. Или эти планы обречены на срыв сроков (СМР) и соответствие отсутствие какого-либо планирования.

Библиографический список:

1. ГОСТ 5180-2015 Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик требования – Взамен ГОСТ 5180-84 ; введ. 01.04.2016. – Москва : ОАО «ПНИИИС» ; М. : Стандартинформ, 2019. – 23 с

2. ГОСТ 12071-2014 Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов – Взамен ГОСТ 12071-2000 ; введ. 01.07.2015. – Москва : ОАО «ПНИИИС» ; М. : Стандартиформ, 2019. – 12 с.
3. ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний требования – Взамен ГОСТ 20522-96 ; введ. 01.07.2013. – Москва : НИИОСП им. Н.М. Герсевича, Институт ОАО «НИЦ «Строительство», Национальное объединение изыскателей (НОИЗ); Московский геологоразведочный институт (МГРИ-РГГРУ); М. : Стандартиформ, 2019. – 19 с.
4. ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация требования – Взамен ГОСТ 25100-2011; введ. 01.01.2021. – Москва : НИИОСП им. Н.М. Герсевича АО «НИЦ «Строительство»; М. : Стандартиформ, 2020. – 41 с.
5. ГОСТ 27593-88 Почвы. Термины и определения – Взамен ГОСТ 17.4.1.03-84; введ. 01.07.1988. – Москва : Государственный агропромышленный комитет СССР; М. : Стандартиформ, 2006. – 11 с.
6. ГОСТ Р 58595-2019 Почвы. Отбор проб – введ. 01.01.2020. – Москва : ФГБНУ «ВНИИ агрохимии»; М. : Стандартиформ, 2019. – 8 с.
7. ГОСТ 30416-2020 Грунты. Лабораторные испытания. Общие положения – Взамен ГОСТ 30416-2012; введ. 01.01.2021. – Москва : НИИОСП им. Н.М. Герсевича АО «НИЦ «Строительство»; М. : Российский институт стандартизации, 2021. – 18 с.
8. ГОСТ 30672-2019 Грунты. Полевые испытания. Общие положения – Взамен ГОСТ 30672-2019; введ. 01.01.2021. – Москва : НИИОСП им. Н.М. Герсевича АО «НИЦ «Строительство»; М. : Стандартиформ, 2020. – 8 с.
9. ГОСТ 31937-2011 Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния – введ. 01.01.2014. – Москва : ГУП «МНИИТЭП», ГУП «НИИМосстрой», НПО СОДИС, НИИЖБ им. А. А. Гвоздева, НИИОСП им. Н.М. Герсевича, ОАО «ЦНИИПромзданий, ОАО «КТБ ЖБ, ИПКОН РАН, ВАНКБ; М. : Стандартиформ, 2014. – 59 с.
10. ПБ 058-37-2005 «Правила безопасности при геологоразведочных работах» / под.ред. А.И. Оседский, Н.С. Пономарев, А.К. Шкурко. Санкт-Петербург: ФГУНПП «Геологоразведка», 2005.
11. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ – введ. 01.03.1998. – Москва : НИИОСП им. Н.М. Герсевича Госстроя СССР, ГО "Росстройизыскания", АО "Институт Гидропроект", МГСУ Минвуза РФ и др.; М. : ФГУП ЦПИ, 2004. – 47 с.

УДК: 551.248.1

Исследование закономерностей распределения параметров пластов

Ахмедов Э. Г.

SOCAR, г. Баку, Азербайджан

При подсчете запасов углеводородов объемным методом используются значения следующих параметров пласта: площадь нефтегазоносности, эффективная мощность пластов, пористость и коэффициент нефтенасыщенности пород, удельный вес нефти, газа, расчетный коэффициент, и др. [1, 5, 6].

Эти параметры изменяются с разной интенсивностью на площади. Изменения двух последних параметров незначительны и их значения целесообразно определять среднеарифметическим методом.

Таким образом получают значения параметров по скважинам и производят их изменение по площади месторождения с помощью Крекинг-анализа. Этот метод считается более удобным, чем традиционные методы картографирования. Преимуществом метода крекинга является его исключительная гибкость при отражении изменений параметров пласта в поле геологического объекта и возможность количественной оценки этих переменных в каждой части площади.

Этот метод также изучает особенности распределения геолого-геофизических и горнотехнических параметров, используемых при подсчете запасов. Карты дифференциации

параметров коллекторов составляются по площади и позволяют использовать их при подсчете ресурсов углеводородов различными методами (статистическими, детерминированными) [1, 5].

Как известно, скопления нефти и газа в основном сосредоточены в ловушках, характеризующихся сложным тектоническим строением. Закономерности распределения флюидов, давлений и температур по площади и глубине в объектах осложняются случайными локальными вариациями. Их изучение закладывает основу для максимального использования запасов нефти и газа. Для этого скважины бурятся на отдельных участках месторождения, а полученные данные носят точечный характер. Поскольку увеличить количество скважин невозможно, можно с определенной вероятностью отнести полевые данные к точечным данным. Поэтому для повышения достоверности решения рассматриваемых вопросов в процессе разработки нефтегазовых месторождений используются методы теории вероятностей и математической статистики. Оперативная реализация методов осуществляется с помощью компьютеров на основе соответствующих алгоритмов.

Общее сходство наблюдается вне зависимости от особенностей разработки месторождений нефти и газа, их расположения, геолого-структурных особенностей пластов. Если рассматривать объекты разработки как динамическую систему, важно использовать геолого-математические методы при изучении различных ее элементов.

В связи с этим должны быть рассчитаны вышеуказанные параметры и составлены графики распределения необходимых геолого-геофизических и горнотехнических параметров. В то же время характеристики распределения геолого-геофизических и горнорудных параметров очень важны как при подсчете запасов углеводородов методом Монте-Карло, так и при выполнении анализов чувствительности [5].

Одним из актуальных на сегодняшний день вопросов оценки запасов и ресурсов углеводородов является геолого-техническое обоснование расчетных параметров. В целом для обоснования этих горно-геологических показателей необходимо провести их статистический анализ. Поэтому изучаются закономерности распределения и рассчитываются статистические значения. В исследовательской работе необходимо изучать как статистические, так и полевые характеристики распределения этих параметров. Эти данные используются при определении запасов и ресурсов углеводородов методом Монте-Карло, а также при проведении анализа чувствительности.

Использованы значения систематизированных горно-геологических показателей, использованных при оценке запасов и ресурсов углеводородов месторождений Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ) и некоторых структур в отложениях Продуктивного толща (ПТ). Горно-геологические параметры месторождений и перспективных структур, расположенных на Абшеронском и Бакинском архипелагах (нефтегазоносность, эффективная мощность, пористость, нефтегазоносность, пластовое давление, пластовая температура, объемный коэффициент, газовый фактор, плотность нефти и газа, концентрация конденсата в газе) принимались минимальные, максимальные и базовые значения [1 - 5]. На основе этих данных были составлены и проанализированы гистограммы закономерностей горно-геологических параметров.

Среднеинтервальное значение эффективной мощности в ЮКБ на БС (гор. V, VI, VII, VIII, IX и X) составляет 5-55 м, на СП 10-80 м, на НКП 5-35 м, на ПК 10-50 м, а в КС 5-45 м. Соответственно модный ценовой диапазон 15 м, 30 м, 15 м, 20 м, 15 м. Закономерности распределения считались треугольными в НКП и логарифмически-нормальными в остальных слоях (рис. 1). Основной целью данного анализа является применение закономерностей расчетных параметров при оценке методом Монте-Карло запасов и ресурсов углеводородов ПТ. Разумеется, это отразится и в последующих анализах чувствительности и будет использоваться как один из непосредственных инструментов исследования.

Среднеинтервальное значение пористости в БС (горизонты V, VI, VII, VIII, IX и X) составляет 14-26 %, в СП 15-30 %, в НКП 15-30 %, в ПК 15-30 %, в КС а это 16-26%. Ценовой диапазон мода составляет 24%, 20%, 25%, 20%, 18% соответственно. Закономерности распределения треугольные в БС, НКП, КС и логарифмически-нормальные в СП и ПК (рис. 2).

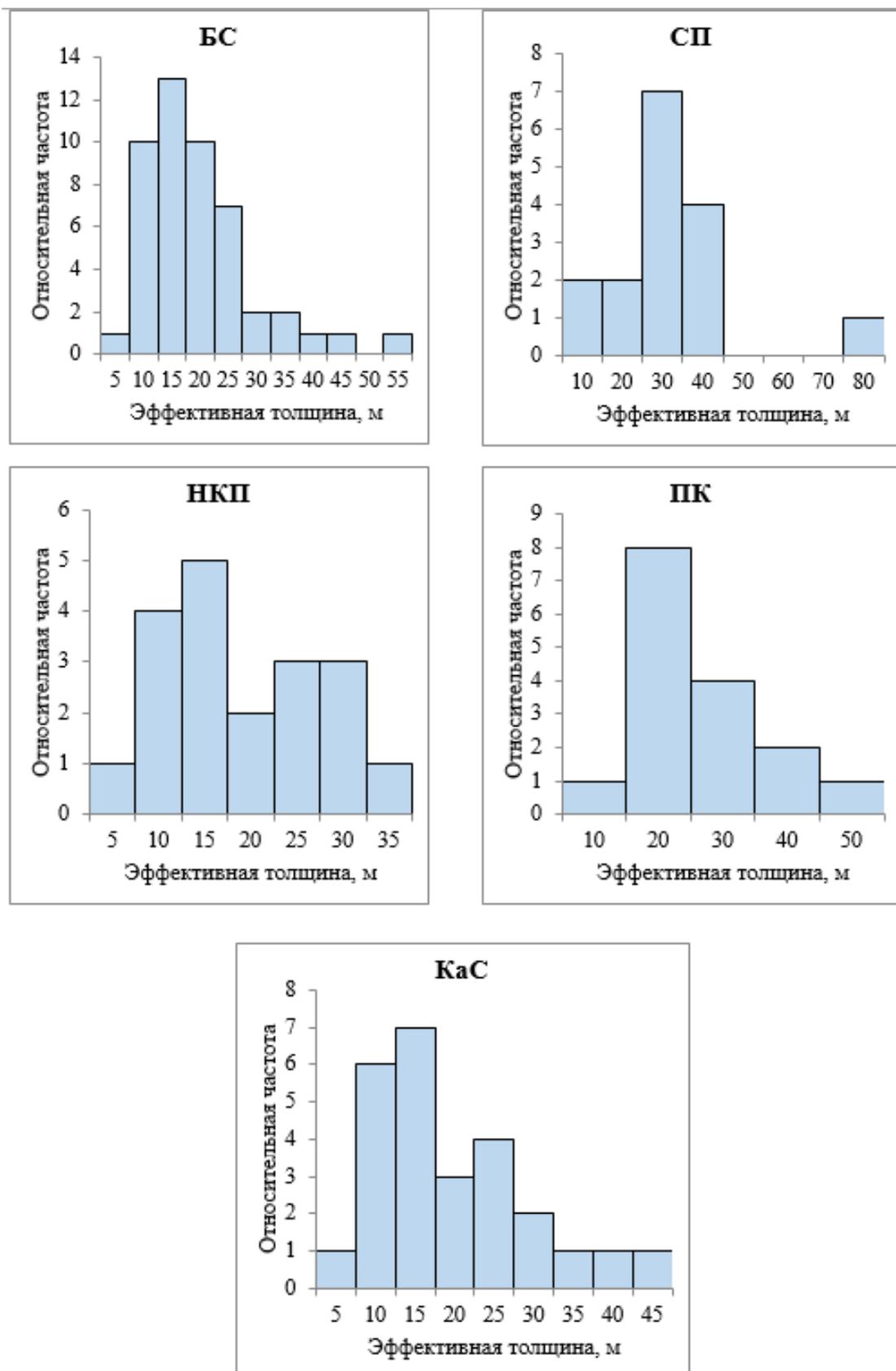


Рис. 1. Гистограммы распределения эффективной толщины

Среднеинтервальное значение нефтенасыщенности по БС (горизонты V, VI, VII, VIII, IX и X) составляет 60-80 %, по СП 60-80 %, по НКП 60-80 %, по ПК 60-75 %, в КаС она составляет 60-80%. Соответственно модный ценовой диапазон 75 %, 75 %, 75 %, 70 %, 70 %. Закономерности распределения предполагались треугольными в КаС для ПТ и логарифмически нормальными в остальных пластах.

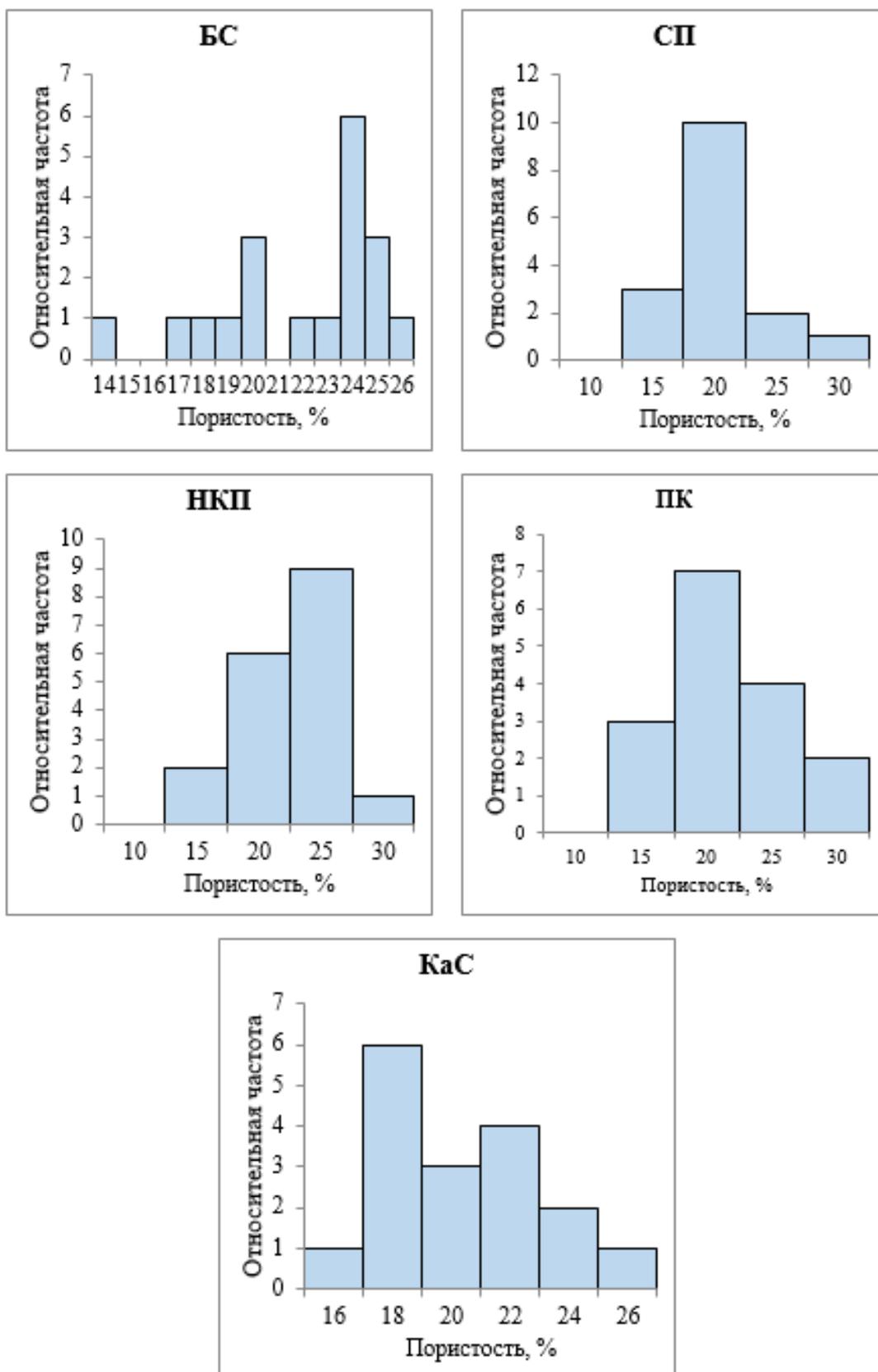


Рис. 2. Гистограммы распределения пористости

Среднеинтервальное значение газонасыщенности на BC (горизонты V, VI, VII, VIII, IX и X) составляет 40-85%, на СП 70-80%, на НКП 65-80%, на ПК 65-75%, содержат Модный ценовой диапазон 75%, 70%, 75%, 75% соответственно. Закономерности распределения предполагаются треугольными.

Среднее значение объемного коэффициента по BC (горизонты V, VI, VII, VIII, IX и X)

составляет 1,1-1,9; 1,1-2 на СП; 1,1-1,9 в НКП; 1,1-1,9 в ПК; в КаС это 1,1-1,4. Соответственно модный ценовой диапазон 1,4; 1,4; 1,5; 1,1; 1,2. Закономерности распределения предполагались логарифмически нормальными в КаС ПТ и треугольными в остальных пластах.

Среднеинтервальное значение плотности нефти по БС (гор. V, VI, VII, VIII, IX и X) составляет 0,810-0,920 г/см³, по СП 0,850-0,890 г/см³, по НКП 0,850-0,950 г/см³, ПК - составляет 0,870-0,930 г/см³, а в КаС - 0,870-0,930 г/см³. Соответственно, ценовой диапазон мода составляет 0,890 г/см³, 0,870 г/см³, 0,900 г/см³, 0,890 г/см³, 0,910 г/см³. Закономерности распределения предполагались нормальными в НКП ПТ и треугольными в остальных пластах.

Среднее значение газового фактора в БС (V, VI, VII, VIII, IX и X горизонты) составляет 200-800 м³/т, в СП 100-300 м³/т, в НКП 50-350 м³/т, ПК - 100-600 м³/т и 50-250 м³/т в КаС. Соответственно модный диапазон цен 200 м³/т, 250 м³/т, 300 м³/т, 100 м³/т, 100 м³/т. Закономерности распределения логарифмически нормальные в БС, ПК ПТ и треугольные в остальных пластах.

Среднеинтервальное значение коэффициента конденсата на БС (гор. V, VI, VII, VIII, IX и X) составляет 50-400 г/м³, на СП 150-350 г/м³, на НКП 200-500 г/м³, ПК- тоже 100-150 г/м³. Соответственно модный диапазон цен 200 г/м³, 150-350 г/м³, 200 г/м³, 150 г/м³. Закономерности распределения предполагаются равновероятными в СП ПТ, а в остальных пластах треугольными.

Среднеинтервальное значение пластовой температуры на БС (горизонты V, VI, VII, VIII, IX и X) составляет 60-110 °С, на СП 100-110 °С, на НКП 70-110 °С, на ПК 100-150 °С. . Соответственно модный ценовой диапазон 90 °С, 105 °С, 110 °С, 100 °С. Закономерности распределения предполагались нормальными в СП ПТ и треугольными в остальных пластах.

Как отмечается в исследовательской работе, закономерности распределения указанных горно-геологических показателей необходимо учитывать при подсчете запас и условных ресурсов углеводородов ПТ ЮКБ. При этом была охарактеризована и проанализирована дифференциация некоторых параметров пласта по площади.

Таким образом, проведенная исследовательская работа позволяет достоверно подсчитать объемы запасов углеводородов и условных ресурсов ПТ ЮКБ. С использованием базы данных были составлены карты территориальной дифференциации расчетных параметров.

На Рисунке 3 показана средняя карта пористости ПТ по ЮКБ. Карты такого типа характеризуют особенности распределения всех горно-геологических параметров в районе и позволяют прогнозировать эти параметры в неопределенных районах.

Как видно, карта распределения пористости на месторождениях (площадях) ЮКБ строится уже не на основе традиционного интерполяционного метода, а на основе значений параметра, вносимого регулярностью статистического реального распределения, одним из основных преимуществ и важности которого является геологическая реализуемость и степень достоверности. Кроме того, карты распределения параметров по месторождению, составленные на основе этого подхода, в полной мере позволяют более достоверно определять запасы углеводородов.

Выводы

Невозможно в полной мере оценить неопределенности, возникающие при подсчете или уточнении запасов углеводородов на основе численных значений параметров пластов месторождений и перспективных структур, расположенных в ЮКБ. Для решения этой задачи были изучены предельные значения и закономерности распределения параметров пласта по горизонтам более чем на 120 месторождениях нефти и газа и перспективных структурах, расположенных в Азербайджанском секторе ЮКБ. Определено, что эффективная мощность пласта, пористость, нефтенасыщенность в отложениях данного района преимущественно логарифмически нормальные, а остальные параметры пласта в основном наблюдаются с треугольным и логарифмическим нормальным распределением. Эти закономерности распределения также очень важны для подсчета или уточнения запасов углеводородов месторождений статистическими методами. В то же время результаты данного исследования позволили оценить неопределенности параметров пласта на ЮКБ.

Промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы: мегарезервуары в нетрадиционных коллекторах

Пунанова С. А.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

Аннотация. Рассмотрено распространение тяжелых промышленно ванадиеносных нефтей и природных битумов в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) мира: Волго-Уральском (Республика Татарстан), Тимано-Печорском, Восточно-Сибирском, Западно-Канадском, Восточно-Венесуэльском и других, а также особенности гипергенно преобразованных нафтидов и характер накопления металлоорганических соединений в них. На примере отдельных месторождений Тимано-Печорского региона оцениваются концентрации металлов в залежах в областях водонефтяного контакта. Природные битумы и тяжелые высоковязкие нефти, как правило, обогащенные металлами, особенно ванадием, относятся к нетрадиционным источникам углеводородного сырья вследствие отсутствия или неразвитости технологий, обеспечивающих их рентабельное освоение. Промышленно ванадиеносные скопления-мегарезервуары, аккумулирующие гигантские запасы углеводородов (УВ), рассматриваются как комплексное сырье добычи нефти, газа и сопутствующих им металлов.

Ключевые слова: природные битумы, тяжелые нефти, промышленно ванадиеносные нефти, мегарезервуары, нетрадиционные коллектора

Введение

По рекомендациям академика А.Э. Конторовича предлагается усилить направления развития России за счет технологий поисков, разведки и разработки месторождений традиционной нефти и освоения залежей нетрадиционной нефти (сланцевая нефть, тяжелая нефть, природные битумы и др.). Необходимо также учитывать все запасы нефтяных залежей, включая не только кондиционные пласты и пропластки, но и нефть во всех нефтесодержащих породах. Такой подход к эффективному пополнению природных ресурсов топливно-энергетического комплекса страны включает разведку и разработку глубоких горизонтов в традиционных коллекторах, а также в плохопроницаемых коллекторах с нетрадиционными ресурсами. При этом следует рассматривать в качестве основного приоритетного направления – поиск и разработку гигантских по запасам месторождений нефти и газа, приуроченных к природным мегарезервуарам осадочных толщ, так как открытие месторождений с большими запасами экономически выгодно.

Природные мегарезервуары НГБ, в которых скапливаются уникальные и гигантские запасы УВ, могут быть приурочены к различным геолого-геохимическим средам: к традиционным коллекторам осадочной толщи; к нетрадиционным коллекторам – скопления промышленно ванадиеносных тяжелых нефтей и природных битумов; к низкопоровым коллекторам сланцевых формаций, а также к массивным коллекторам разуплотненных пород фундамента. Нетрадиционные коллектора сланцевых формаций и скопления в фундаменте в ряде НГБ можно считать мегарезервуарами: в силу их огромных площадей и высокой насыщенности УВ они обладают гигантскими запасами.

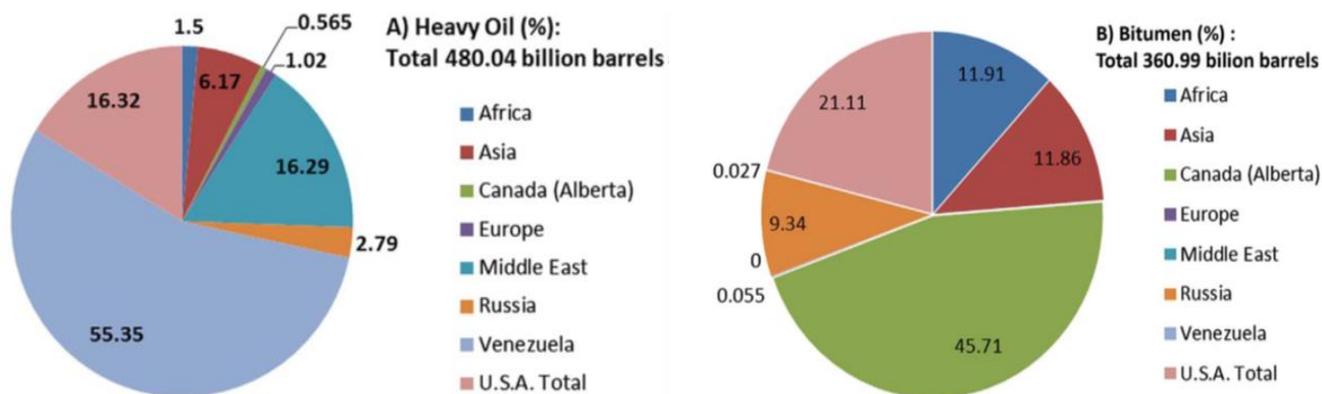
В предыдущих исследованиях нами были подробно рассмотрены мегарезервуары осадочной толщи в традиционных коллекторах на примере сеноманских залежей северных регионов Западной Сибири (покурская свита) [1], а также особенности резервуаров сланцевых формаций [2]. Был проведен анализ факторов, необходимых для образования подобных гигантских по запасам месторождений.

Промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы

В настоящем сообщении рассматриваются промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы, аккумулирующиеся в нетрадиционных коллекторах. Подобные скопления характеризуются огромными запасами и являются мегарезервуарами. Это – нефтяная система низкопроницаемых коллекторов (tight petroleum system). Такие мегаскопления известны в Волго-Уральском (Республика Татарстан), Тимано-Печорском, Прикаспийском (Республика Казахстан) регионах, в Восточной Сибири, в Западно-Канадском и Восточно-

Венесуэльском НГБ. Это, как правило, окисленные гипергенно преобразованные, биодegradированные, высоковязкие нафтиды, являющиеся часто результатом естественной деградации исходной традиционной нефти. Скопления приурочены к неантиклинальным ловушкам эрозионных врезов и залегают на небольших глубинах (обычно < 200 м, максимум до 2000 м).

В мировом масштабе запасы битума и тяжелой нефти оцениваются в 5,6 трлн баррелей в более чем 70 странах. Наибольшие запасы тяжелых нефтей обнаружены в Венесуэле, а запасы природных битумов в Западной Канаде (рисунок 1).



А) тяжелая нефть, %; В) битум, %; суммарное количество в млрд баррелей нефти и битума

Рисунок 1. Круговые диаграммы основных мировых оценочных остаточных технически извлекаемых запасов тяжелой нефти и битума [3]

В таблице 1 приведены данные (на 01.02.2017) по запасам нескольких гигантских (крупнейших) и супергигантских (уникальных) месторождений тяжелой нефти и битуминозных (нефтяных) песков в мире.

Таблица 1 – Месторождения тяжелой нефти и битуминозных (нефтяных) песков

№ п/п	Государства	Месторождение	Год открытия	Запасы (млрд т)	Оператор разработки	НГБ
1	Канада	Атабаска	1967	20,6	Suncor Energy, Syncrude, Shell, Encana	Альберта
2	Венесуэла	Карабобо-3	2010	10,4		Ориноко
3	Венесуэла	Карабобо-1	2006	7,9	Petroleos de Venezuela, Petrobras	Ориноко
4	Венесуэла	Карабобо-2	2010	6,4		Ориноко
5	Венесуэла	Хунин-7	2009	6,4		Ориноко
6	Канада	Колд Лейк		6,2	Imperial Oil	Альберта

Восходящие движения в НГБ, как регионального, так и локального плана и активная субвертикальная или восходящая латеральная миграция нефтей по пластам, открытым к зонам гидрогеологической разгрузки, способствуют попаданию нефтей в зоны гипергенеза. Основная движущая сила этих процессов – геодинамическая активность НГБ.

Прогнозные ресурсы природных битумов в России оцениваются в несколько десятков млрд т (при содержании битумов более 4% вес.). Подавляющая их часть (70%) сосредоточена в Волго-Уральском регионе (главным образом в Республике Татарстан). На долю Восточной Сибири (Якутия и Красноярский край) приходится около 20%.

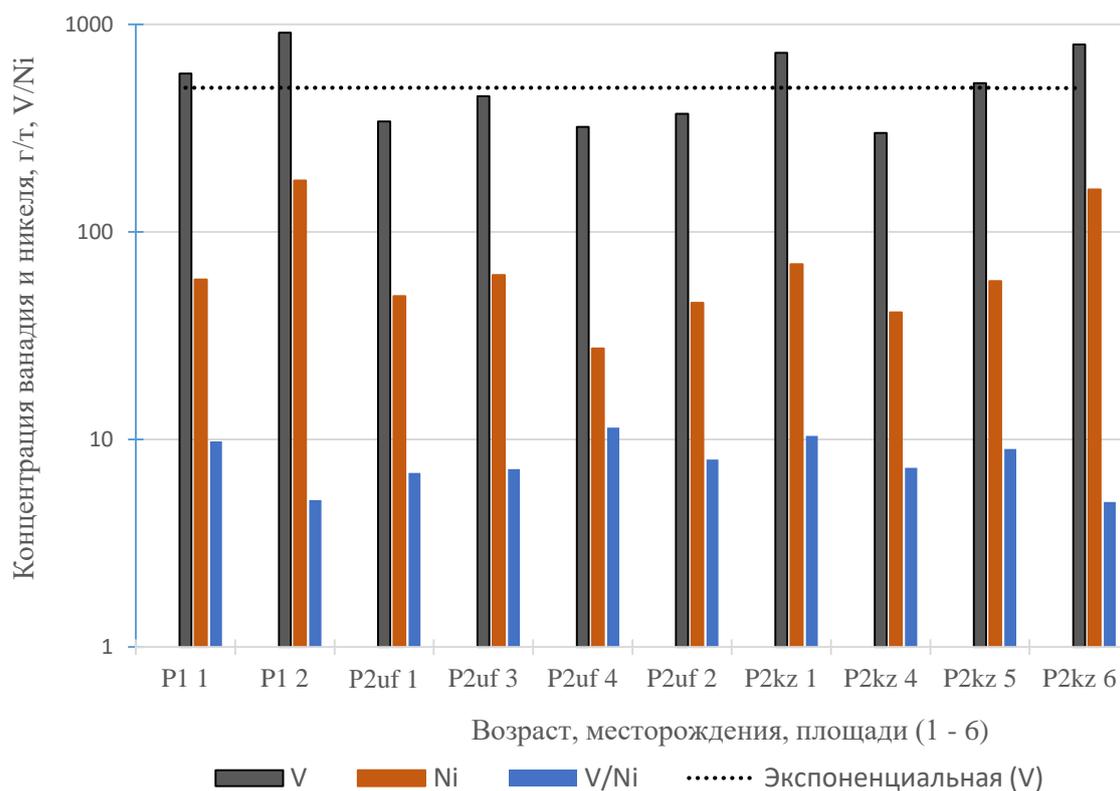
В недрах Республики Татарстан залегают более 600 млн т запасов высоковязких нефтей. Эти ресурсы приурочены в основном к терригенным и карбонатным коллекторам с вязкостью до 550 мПа·с (сПз), плотностью – от 850 до 960 кг/м³. По качеству нефти разрабатываемых месторождений преимущественно сернистые, высокосернистые (80%) и высоковязкие (67% остаточных извлекаемых запасов), а по плотности – средние и тяжелые (68% остаточных извлекаемых запасов). Кроме этого, Татарстан обладает крупнейшим в России ресурсным потенциалом природных битумов, залегающих в отложениях пермского возраста на глубинах до 400–450 м. Природные битумы почти на всех разведанных месторождениях по консистенции являются жидкими и подвижными. По своей плотности (0,93–1,080 г/см³), углеводородному составу, содержанию серы и редких элементов битумы близки к нефтям среднего карбона, но отличаются высокой вязкостью (Мухаметшин, Пунанова, 2014; Муслимов, 2018; Хисамов и др., 2022).

Большие запасы природных битумов обнаружены в Восточной Сибири (Конторович и др., 2010; Поляков и др., 2010). На Анабарской и Оленекской зонах битумонакопления известен ряд гипергенных скоплений (месторождений) и проявлений природных битумов с общими ресурсами более 5 млрд т. Битумные скопления приурочены к широкому стратиграфическому диапазону отложений от докембрия до мезозоя. Изучены зоны скоплений битумов различного генезиса (мальты, асфальты, асфальтиты, кериты и антраколиты), формы их нахождения в битумных месторождениях: пластовые, жильные, гнездообразные, внутри скоплений, в пределах битумных полей и вне их. Рассчитаны величины битумных ресурсов. Так, ресурсы крупнейшего Оленекского месторождения оценены для пластов с весовым содержанием битума >2% – 1,3 млрд т; с весовым содержанием битума <2% – от 2,2 млрд т. Ученые считают, что результаты детальнейших геохимических исследований пермских битумов Оленекского месторождения (углеводородный состав и изотопные характеристики углерода) свидетельствуют о том, что основным источником УВ являлись разновозрастные материнские отложения в области пассивной континентальной окраины (на месте современной Верхоянской складчатой области).

Природные битумы и высоковязкие нефти обогащены ценными, промышленно значимыми микроэлементами (МЭ) (Пунанова, Шпирт, 2018 и др.). Это металлы группы железа, металлоиды, редкоземельные элементы и другие. Концентрации МЭ распределяются по различным фракциям нефтеперегонки. Максимальное количество их связано с мазутами (Ba, Sr, Ce, Pr, Nd, Yb, U, Hg, Ge, As), гудронами (Co, Mo, Se, Te, Ga, Ag, Re), битумами (Rb, Be, B, Mg, Al, Sc, Y, Ti, V, Cr, Mn, Fe, Ni, Zr, Nb, Rh, Cu, Zn, Sb). Битуминозные пески Атабаски обогащены более 30 элементами по сравнению с окружающими геохимическими средами. О высоких концентрациях редкоземельных, рассеянных и благородных металлов свидетельствуют данные изучения матричной нефти Оренбургского месторождения [4]. В составе высокомолекулярных компонентов выявлены высокие содержания (в тоннах, в пересчете на запасы) 153091,7 V; 37699,8 Ni; 1105,4 Ga; 382,0 Li и других элементов.

Особую значимость приобретает обогащенность природных битумов и тяжелых нефтей до рудных промышленных масштабов ванадием, важным элементом, необходимым во многих производственных процессах. По данным С.П. Якуцени, 2005 г., запасы ванадия в нефтях двух месторождений Тимано-Печорского НГБ (Усинского и Ярегского) значительно превышают таковые разрабатываемых рудных месторождений (Гусево-Горское и др.). При сжигании нефтепродуктов только на Ярегском месторождении потери пентаоксида ванадия и никеля составляют соответственно 9,3 и 1,2 т в год.

Содержания V и Ni в природных битумах из пермских отложений Татарского свода и Мелекесской впадины очень высоки. На рисунке 2 представлены концентрации ванадия, никеля и соотношений V/Ni в природных битумах от нижнепермских до казанского яруса верхнепермских отложений. Максимальные средние концентрации V и Ni выявлены в битумах нижнепермских отложений (V = 910 г/т; Ni = 177 г/т).



Месторождения: 1 – Сугушла; 2 – Ашальчи; 3 – Шугурово; 4 – Мордовская Кармалка; 5 – Аксубаево; площадь Кондурчинская – 6

Рисунок 2 – Содержание V и Ni (г/т) в битумах из пермских отложений Татарстана (по аналитическим данным Г.П. Каюковой, Г.В. Романова, Р.Х. Муслимова и др.).

На основе анализа большого аналитического материала и собственных исследований автора по воздействию процессов гипергенеза и биодеградациии на МЭ состав нафтидов были сгруппированы регионы с учетом их тектонической принадлежности и показаны содержания V и Ni и их металлопорфириновых комплексов (МПК) в нефтях, затронутых и не затронутых преобразованием, а также в природных битумах (таблица 2).

Основными районами размещения вторично преобразованных нефтей и битумов Тимано-Печорского НГБ являются Велью-Тэбукский, Колвинский и Сорокинский. Именно в нефтях этих регионов обнаружены повышенные концентрации МЭ, связанные с зонами гипергенеза, умеренно минерализованными водами в зонах повышенной инфильтрации и в условиях малых глубин (до 1,5 км). Примером может служить пермо-карбоновая залежь нефти Усинского месторождения (глубина 1260 м), а также пермская, средняя по плотности нефть – 0,887 г/см³ Лемьюзского месторождения (650 м). Концентрации V и Ni варьируют (в г/т) соответственно от 73,6 и 40 на месторождении Лемьюзское до 77 и 68 на месторождении Усинское и до 231 и 150 на месторождении Тобойское (Тихомиров и др., 2008; Яценко, 2012).

Показателем процессов гипергенеза является не только увеличение абсолютных концентраций МЭ в нафтидах, но и изменения соотношений концентраций металлов, например, таких как Zn/Co и V/Ni. При сопоставлении нефтей терригенной толщи девона Тимано-Печорского НГБ (Тиман и Ижма-Печорская впадина) на месторождениях наиболее глубокого залегания пластов (месторождение Джьер) в сторону их выхода на поверхность (месторождение Ярега) по мере усиления процессов гипергенеза отчетливо наблюдается закономерное снижение отношения Zn/Co (от 15,5 до 1,2) и рост отношений V/Ni. Этот процесс объясняется вымыванием Zn в воду и существенным увеличением V из-за активной хемосорбции. Подобные изменения концентраций и МЭ-соотношений были зафиксированы на многопластовом Западно-Тэбукском месторождении. Здесь прослежено изменение значений отношений Zn/Co и V/Ni в

нефтях в зависимости от положения точки отбора пробы нефти относительно водонефтяного контакта (ВНК). Нефти, отобранные в зоне ВНК, имеют пониженные значения отношения Zn/Co (от 5,6 до 10), а в нефтях из скважин, расположенных на значительном расстоянии (более 300 м), отношение Zn/Co достигает 23,7. Нефти зоны ВНК отличаются также высоким содержанием Fe и повышенными показателями отношения V/Ni (до 14,5). Результаты анализа углеводородного состава нефтей Западно-Тэбукского месторождения подтверждают существование в зоне ВНК процессов биодегradации (таблица 3).

Таблица 2 – Основные регионы развития гипергенно преобразованных промышленно ванадиеносных нефтидов и их тектоническая характеристика

Тектоническая характеристика бассейна	Объект исследования	Возраст продуктивных отложений	Значение показателей на примере не преобразованных нефтей, г/т		Значение показателей на примере преобразованных нефтей, г/т	
			V *(Vp)	Ni *(Nip)	V *(Vp)	Ni *(Nip)
Бассейны древних плит (краевые системы платформ, граничащие с выходами фундамента или примыкающие к складчатым областям)	нефть	PR, D ₃ , C ₁₋₂ , P, J ₃ , K ₁	70–120	35–70	110–900 *(450)	70–140 (60)
	битум (маль-га, асфальт)	C, P ₁₋₂ , K, P-N	–	–	470–1092	87–170
	асфальтиты		–	–	1092–3640	160–640
Бассейны эппалеозойские молодых плит	нефть	J ₂ –K ₁	20–50	30–90	70–384 (550)	50–164 (24)
Впадины эпплатформенных орогенов	нефть	кайнозой, бухарские слои	210	80	570 (227)	170 (72)
Межскладчатые области (альпийские подвижные пояса)	нефть	K ₁ , P	130,0	29,5	216–1000	96
	битум	P	–	–	935–1250	110–150

Примечание.* Данные по МПК указаны в скобках: Vp, Nip – соответственно ванадиевый и никелевый металлопорфириновые комплексы

Таблица 3 – Изменение показателей УВ и МЭ состава в нефтях Западно-Тэбукского месторождения в зависимости от положения точки отбора нефти относительно ВНК (по материалам Чахмахчева, Пунановой, Лосицкой, 2004)

Положение интервала отбора нефти относительно ВНК	Zn/Co	V/Ni	$\frac{iC_{19}+iC_{20}}{nC_{17}+nC_{18}}$	$\frac{iC_{19}+iC_{20}}{\Sigma(iC_{14}-iC_{18})}$
Свод залежи	23,7	3,0	0,8	1,5
На удалении от ВНК (> 300 м)	20,7	2,7	0,8	1,1
Близко к ВНК (< 300 м)	10,0	4,4	2,2	2,1
В зоне ВНК	5,6	14,5	3,9	3,3

Оценка прогноза поисков крупных и гигантских по запасам скоплений УВ

Оценка прогноза поисков крупных и гигантских по запасам скоплений углеводородного сырья является актуальной народно-хозяйственной проблемой, особенно это относится к поиску и прогнозу скоплений нетрадиционных ресурсов, таких как высокообогащенные ванадиеносные нефти и природные битумы. Существует два направления: общие оценки масштабности резервуаров НГБ мира по ряду геолого-геохимических признаков и оценка

количественных критериев поисков месторождений-гигантов нефти с применением геолого-математического моделирования (Конторович, Вышемирский и др., 1981 и др.). Изучаются и прогнозируются различные аспекты онтогенеза флюидов: литостратиграфические, геохимические и тектонические. Особое внимание в современных разработках придается анализу геодинамических процессов, отмечается высокий нефтегенерационный потенциал поднадвиговых толщ (Грунис и др., 2022). Рассматривая северный сегмент Урало-Монгольской складчатой системы, претерпевший субдукционно-обдукционный режим нефтегазообразования, авторы [5] относят его к перспективным территориям на предмет прогноза и поисков высокодебитных месторождений УВ. Отмечается, что режим катагенного преобразования огромных масс осадков с высоким содержанием органического вещества, накапливающегося в зоне перикратонного опускания и развития субдукционных процессов, благоприятствовал образованию крупных и возможно гигантских месторождений УВ.

Выводы

1. Для образования мегарезервуаров (месторождений-гигантов) необходимо совмещение благоприятных факторов широкого круга природных процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности скоплений, и все субстанции должны быть мегамасштабными, т.е. совмещение генерации мегамасс УВ с нефтесборных осадочных мегаплощадей, образование природного мегарезервуара-ловушки и надежной мощной мегапокрышки. Однако разрыв этой цепочки, сбой процессов формирования залежи нефтяного или газового скопления также может привести к образованию гигантских месторождений. Это – мегарезервуары битумных песков и твердых битумов. При этом необходимы восходящие движения в НГБ, процессы воздымания и тектонических перестроек, способствующие активной субвертикальной восходящей миграции УВ и выходу их в близповерхностные зоны гипергенного преобразования и биодеградаци. Необходимы и первично сформированные обширные площади нефтегенерации.

2. Отмечены высокие концентрации МЭ в тяжелых нефтях и природных битумах. Промышленно ванадиеносные скопления-мегарезервуары, аккумулирующие гигантские запасы УВ, рассматриваются как комплексное сырье добычи нефти и/или газа и сопутствующих им металлов.

3. В плане дальнейших исследований по оценке влияния наиболее значимых геолого-геохимических факторов на формирование крупных по запасам месторождений УВ предполагается усилить внимание к выявлению геохимических особенностей исходного органического вещества и условиям его захоронения на обширных нефтесборных площадях, способствующих генерации УВ в больших масштабах, а также к изучению геодинамических процессов, приводящих к массивированной аккумуляции УВ в крупные ловушки.

Библиографический список:

1. Punanova S.A. Features of the Trace Element Composition of Carbonaceous Formations // Moscow University Geology Bulletin. - 2022. - Vol. 77. - No. 5. - P. 540-551.
2. Пунанова С.А. Мегарезервуары углеводородов – аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // SOCAR Proceedings. - 2022. - No. 2. - P. 39-51.
3. Hein F.J. Geology of bitumen and heavy oil: An overview // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2017. - 154. - P. 551-563.
4. Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазогазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Оренбургского НГКМ / А.Н. Дмитриевский [и др.] / Сб. тр. Всерос. науч. конф. с межд. участием. Москва: ИПНГ РАН. 2022. С. 67-72.
5. Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Демченко Н.П. Анализ совокупных критериев нефтегазоносности для прогноза углеводородных ресурсов северного сегмента Урало-Монгольской складчатой системы / Рассохинские чтения : материалы международной конференции / под редакцией Р. В. Агиней. – Ухта : УГТУ, 2022. С. 101-106.

Перспективы наращивания ресурсной базы углеводородного сырья северной части Тэбукской ступени Ижма-Печорской синеклизы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Желудова М. С., Куранов А. В., Петренко Е. Л., Шамсутдинова Л. Л.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

Ресурсная база углеводородного сырья (УВС) Республики Коми нуждается в постоянном восполнении. Нефтегазовые компании практически не проводят геологоразведочных работ на новых, неисследованных территориях, поэтому выявление нефтегазоперспективных объектов в «старых» нефтегазодобывающих районах является весьма актуальным.

Одним из таких районов является Южный нефтегазодобывающий район Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, находящийся в пределах Республики Коми вблизи первого открытого в Тимано-Печоре крупного нефтяного месторождения – Западно-Тэбукского.

В тектоническом отношении эта территория относится к северной Тэбукской ступени Ижма-Печорской синеклизы. Здесь проложены нефтепроводы «Уса – Ухта» и «Пашня – Нижний Одес – Ухта».

Целевым назначением исследований является оценка перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории и поиск перспективных объектов для наращивания минерально-сырьевой базы углеводородного сырья.

Для решения поставленных задач был проведен анализ геолого-геофизической изученности, результатов ранее проведенного бурения, охарактеризовано геологическое строение территории, обоснованы перспективы нефтегазоносности, оценены ресурсы по перспективным объектам.

Здесь пробурено несколько десятков скважин, открыто несколько нефтяных месторождений – Кыкаельское, Западно-Тэбукское, Кабантывисовское и другие с залежами в терригенных и карбонатных отложениях верхнего девона и нижнего силура.

Изученность сейсмическими исследованиями рассматриваемой территории характеризуется средней плотностью сейсмопрофилей (плотность сети сейсмопрофилей составляет 1,3 пог. км/км²). Наиболее изучена сейсморазведкой область распространения барьерных рифов позднефранского возраста.

По результатам сейсморазведочных работ выявлен ряд структур: Кабанвожская, Восточно-Висовская, Кабантыская, Южно-Кабантыская, Восточно-Вадьянюрская, Северо-Ваньюская, Верхневаньюская, позднее работами выявлена Шалимовская и подтвердились ранее выявленные структуры.

Всего в пределах исследуемой территории пробурено около 30 скважин. Основная часть пробуренных скважин сосредоточена в восточной части рассматриваемого участка – в зоне распространения барьерных рифов позднедевонского возраста.

В керне, отобранном из верхнедевонских отложений установлены нефтепроявления:

- в **доманиковых отложениях** – в скважине 80-Кыкаельская;
- в **евлановско-ливенских отложениях** – в скважинах 93-Кабантыская, 917-Кабантывисовская;
- в **законских отложениях** – в скважинах 894-Верхневаньюская, 896-Кабантыская, 907-Верхневаньюская, 915-Кабантывисовская;
- в **елецких отложениях** – в скважинах 894-Верхневаньюская, 895, 896 Кабантыские и 915-Кабантывисовская;
- в **устьпечорских отложениях** – в скважинах 894-Ваньюкыкаельская, 907-Верхневаньюская и 915-Кабантывисовская.

Скважины, пробуренные в западной и центральных частях рассматриваемой территории, как правило, неглубокие, самая глубокая из всех скважина 605-Вельская глубиной 767,4 м (Р1к). В процессе бурения в скважинах западной части наблюдались сильно фонтанирующие сероводородные газы (скв. 401, 407, 141, 421-Айювинские).

По результатам геологоразведочных работ открыто одно Кыкаельское нефтяное месторождение, находящееся в разведке. Скважинами 81-Кыкаельская и 101-Южно-Кабанвожская установлены две самостоятельные залежи в песчаниках пластов Ia+б (D₃dzt) и IB₂ (D₃jar).

Залесь нефти в пласте Ia+б пластовая сводовая, литологически экранированная. Продуктивные породы представлены кварцевыми песчаниками с поровым типом емкости. Покрышкой служит толща тиманско-саргаевского возраста мощностью 40-60 м, сложенная переслаиванием аргиллитов, алевролитов и туффитов.

Залесь нефти в терригенных отложениях яранского горизонта приурочена к пласту кварцевых песчаников IB₂. Покрышкой для данной залежи служит вышележащая глинистая толща мощностью около 35 м.

Месторождение мелкое по запасам – 3101/1002 тыс. т

Перспективные верхнедевонские карбонатные отложения (пласты Ф₀-Ф₅) по данным ГИС и результатам испытания обводнены.

Поддоманиковые терригенные отложения (D₃tm-dzt-jar) характеризуются сложным распределением коллекторов по площади, вскрыты они, кроме Кыкаельского месторождения, только пятью скважинами, опробовались в двух скважинах – 93-Кабантыская и 95 Северо-Кабанвожская, притоков не получено.

Нижнесилурийские карбонатные отложения обводнены, ловушки по этому горизонту не подготавливались.

Основными причинами получения отрицательных результатов является низкая плотность сейсмопрофилей 2D, малые амплитуды структур, неподготовленность структур к бурению и, как следствие, неверный выбор местоположения поисковых скважин.

Проанализированы результаты бурения на структурах, выведенных из бурения с отрицательными результатами – Кабантыской и Восточно-Висовской. По результатам проведенных исследований установлено, что согласно последним сейсмическим построениям скважина 895-Кабантыская, пробуренная в своде одноименной структуры обводнена (при опробовании получен приток мин. воды). В своде Восточно-Висовской структуры пробурена скважина 909-Восточно-Висовская в зоне отсутствия рифогенных отложений и по данным ГИС выделенные пласты-коллекторы обводнены.

Структурный план рассматриваемой территории представляет собой моноклираль, погружающуюся в северо-восточном направлении. Отложения нижнего структурного этажа частично размывы (верхняя его часть). Силурийские отложения присутствуют в восточной и юго-восточной части, выше по разрезу терригенные поддоманиковые отложения представлены только яранскими, джьерскими, тиманско-саргаевскими отложениями, отложения среднего девона присутствуют только в юго-восточной части исследуемой территории (скв. 84-Кыкаельская – 16 м, D₂kd). В верхнедевонских карбонатных отложениях протрассированы три полосы развития барьерных рифов (сирачойские, среднеевланский и верхнеевлановско-ливенский).

Анализ геолого-геофизических материалов и нефтегазоносности территории показал, что в пределах рассматриваемой территории основные перспективы нефтеносности связаны с отложениями трех нефтегазоносных комплексов (НГК) осадочного чехла:

- среднеордовикско-верхнесилурийский нефтегазоносный подкомплекс (НГПК) O₂-D₁ НГК (нижнесилурийские карбонатные отложения, джагалский горизонт);
- ниже-среднефранский НГПК среднедевонско-франского терригенного НГК;
- доманиково-турнейский карбонатный НГК.

Ближайшими месторождениями, на которых установлена промышленная нефтеносность, являются:

- Кабантывисовское нефтяное месторождение – залежи в пластах Ф₀ (D₃f₃-D₃fm₁), Ф_{0/1} (D₃zd) и Ф_{el} (D₃zd);

- Кыкаельское нефтяное месторождение – залежи в песчаниках пластов Ia+б (D₃dzt) и IB₂ (D₃jar);

- Западно-Тэбукское нефтяное месторождение – залежи в карбонатных фаменских пластах Φ_5 , Φ_1 и $\Phi_0+\Phi_{0zd}$, песчаниках пластов Ia+б (D_3dzr), Ib+Iв ($D_{2zv}+D_{3f}$), Па, Пб+III (D_{2ef}), а также в карбонатах отложениях васькеркской свиты нижнего силура.

Произведена оценка ресурсов нефти категории Дл выявленных сейсморазведкой структур. Наиболее ресурсоемкими из оцененных являются 4 структуры:

- Восточно-Вадьянюрская – 1337/409 тыс. т,
- Северо-Ваньюская – 1242/334 тыс. т,
- Верхневаньюская – 769/189 тыс. т,
- Южно-Кабантыской – 598/167 тыс. т.

Восточно-Вадьянюрская структура прослеживается от ордовикских отложений до отложений верхней перми. По ОГ III f_{m_1} ($D_3f_{m_1}$) на структуре картируется одиночная органогенная постройка позднеевлановско-ливенского возраста.

На структуре прогнозируется 6 самостоятельных залежей: 4 в пластах облекания ухтинского барьерного рифа и две в отложениях терригенного поддоманика.

Ресурсы нефти по терригенным поддоманиковым отложением оценивались по аналогии с залежами Кыкаельского месторождения, по пластам облекания Φ_0 , $\Phi_{0/1}$, Φ_{el} – по аналогии с Кабантывисовским месторождением, залежь в пласте Φ_1 елецкого возраста оценена по аналогии с одновозрастной залежью Западно-Тэбукского месторождения.

Ресурсы нефти категории Дл Восточно-Вадьянюрской структуре составляют **1337/409 тыс. т** (в карбонатных отложениях верхнего девона пласты Φ_0 , $\Phi_{0/1}$, Φ_{el} , Φ_1 – 301 тыс. т извлекаемых, в терригенной части верхнего девона (D_{3tm} , D_{3jar} – 108 тыс. т извлекаемых).

Северо-Ваньюская структура прослеживается по отражающим горизонтам от верхнеордовикских отложений до отложений верхней перми. По ОГ III f_{m_1} ($D_3f_{m_1}$) на структуре картируется одиночная органогенная постройка позднеевлановско-ливенского возраста.

На структуре прогнозируется 7 самостоятельных залежей: 4 в пластах облекания ухтинского барьерного рифа, две в отложениях терригенного поддоманика и одна в отложениях ордовика – нижнего силура (часть структуры находится за пределами области распространения нижнего силура, где под размыв выведены отложения верхнего ордовика, поэтому залежь индексируется как O_3sl-S_1dz).

Ресурсы нефти по терригенным поддоманиковым отложением оценивались по аналогии с залежами Кыкаельского месторождения, по пластам облекания Φ_0 , $\Phi_{0/1}$, Φ_{el} – по аналогии с Кабантывисовским месторождением, залежь в пласте Φ_1 елецкого возраста оценена по аналогии с одновозрастной залежью Западно-Тэбукского месторождения.

Ресурсы нефти категории Дл Северо-Ваньюской структуре составляют **1242/334 тыс. т** (в карбонатных отложениях верхнего девона (пласты Φ_0 , $\Phi_{0/1}$, Φ_{el} , Φ_1) – 197 тыс.т, в терригенной части верхнего девона (D_{3tm} , D_{3jar}) – 53 тыс.т, в карбонатных ордовикско-нижнесилурийских отложениях (O_3sl-S_1dz) – 84 тыс.т).

Верхневаньюская структура по ОГ III f_{m_1} ($D_3f_{m_1}$) находится в области развития барьерного типа позднеевлановско-ливенского возраста, структура, поэтому ОГ прослеживается в виде малоамплитудного (около 5 м) поднятия северо-западного простирания. По данным поискового бурения на структуре верхнедевонские пласты облекания обводнены.

В пределах структуры пробурены три скважины: одна поисковая (905-Ваньюкыкаельская) и две структурно-поисковые (907-Верхневаньюская и 915-Кабантывисовская).

Скважина 905-Ваньюкыкаельская пробурена до глубины 2000 м с забоем в доманиковых отложениях верхнего девона. При опробовании в процессе бурения карбонатных отложений устьепечорского горизонта верхнего девона из интервала 1297,3-1267,0 м получен приток минерализованной пластовой воды (дебит 20,0 м³/сут), из интервала 1490,0-1470,0 м елецких отложений верхнего девона также получен приток минерализованной пластовой воды с сероводородом, дебит составил 3,0 м³/сут.

Структурно-поисковая скважина 907-Верхневаньюская пробурена до глубины 1565,8 м с забоем в задонских отложениях верхнего девона. Вскрыть полную мощность рифогенных

отложений не удалось в связи с катастрофическим поглощением промывочной жидкости в верхней части рифогенных отложений.

В керне, поднятом из устьпечорских отложений, в пористых разностях известняка отмечалось слабое нефтенасыщение. В кровле рифогенных задонских отложений были подняты известняки с пористыми разностями мощностью до 0,1 м и 0,3 м, в которых поровое пространство заполнено густой темно-коричневой нефтью.

В процессе бурения испытателем пластов (ИП) на трубах КИИ-95 было опробовано два объекта. При опробовании елецких отложений верхнего девона из интервала 1467-1526 м получен приток мин. воды уд. веса 1,10 г/см³ дебитом 52,7 м³/сут.

Скважина 915-Кабантывисовская пробурена до глубины 1818 м, горизонт забоя D_{3ev-IV}. При опробовании интервала 1512-1553 м в задонских отложениях верхнего девона за 2 часа получен приток мин. воды в объеме 0,93 м³.

В керне, отобранном из устьпечорских, елецких и задонских отложениях верхнего девона в породе присутствует нефтенасыщение.

По оперативному заключению геофизических исследований скважин (ГИС) в разрезе скважины 915 выделенные коллекторы (по данным индукционного каротажа, ИК) характеризуются повышенными удельными проводимостями и имеют водонасыщенную характеристику, поэтому объекты к опробованию не выделялись.

Поисковая скважина 84-Кыкаельская глубиной 2113,2 м с забоем Ozuz. По результатам проведенных сейсмических исследований с/п 2/97 по ОГ Шfm₁ (D_{3fm1}) скважина 84-Кыкаельская оказалась за пределами Верхневаньюской структуры. Скважины 84-Кыкаельская не опробовалась из-за непродуктивности вскрытых отложений.

В результате проведенного анализа установлено, что скважины, пробуренные в пределах Верхневаньюской структуры, вскрыли на забое карбонатные отложения верхнего девона, поддоманиковые терригенные отложения верхнего девона вскрыты не были.

Таким образом, установлено, что верхнедевонские карбонатные отложения (пласты облекания) по результатам опробования скважин на Верхневаньюской структуре обводнены.

В скважине 905-Ваньюкыкаельская при опробовании отложений устьпечорского (пласт Ф₅) и елецкого горизонтов (пласт Ф₁) получены притоки мин. воды, в скважине 907-Верхневаньюская при опробовании елецких отложений (пласты Ф₃ и Ф₂) получен приток глинистого раствора, в задонских (пласт Ф₁) отложениях верхнего девона – мин. вода. В скважине 915-Кабантывисовская опробовались только задонские отложения (пласт Ф₀) верхнего девона и также получен приток мин. воды. В скважине 84-Кыкаельская опробование не проводилось.

По данным переинтерпретации материалов ГИС вышеперечисленных скважин, проведенной в рамках данной работы, выделенные пласты-коллекторы являются преимущественно водонасыщенными, за исключением трех пропластков в скважине 905, выделенных в устьпечорских отложениях (пласт Ф₅) на характер насыщения и в скважине 915 – восьми пропластков в устьпечорских отложениях (пласт Ф₅) и четырех пропластков (пласт Ф₄) елецких отложений верхнего девона также выделенные на характер насыщения.

На Верхневаньюской структуре прогнозируются три самостоятельные залежи нефти: в терригенных поддоманиковых отложениях (D_{3tm}, D_{3jar} по аналогии с Кыкаельским месторождением) и нижнесилурийских карбонатных отложениях (S_{1dz} по аналогии с Западно-Тэбукским месторождением).

Ресурсы нефти категории Дл Верхневаньюской структуры составляют **769/189 тыс. т** (в терригенной части верхнего девона (D_{3tm}, D_{3jar}) – 90 тыс.т, в карбонатных ордовикско-нижнесилурийских отложениях (O_{3sl}-S_{1dz}) – 99 тыс.т).

Южно-Кабантыская структура подтверждена сейсмическими исследованиями с/п 2/97 по двум отражающим горизонтам Шfm₁(D_{3fm1}) и III-IV(S). По ОГ Шfm₁(D_{3fm1}) структура находится в области развития барьерного типа позднеевлановско-ливенского возраста.

На Южно-Кабантыской структуре прогнозируются четыре самостоятельные залежи нефти в пластах облекания барьерного рифа: три залежи D_{3f3}-D_{3fm1}, D_{3zd} пласты Ф_{0/1} Фел (оценены по аналогии с Кабантывисовским месторождением), а также одна залежь в пласте Ф₁

елецкого возраста (оценена по аналогии с одновозрастной залежью Западно-Тэбукского месторождения).

Ресурсы нефти категории Дл Южно-Кабантынской структуры составляют **598/167 тыс. т** (геологические/извлекаемые).

Оставшиеся одна выявленная структура по величине оцениваемых ресурсов нефти категории Дл являются незначительными (Кабанвожская и др.) с извлекаемыми до 150 тыс. т.

Рекомендации по дальнейшему освоению ресурсной базы УВС. Результаты анализа имеющейся геолого-геофизической информации показали, что наиболее перспективными горизонтами для опоскования этих структур являются пласты облекания органогенных построек позднедевонского возраста, поддоманиковые терригенные отложения яранского и тиманского горизонтов, а также нижнесилурийские карбонатные отложения.

Перспективные структуры, сгруппированные в юго-восточной части рассматриваемой территории (Рис.1) рекомендуются как первоочередные для проведения комплекса геологоразведочных работ.

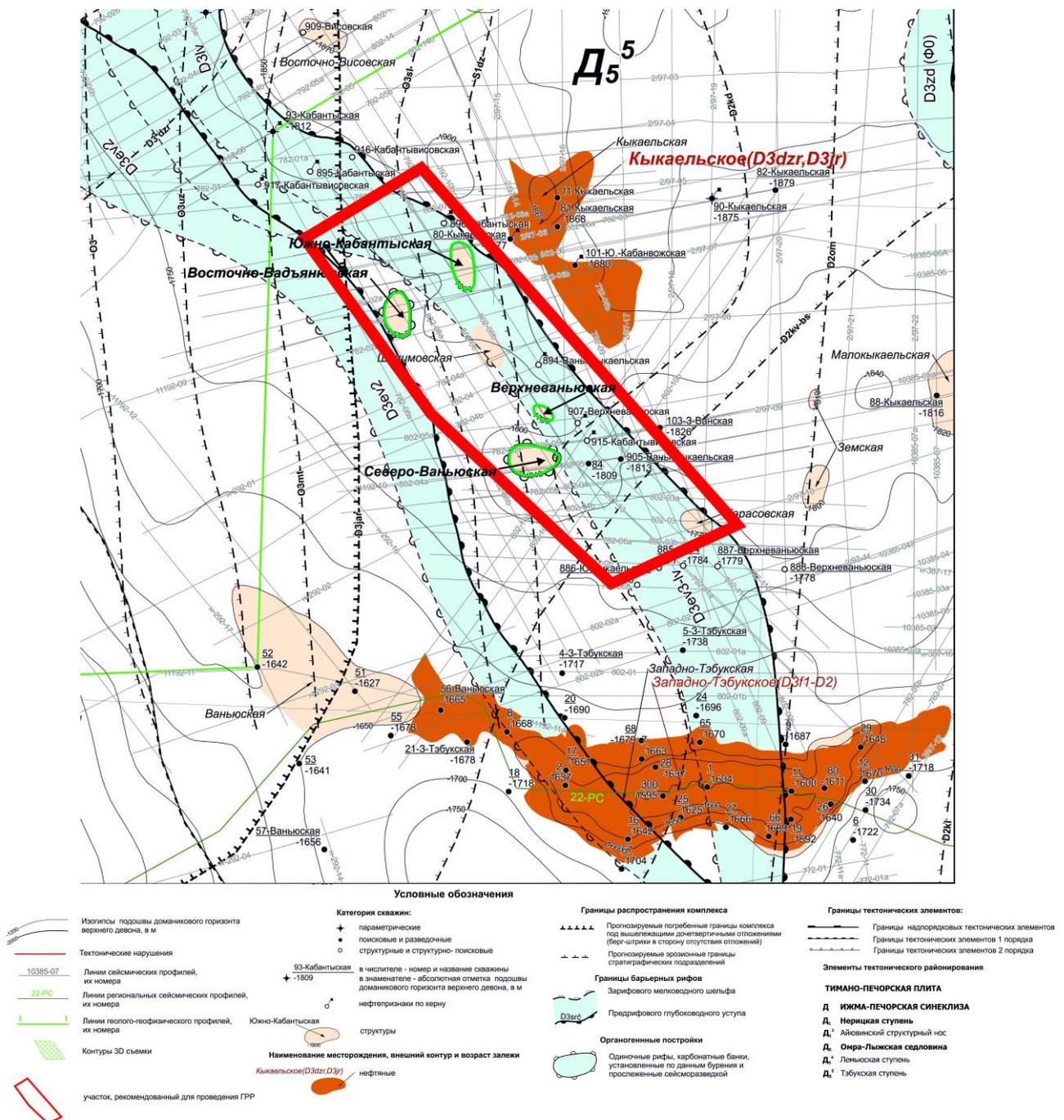


Рис.1. Схема проведения геологоразведочных работ

Наиболее ресурсоемкими из оцененных являются 4 структуры:

- а) Восточно-Вадьянюрская – 1337/409 тыс. т,
- б) Северо-Ваньюская – 1242/334 тыс. т,
- в) Верхневаньюская – 769/189 тыс. т,
- г) Южно-Кабантыская – 598/167 тыс. т.

Рекомендуется проведение сейсмических исследований 3D (около 100 км²) с целью подготовки этих структур к глубокому бурению для последующего опоискования.

Рекомендуется после подготовки к глубокому бурению заложить в своде Восточно-Вадьянюрской структуры поисково-оценочную скважину глубиной 2200 м с забоем в нижнесилурийских отложениях. Возможный прирост запасов категорий C₁+C₂ с учетом коэффициента подтверждаемости по РК составит 967/295 тыс. т.

Объектами попутного опоискования при проведении поисково-оценочного бурения на поддоманиковые отложения верхнего девона и силура могут являться литологически ограниченные ловушки в верхнепермских песчаниках руслового генезиса, а также, не исключено, в песчаниках толщи заполнения барьерных рифов позднедевонского возраста. Песчаники (водонасыщенные) в седьюской толще заполнения установлены в скв. 93-Кабантыская и скв. 917-Кабантывисовская, а южнее – в скв. 52-Ваньюская.

УДК 553.983

Перспективы выявления новых залежей углеводородного сырья в терригенных поддоманиковых отложениях зоны сочленения Мичаю-Пашнинского вала с Тэбукской ступенью Ижма-Печорской синеклизы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Матвеева С. Ю.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) в настоящее время актуальным является выявление и опоискование нефтегазоперспективных объектов вблизи разрабатываемых месторождений углеводородного сырья (УВС).

Одним из таких районов, обладающих высоким потенциалом наращивания ресурсной базы УВС, является зона сочленения Тэбукской ступени и Мичаю-Пашнинскому валу Омра-Лыжской седловины. Здесь открыто 7 месторождений с промышленной продуктивностью поддоманиковых отложений: Пашнинское, Береговое, Восточно-Савиноборское, Савиноборское и Северо-Савиноборское месторождения (все на Мичаю-Пашнинском валу), а также Восточно-Маркаельское и Ленавожское (Тэбукская ступень).

На месторождениях (Северо-Савиноборское, Восточно-Савиноборское, Динью-Савиноборское, Мичаюское) в основном нефтеносны отложения джьерского и яранского горизонтов, над которыми залегает региональная тиманско-саргаевская покрывка, а на месторождениях, приуроченных к высокоамплитудным поднятиям, нефтеносность охватывает и отложения старооскольского и эйфельского горизонтов (Пашнинское месторождение). Причем в эйфельских отложениях отмечается появление залежей газа.

В пределах рассматриваемой территории (район Савиноборской площади) поддоманиковые отложения представлены породами среднедевонского, яранского, джьерского, тиманского и саргаевского горизонтов франского яруса в наиболее полном объеме.

К настоящему времени в пределах Савиноборской площади и прилегающей территории проведен значительный объем геолого-геофизических исследований, включающий гравиразведочные и электроразведочные исследования, аэромагнитную съемку, сейсморазведочные работы, структурно-поисковое и глубокое бурение.

Результатом данных работ стало открытие целого ряда месторождений с промышленной продуктивностью от среднедевонских до пермских отложений включительно.

Пашнинское месторождение открыто в 1963 году скважиной 51-Пашнинская, в которой при опробовании основной толщи песчаников Iв пласта живетского яруса был

получен высокодебитный фонтан легкой нефти. В опытно-промышленную разработку месторождение введено в 1963 году, в промышленную разработку – в 1970 году. Месторождение является многозалежным. Государственным балансом по Пашнинскому месторождению учтены запасы нефти и растворенного газа по восьми залежам (D_{2ef} пласт III, D_{2zv} пласт Ib основная толща и верхняя часть, D_{3f} пласты Ia+Iб, D_{3fm} III+IV пачки, P_{1a} , P_{1k} пласт 2, P_{1ar}), газа свободного и газовой шапки и конденсата – по залежам эйфельского яруса (D_{2ef} пласт III и пласт IIб). По величине начальных извлекаемых запасов нефти Пашнинское месторождение относится к категории средних.

Береговое месторождение открыто в 1987 году поисковой скважиной 2-Береговая. Месторождение подготовлено к промышленному освоению и находится в разработке. Месторождение является многозалежным. Государственным балансом по Береговому месторождению учтены запасы по 7 залежам нефти (D_{3jar} пачки B-1 и B-2, D_{3dzt} пачка B-4, D_{3dzt} пласты Iб и Ia, P_{1k} пласт 2, P_{2u} пласт P_{2-18}). По величине начальных извлекаемых запасов нефти Береговое месторождение относится к категории мелких.

Восточно-Савиноборское месторождение открыто в 1962 году поисково-оценочной скважиной 1-Восточно-Савиноборская, в которой при опробовании Iб пласта был получен фонтанный приток легкой нефти, дебитом 34 т/сут. через 4-мм штуцер. Месторождение является многозалежным. Государственным балансом по Восточно-Савиноборскому месторождению учтены запасы по 4 нефтяным залежам (D_{3dzt} пачки B-3, B-4, D_{3dzt} пласт Iб, D_{3fm} пачка I (Φ_5), C1t). По величине начальных извлекаемых запасов нефти Восточно-Савиноборское месторождение относится к категории мелких. Месторождение подготовлено к промышленному освоению, находится в разработке.

Савиноборское месторождение открыто в 1998 году поисковой скважиной 3-Савиноборская. В разрезе выявлена одна залежь в пачке B-3 терригенных отложений джьерского горизонта (D_{3dzt}). По величине запасов нефти Савиноборское месторождение относится к категории мелких. Месторождение находится в разработке.

Северо-Савиноборское месторождение открыто в 1963 году разведочной скважиной 21/2, в которой из карбонатных отложений IV пачки фаменского яруса был получен приток нефти дебитом 11,2 т/сут. через 5 мм штуцер, а уже в 1964 году в разведочной скважине 21 был получен приток нефти дебитом 13,4 т/сут. через 4 мм штуцер из пласта Iб D_{3dzt} . Месторождение является многозалежным. Государственным балансом по Северо-Савиноборскому месторождению учтено 8 залежей (D_{3f} пласт Ib пачки B-2+B-3, D_{3dzt} пласт Ia и пласт Iб, D_{3fm} пачка IV, P_{1ar} , P_{1k} , P_{2u-4} , P_{2kz-16}). По величине начальных извлекаемых запасов нефти Северо-Савиноборское месторождение относится к категории средних. Месторождение подготовлено к промышленному освоению, находится в разработке.

Восточно-Маркаельское месторождение открыто в 2000 году поисковой скважиной 1. В разрезе выявлена одна залежь в пласте Ia терригенных отложений джьерского горизонта (D_{3dzt}). Месторождение находится в разведке. По данным комплекса ГИС продуктивные коллектора выделены также в терригенных отложениях среднего девона (пласт Ib). Испытания пласта Ib не проводились. По величине начальных извлекаемых запасов нефти Восточно-Маркаельское месторождение относится к категории мелких.

Ленавожское месторождение было открыто в 1997 году скважиной 2-Ленавожская, в которой при опробовании нижнефранских отложений был получен приток нефти. Госбалансом на месторождении учтена одна залежь в пласте A тиманских отложений нижнефранского подъяруса. По величине начальных извлекаемых запасов нефти Ленавожское месторождение относится к категории мелких. Месторождение находится в нераспределенном фонде недр.

Непосредственно на Савиноборской площади проведен большой объем геолого-геофизических работ, так в период с 1955-1957 гг. здесь пробурено 5 структурно-поисковых скважин глубиной до 890 м: скв. 182-185 Савиноборские и скв. 197-Савиноборская, вскрывшие пермские отложения. На западе площади пробурена одна глубокая поисковая скважина 3-Ленавожская глубиной 2511,7 м, вскрывшая отложения среднего девона

(колвинский горизонт – D_2kl) и оказавшаяся непродуктивной. Все скважины ликвидированы по геологическим причинам.

На Савиноборской площади в 2011 году выполнялись площадные детализационные работы – сейсмическая съемка 3D объемом 74,5 км², а также поисковые работы – сейсмическая съемка 2D объемом 262 пог. км. В этом же году в результате проведенных исследований по обработке и интерпретации материалов МОГТ 3D и МОГТ 2D и переинтерпретации материалов более ранних работ и вновь полученных данных было изучено геологическое строение Савиноборской площади по отложениям девона-перми. На основе использования 3D(S) куба сейсмических данных по поддоманиковым отложениям построены карты распределения эффективных акустических жесткостей (АЖ) с выделением в рассматриваемом продуктивном интервале разреза распределений нефтегазонасыщенности, пористости, эффективных толщин, глинистости, нефтенасыщенных толщин, коэффициента нефтенасыщенности и плотности распределения углеводородов.

Также в 2020 году в пределах Савиноборского месторождения были проведены исследования по пересмотру, комплексному анализу и переинтерпретации данных сейсморазведки 3D с учетом данных по вновь пробуренной в 2014 году скважине 301-Савиноборская. В результате этих работ в интервале разреза джьерского-яранского горизонтов на участке Савиноборского месторождения для продуктивного пласта В-2+В-3 было уточнено геологическое строение возможного нефтеперспективного объекта. Этот объект, как предполагаемая баровая постройка, приурочен к сводовой части антиклинальной структуры, ограниченной на севере и юге тектоническими нарушениями. Сводовая часть этой постройки расположена вблизи пробуренной скважины 301-Савиноборская. В потенциально продуктивном интервале разреза в верхней части старооскольского надгоризонта живетского яруса выделена тектонически экранированная антиклинальная структура.

В результате проведенных сейсморазведочных работ МОГТ-2D МОГТ-3D (Трофимов В.Л., 2013) по всем отражающим горизонтам прослежено антиклинальное поднятие, являющееся южным структурным продолжением Восточно-Савиноборской структуры. Поднятие, в свою очередь, осложнено дизъюнктивами, формирующими несколько ступенчатых структурных форм. Выделены по результатам сейсмических исследований нефтеперспективные объекты структурного, тектонически и литологически экранированного типов в пластах-коллекторах джьерского (D_3dzr), пачках В-4, В-3 яранского (D_3jar) и нижней части тиманского (D_3tm_1) горизонтов.

В результате комплексного анализа геолого-геофизической информации по исследуемой территории рекомендуется заложение первоочередной поисковой скважины с целью поиска залежей нефти в отложениях среднего-девона – нижнего франа, а также вскрытием пласта III койвенского горизонта эмского яруса нижнего девона.

Продолжение геологоразведочных работ, в том числе сейсмических исследований, должно преследовать, прежде всего, цель детализации геологического строения уже известных структур и выявление новых нефтеперспективных объектов для постановки поисково-разведочного бурения. Предлагается проведение комплексной переинтерпретации материалов сейсморазведки с целью получения единой геологической модели рассматриваемой территории, должны быть использованы результаты бурения глубоких скважин как Мичаю-Пашнинского вала, так и Тэбукской ступени, например, скважины Ленавожского месторождения.

На территории, принадлежащей Тэбукской ступени, рекомендуется сгущение сети сеймопрофилей 2D, что позволит выявить небольшие по площади линейно вытянутые приразломные локальные объекты, которые прогнозируются по результатам предыдущих работ.

Зона сочленения северной части гряды Чернышева с Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоной – высокоперспективный объект для поиска залежей углеводородов в Тимано-Печоре

Куранов А. В., Данилов В. Н., Желудова М. С., Вагина Т. И., Матвеева С. Ю.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПП) обладает значительным углеводородным потенциалом недр: извлекаемые начальные суммарные ресурсы углеводородного сырья (НСР УВС) составляют, согласно последней по времени оценке, 9,6 млрд. т у.т [1]. При этом разведанность НСР по сумме УВС составляет 45% (с учетом запасов категории С₂). Разведанность НСР нефти – около 46%, свободного газа – 44%.

К настоящему времени в Тимано-Печоре выработано уже около 1/3 разведанных запасов нефти и газа, при этом в структуре остаточных запасов преобладают трудноизвлекаемые. Даже при ежегодной добыче нефти в ТПП 27-28 млн. т (снижающейся ежегодно) активные запасы УВС истощатся уже в среднесрочной перспективе.

В сложившейся ситуации актуальным является постоянное восполнение минерально-сырьевой базы углеводородного сырья (МСБ УВС), для которого необходимо проведение поисково-оценочных работ на территориях с высоким ресурсным потенциалом.

Одной из таких территорий является зона сочленения северной части гряды Чернышева с Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоной, которая, несмотря на сложное геологическое строение и ее слабую изученность, оценивается как высокоперспективный объект для поиска залежей углеводородов. Территория находится в границах Ненецкого автономного округа (НАО).

Ближайшими крупными промышленными центрами являются районные центры Республики Коми г. Воркута (95 км к юго-востоку от границ территории), г. Инта (110 км к югу от границ территории) и г. Усинск (145 км к юго-западу от границ территории). В этих городах расположены железнодорожные станции.

Важным инфраструктурным объектом является нефтепровод ООО ПАО «НК Роснефть», проложенный от месторождений вала Гамбурцева до магистрального нефтепровода ООО «Транснефть» в г. Усинске.

История геологического развития. Рассматриваемая территория расположена на северо-востоке Печорской плиты. Ее геологическое строение неразрывно связано с историей развития Тимано-Печорского бассейна. Площадь исследований, в соответствии с тектоническим районированием [2], принадлежит гряде Чернышева Предуральского краевого предгорного прогиба и тектоническому элементу I порядка – Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне.

В истории геологического развития Тимано-Печорского седиментационного бассейна (ТПСБ) отчетливо выделяются длительные этапы (180-200 млн. лет), сменявшие друг друга во времени и различавшиеся типом сформированных структур, их морфологией, объемами и стратиграфической полнотой, набором формаций (по В.И. Богацкому, 2005, 2006).

Выделяются три основных цикла (этапа) тектогенеза: каледонский (ордовикско-раннедевонский), герцинско-раннемезозойский (среднедевонско-триасовый) и ныне продолжающийся киммерийско-альпийский (среднеюрско-раннемеловой). Этапы разделены эпохами региональных перерывов в осадконакоплении, с которыми связаны наиболее интенсивные структуроформирующие тектонические движения, происходившие в ТПСБ.

Несмотря на то, что современная архитектура Тимано-Печорской плиты была во многом заложена в докембрийскую эпоху, первые два цикла оказали наибольшее влияние на формирование будущего облика ТПСБ.

На востоке Печорской плиты, на рассматриваемой территории, отложения нижнего палеозоя, вскрытые поисково-разведочными скважинами, представлены преимущественно карбонатными осадками позднеордовикско-раннедевонского возраста. Накопление их

происходило в условиях прогибания по литрическим разломам как байкальского (тиманского) простираения – современных валов Сорокина, Гамбурцева и др., так и более древнего, предположительно архейского заложения, северо-восточного простираения (гряда Чернышева).

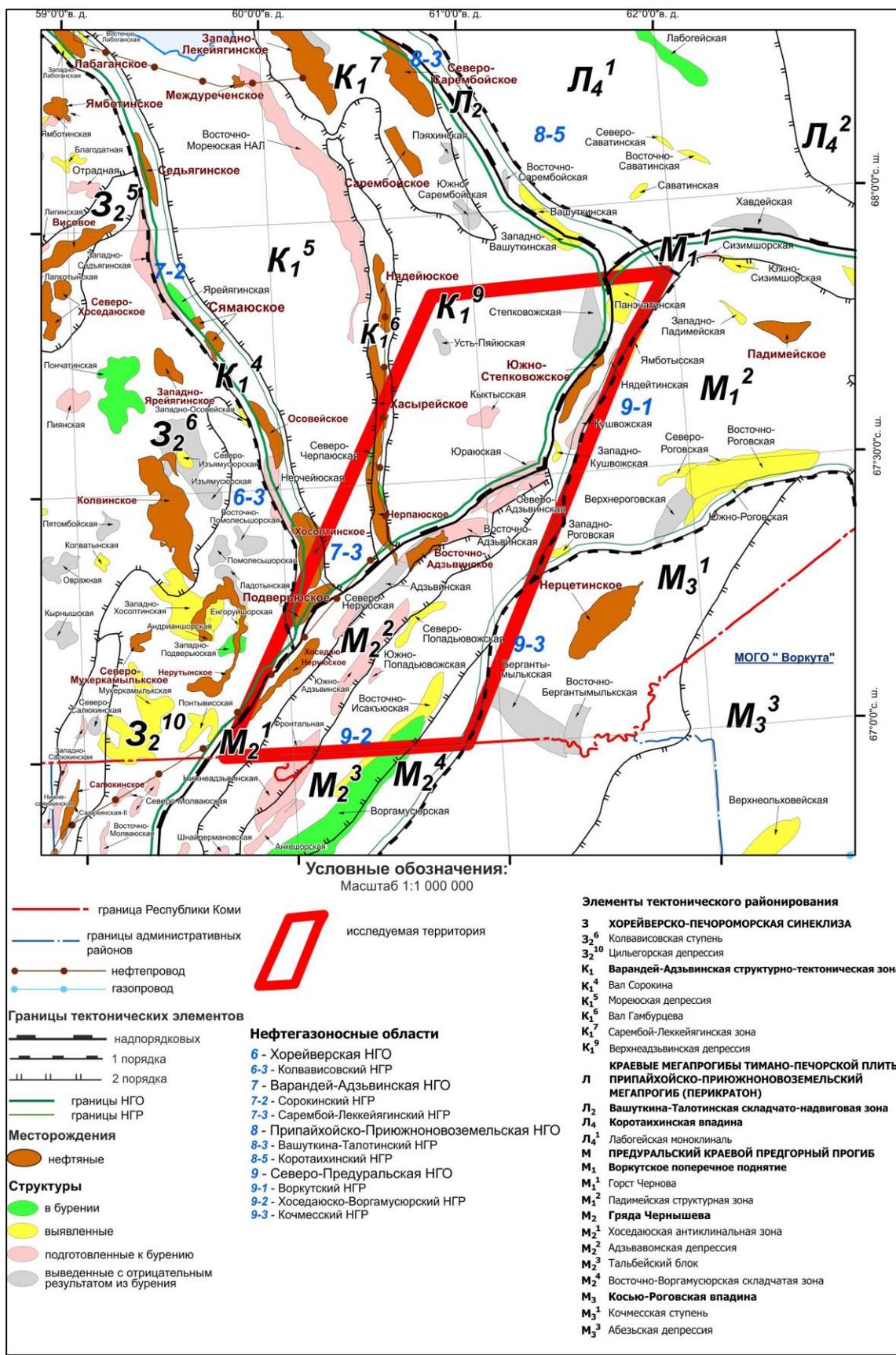


Рис. 1. Выкопировка из схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования ТПП (по данным ООО «ТП НИЦ», 2022)

Принципиальная схема формирования палеограбенов на месте современных валов показана на рисунке 2 [3, 4]. В течение каледонского этапа была накоплена мощная призма преимущественно карбонатных пород. К концу каледонского этапа, с закрытием палеоокеана Япетус, произошло воздымание территории Печорской плиты.

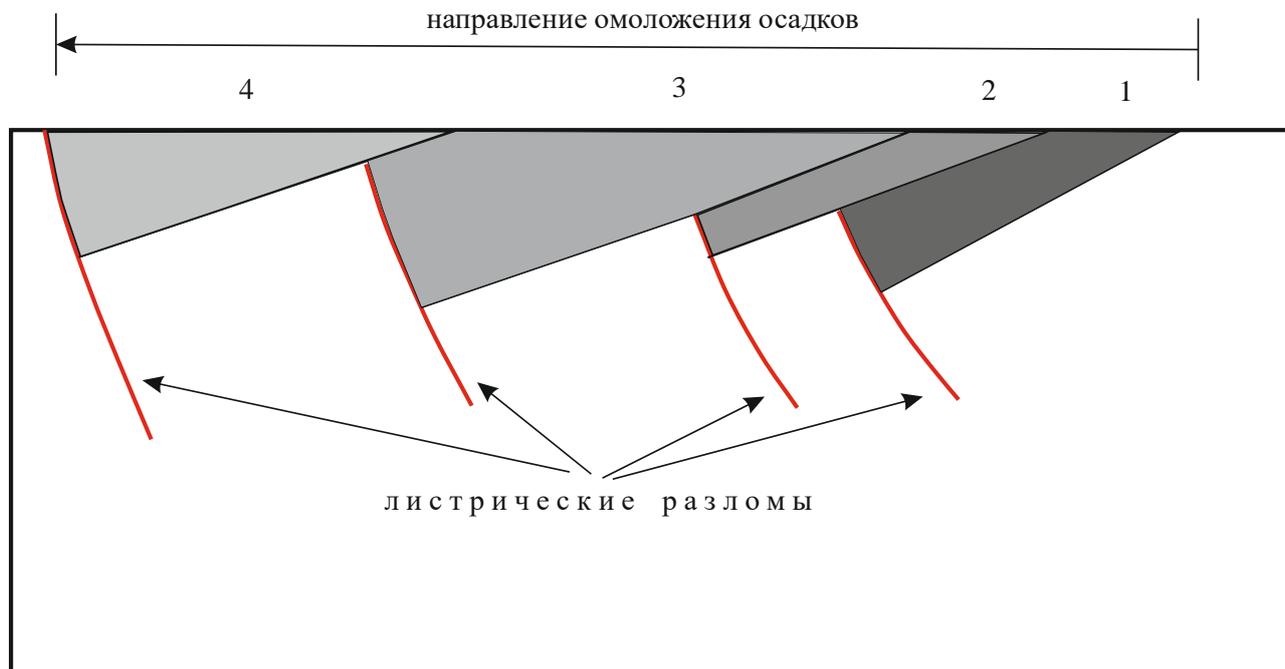


Рис. 2. Принципиальная схема образования палеограбенов Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (без масштаба)

Значительная часть осадков была выведена под размыв. Формирование Адзвинского палеосвода контролировалось разломами широтного и субширотного простирания, которые, по мнению Запорожцевой И.В., Топорской Л.П., Журавлевой А.В. [5, 6] и других, являются наиболее древними по времени заложения – архейско-протерозойскими. Они наименее уверенно картируются сейсморазведкой, но довольно хорошо дешифрируются на аэрокосмических снимках.

В течение раннего палеозоя эти разломы сыграли основную роль в региональном распределении нижнедевонских отложений как в процессе седиментации, так и при последующем размыве в предсреднедевонское время. В это время происходит и первичное формирование коллекторов в отложениях нижнего девона в зонах развития процессов гипергенеза примерно до глубины 200 м. При этом необходимо отметить все еще существенную роль листрических разломов, когда восточные сброшенные борты по-прежнему находились на более низких гипсометрических отметках.

Дальнейшее прогибание рассматриваемой территории с накоплением мощной толщи карбонатных пород связано с проявлением герцинского этапа тектогенеза (D₂-T).

С началом формирования кочмесской свиты (конденсированного разреза позднедевонских доманикитов) изменился знак тектонических движений, и началось первичное оформление вала Гамбурцева как места аккумуляции углеводородов, а осадки нижнего палеозоя вошли в зону нефтеобразования. Это также относится и к другим валам и поднятиям.

В настоящее время преобладает мнение о вдвигово-надвиговой природе гряды Чернышева и наличии масштабного послыйного срыва на уровне ордовикских солей [7].

В 2008 г. коллективом авторов [8], после бурения скв. 2-Воргамусюр на основе палеотектонических реконструкций и балансировки разреза в программном комплексе Лосасе, была разработана модель развития гряды Чернышева (рис. 3).

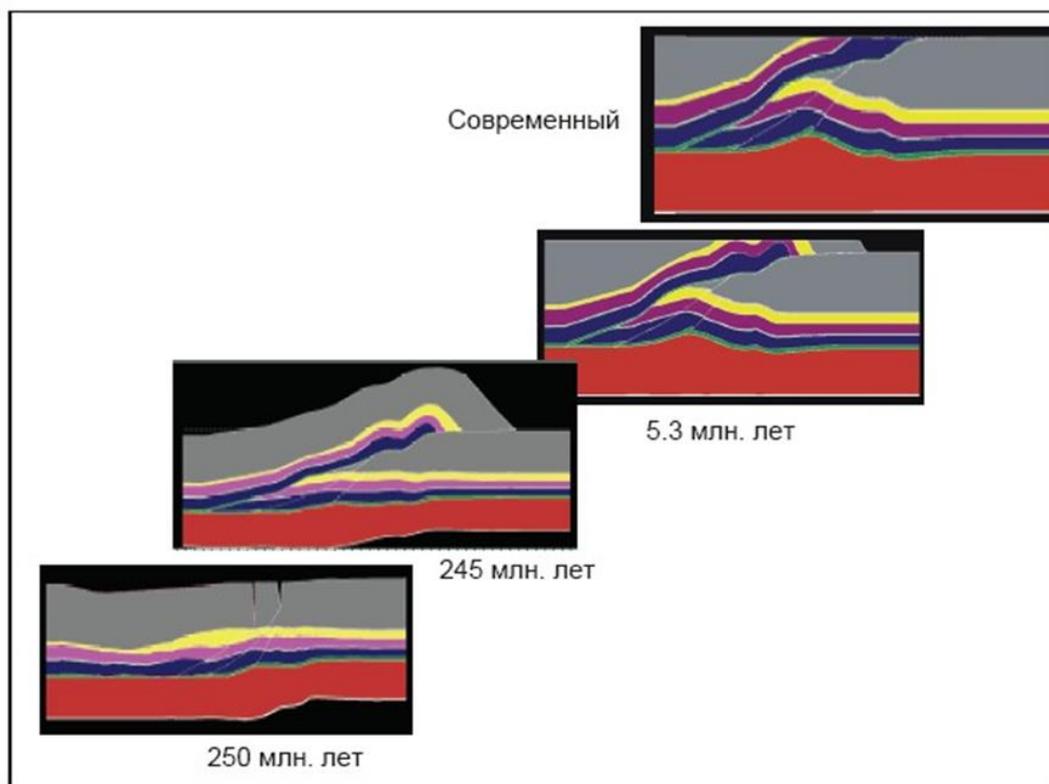


Рис. 3. Динамика геологического развития гряды Чернышева [по Kosenkova, Malyshev, Mebarek, 2008]

В 2014-15 гг. специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта был собран и обобщен весь геолого-геофизический материал по гряде Чернышева, выполнены палеотектонические построения и предложена циклическая модель ее формирования.

Было выделено 8 циклов формирования гряды [9]. В северной части гряды выделяется Северный блок (в других тектонических схемах Шер-Нядейтинский, Степковожский). В результате завершающего цикла тектонической активности (восьмой цикл) были сформированы кулисообразно расположенные фронтальные пластины гряды: Хоседаю-Неруюская, Усино-Кушшорская, окаймляющие с северо-запада и запада Адзъвавомскую депрессию.

Каждая из тектонических пластин имеет сложное строение и, в свою очередь осложнена надвигами более высокого ранга, формирование которых связано с «подциклами» (или с отдельными стадиями) тектонической активности. Кроме того, нельзя не отметить, что вся система гряды Чернышева «прорезана» серией сдвигов, которая, во-первых, также связана с циклическостью ее строения, а во-вторых, является отражением фаз формирования Уральского орогена, происходившее с левосторонним сдвигом.

Самая северная часть гряды Чернышева представляет собой масштабный надвиг – структурные формы Воркутского поперечного поднятия надвинуты на Верхнеадзъвинскую депрессию (рис. 4) [10].

Хоседаюский вал как положительная структурная форма здесь не картируется, соответственно, подтверждается необходимость корректировки существующего тектонического районирования в этой части гряды (это мнение высказывалось ранее В.Н. Даниловым [9]).

Основные перспективы нефтеносности связываются с отложениями верхнего силура (гердьюский и гребенской горизонты), нижнего девона (овинпармский и сотчемкыртинский горизонты), доманикитов верхнего девона, серпуховского яруса нижнего карбона, промышленно продуктивные на близлежащих месторождениях.

Территория осложнена целым рядом локальных структур, наиболее крупные из которых приурочены к валам – Хоседаюскому и Гамбурцева

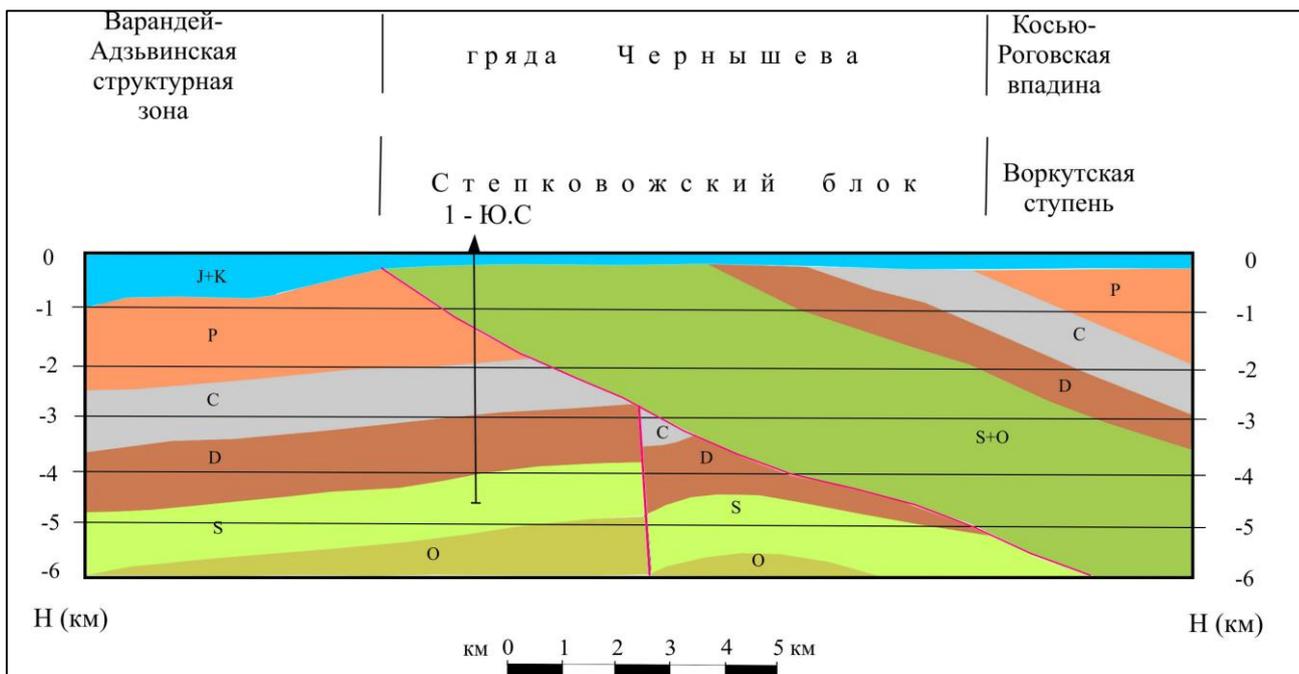


Рис. 4. Геологический разрез через Степковожский блок гряды Чернышева (по Острижному, 1999, с упрощением [10])

Здесь ранее были открыты нефтяные месторождения в пределах Варандей-Адзвинской НГО – Сарембойское, Нядейюское, Хасырейское, Черпаюское, Хосолтинское, Подверьюское, в Северо-Предуральской НГО – Хоседаю-Неруюское, Восточно-Адзвинское, Южно-Степковожское.

В скважинах, пробуренных на Юраюской, Адзвинской, Северо-Адзвинской, Усть-Пяйюской, Степковожской структурах при опробовании в процессе бурения и испытании в эксплуатационной колонне из верхнедевонских, нижнедевонских, верхнесилурийских отложений получены притоки нефти, которые ранее были расценены как непромышленные. По керну в отложениях нижней перми, верхнего девона – силура отмечены нефтепроявления в виде пропитки породы нефтью, примазок нефти по трещинам.

Основным фактором при формировании ловушек на данной территории является структурно-тектонический – промышленные залежи УВС приурочены к валам (Гамбурцева, Сорокина и Хоседаюскому), осложняющим структурный облик территории.

Основные перспективы открытия новых залежей УВС связаны с отложениями нижнего девона – силура. Так, суммарные начальные извлекаемые запасы нефти месторождений вала Гамбурцева (Нядейюского, Хасырейского и Черпаюского) составляют величину более 50 млн. тонн, накопленная добыча составила чуть менее 40 млн. т. При этом накопленная добыча нефти на Хасырейском месторождении из залежи S₂-D₁ составила более 23 млн. т, средние дебиты нефти по скважинам более 100 т/сут, эффективные нефтенасыщенные толщины в отложениях верхнего силура по скважинам – до 25 м и более, по нижнедевонским – достигают 60 м.

На Восточно-Адзвинском месторождении в скв. 1-Вост.-Адзвинская при опробовании ИП получен приток нефти дебитом 7,2 т/сут (по пересчету).

Залежи нефти ожидается преимущественно пластовые тектонически экранированные и нарушенные.

Органогенные постройки позднедевонского возраста (одиночные и барьерного типа) на рассматриваемой территории имеют ограниченное распространение – только в юго-восточной и северо-восточной ее частях и не являются определяющими факторами в формировании залежей УВ. Промышленные залежи прогнозируются в отложениях зеленецкого и нюмылгского горизонтов фаменского яруса верхнего девона, продуктивными на Хоседаю-Неруюском месторождении. Коллекторы порового и порово-кавернового типов с трещинной

составляющей. При испытании в эксплуатационной колонне (ЭК) дебиты нефти варьируют в пределах 2,5-42 м³/сут, дебиты нефти при эксплуатации скважин – до 30 т/сут.

В доманикитах кочмесской свиты верхнего девона промышленные залежи открыты на Восточно-Адзвинском и Южно-Степковожском месторождении.

На Восточно-Адзвинском месторождении в скв. 1-Вост.-Адзвинская при опробовании ИП в открытом стволе отложений кочмесской свиты получен приток нефти дебитом 2,7 м³/сут (по пересчету). Коллекторы порово-трещинного и трещинно-порового типов.

Залежи нефти пластовые, тектонически экранированные и нарушенные.

В разрезе каменноугольной системы перспективными являются поровые и порово-каверновые коллекторы серпуховского яруса нижнего карбона, с которыми связаны промышленные залежи на Хоседаю-Неруюском месторождении. При испытании в ЭК дебиты нефти достигали 28 м³/сут, дебиты нефти при эксплуатации скважин – 10-13 т/сут.

Залежи нефти пластовые, тектонически экранированные и нарушенные.

В разрезе нижнепермских отложений органогенные постройки также отсутствуют практически на всей территории, залежи могут быть связаны только с карбонатными коллекторами порового и порово-кавернового типов мелководно-шельфового генезиса.

В пределах рассматриваемой территории перспективы нефтеносности верхнепермских отложений оцениваются как невысокие.

По данным ТП НИЦ (Сенин, 2019), основной нефтематеринский потенциал связывается с карбонатными отложениями доманиковых фаций верхнего девона и карбонатными отложениями нижнего девона, в меньшей степени – силура. Зона сочленения гряды Чернышева и Варандей-Адзвинской зоны является «фокусом нефтесбора» при миграции из нефтематеринских пород по восстанию пластов.

Ресурсная база нефти данной территории оцениваются величиной около 200 млн. т (извлекаемые). Указанная величина складывается из ресурсов подготовленных к бурению структур (часть ресурсов числится на Госбалансе, часть – дополнительно оценена в настоящей работе в соответствии с современными взглядами на нефтеносность разреза) и ресурсов нефти структур, которые ранее были выведены из бурения с отрицательным результатом, однако анализ геолого-геофизических материалов показал, что эти структуры были выведены из бурения преждевременно.

Территория находится вблизи разрабатываемых нефтяных месторождений вала Гамбурцева и Хоседаю-Неруюского. Здесь находится несколько высокоперспективных структур.

Юраюская структура, тектонически экранированная ловушка в зоне сочленения Варандей-Адзвинской зоны с Хоседаюским валом, частично находящаяся в автохтоне надвига. На структуре ранее было пробурено две скважины – параметрическая 1-Юраюская и поисковая 2-Юраюская, является первоочередным высокоперспективным объектом. В скв. 1-Юраюская при опробовании кровли нижнедевонских отложений (сотчемкыртинский горизонт), выведенных под саргаевскую региональную покрывку, за 85 мин. получен приток нефти объемом 1 м³ при депрессии 17,55 МПа. Коллекторами являются доломиты с пористостью по НГК 10,5-17%. При совместном опробовании верхнедевонских и кровли нижнедевонских отложений также была получена нефть (1,4 м³).

В 2016 г. структура переподготовлена к поисковому бурению по нижнедевонским отложениям, ресурсы нефти числятся на Госбалансе в количестве более 21 млн. т (извлекаемые). Залежи пластовые, тектонически экранированные ожидаются в отложениях С_{1s}, D_{3f}, D_{1sk}, D_{1op}, S_{2gr}.

Северо-Адзвинская структура представляет собой тектонически экранированную ловушку в аллохтоне взбросо-надвига, имеет субширотное простирание и ограничена с севера, юга и востока тектоническими нарушениями. в сводовой части которой ранее пробурена поисковая скважина 1-Северо-Адзвинская. При опробовании ИП в процессе бурения отложений верхнефранского подъяруса (кочмесская свита) верхнего девона получен приток нефти объемом 1,0 м³ за 120 минут открытого периода при депрессии на пласт 16,5 МПа. Нефтепроявления в керне установлены в отложениях D_{3f3}, D_{3sr}, D_{1sk}, S_{2gj}.

В 2016 г. структура была переподготовлена к глубокому бурению по нижнедевонским и нижне-среднекаменноугольным отложениям, ресурсы нефти числятся на Госбалансе в количестве более 9 млн. т (извлекаемые). Залежи пластовые, тектонически экранированные ожидаются в отложениях C_{1s}, D_{3f}, D_{1sk}, D_{1op}, S_{2gr}.

Анализ структурного плана показывает, что скважина 1-Северо-Адзвинская была пробурена в неоптимальных структурных условиях – в седловине между западным и восточным куполами, которые остались не опосредованными глубоким бурением.

Еще одним крупным поисковым объектом является Северо-Неруюская структура, подготовленная к бурению, ресурсы нефти которой числятся на Госбалансе РФ в количестве около 32 млн. т (извлекаемые). Залежи пластовые, тектонически экранированные ожидаются в отложениях P_{1a}-P_{1s}, C_{1s}, D_{3zl-nm}, D_{1op}, S_{2gr}.

Выведенную из бурения с отрицательным результатом Усть-Пяйюскую структуру также можно отнести к высокоперспективным объектам. В параметрической скв. 1-Усть-Пяйюская при опробовании ИП прикровельной части отложений гребенского горизонта верхнего силура получен приток разгазированной нефти объемом 1,1 м³ за 30 минут (средний дебит по пересчету составил 63,5 м³/сут).

Продуктивность этого интервала была подтверждена и при испытании его в колонне после солянокислотной обработки: получен приток нефти дебитом 10,3 м³/сут. Коллекторами являются органогенно-детритовые верхнесилурийские известняки с пористостью по НГК до 20%, флюидоупором – пачка аргиллитов и мергелей мощностью около 35 м, залегающая в кровле верхнего силура.

Нефтепроявления в керне отмечались также в скв. 270-Усть-Пяйюская.

Ресурсы нефти Усть-Пяйюской структуры оценены авторами в настоящем исследовании и составили более 14 млн. т (извлекаемые). Залежи пластовые, тектонически экранированные ожидаются в отложениях P_{1ag}, C_{2b+m}, D_{3kc}, S_{2gr}, S_{2gj}, S_{1sd}.

Геологоразведочные работы на данной территории рекомендуется начать с проведения детальных сейсмических исследований 3D на Юраюской и Северо-Адзвинской структурах. Цель – уточнение геологического строения, переподготовка тектонически экранированных ловушек Юраюской и Северо-Адзвинской к поисковому бурению по отражающим горизонтам палеозоя и переоценка ресурсов нефти категории D₀. Планирование местоположения поисково-оценочных скважин возможно после проведения сейсмических исследований.

Проведение комплекса поисково-оценочных работ на остальных структурах данной территории, Южно-Адзвинской, Степковожской, Кушвожской, Нядейтинской, и других, может планироваться после получения положительных результатов на первоочередных объектах.

Таким образом, освоение данной территории – зоны сочленения северной части гряды Чернышева с Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоной может существенно увеличить ресурсную базу Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в целом и Ненецкого АО в частности.

Библиографический список:

1. Оценка состояния сырьевой базы углеводородов Северо-Западного федерального округа и проблемы ее воспроизводства / Ю.Э. Петрова, В.Л. Прохоров, М.А. Багаева, Е.Л. Умрилов, А.А. Коршунов, И.Б. Алексеева, Л.А. Яковлева, И.В. Карпова // Геология нефти и газа, № 5, 2020. с. 7-23.
2. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. «Нефтегазовая геология. Теория и практика». Электронное научное издание. http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf.
3. Обстановки осадконакопления и фации. Под ред. Х. Рединга. Т. 1. Москва. МИР, 1990.
4. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа: Пер. с франц. М., Недра, 1991.

5. Запорожцева И.В., Беляков И.В. и др. Новые данные о геологическом строении северо-востока Печорской синеклизы. В кн.: Геология и нефтегазоносность северных районов Тимано-Печорской провинции. Сыктывкар, 1979. Вып. 5. с. 32-38.
6. Журавлева А.В. Разломы фундамента северо-восточной части Тимано-Печорской провинции и их влияние на строение и геологическую историю осадочного чехла // Результаты комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при оценке глубинного строения Тимано-Печорской провинции. Л., 1980. с. 68-77.
7. Соборнов К.О., Пильник Л.Ф. Гряда Чернышева – фронт вдвиговой пластины? // ДАН СССР. 1991. Т. 317, №2. с. 430-433.
8. Kosenkova N.N., Malyshev N.A., Mebarek N. Basing Modeling in the Trust Zone in Timan Pechora Basin. EAGE. 3rd Saint Petersburg International Conference & Exhibition. 7-10 april, 2008. File P002.pdf.
9. Данилов В.Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. СПб., «Реноме», 2017. 288 с.
10. Острижный М.Ю. Оценка перспектив нефтегазоносности Приполярных районов Предуральяского краевого прогиба по комплексу геолого-геофизических данных. Автореферат дисс. канд. геол.-минерал. наук. М., 1999. 27 с.

УДК 553.982.2

Перспективы поисков нефтегазовых объектов в верхнеордовикско-нижнедевонском мегарезервуаре на древних палеосводах Печорской синеклизы, методики и технологии геологоразведочных работ

Ростовщиков В. Б.¹, Колоколова И. В.², Белая И. В.¹

1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия,

2 - Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Верхнеордовикско-нижнедевонский НГК [1] является сложно построенным массивно-пластовым, на большей части территории-гидродинамически единым мегарезервуаром, представленным карбонатными отложениями верхнего ордовика и силура, глинисто-карбонатными породами нижнего девона. В составе мегарезервуара выделены мелководно-шельфовые, образующие последовательный ряд от прибрежно-морских, закрыто- и открыто-шельфовых до рифогенных (Рисунок 1).

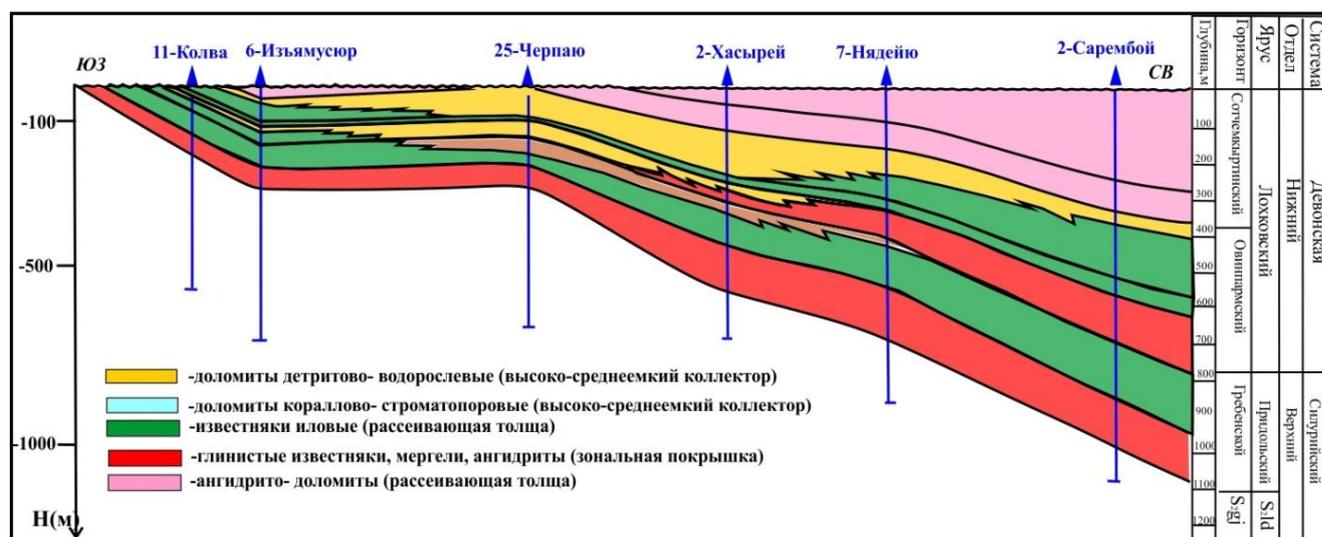


Рис. 1 – Строение верхнеордовикско-нижнедевонского мегарезервуара к началу позднедевонского времени. Восточный борт Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоны (по материалам ТП НИЦ)

К началу позднедевонского времени отложения ордовика-нижнего девона прошли 1 этап главной зоны нефтегазообразования и, имея благоприятные показатели по содержанию органического вещества (ОВ), явились первыми источниками генерации УВ с потенциалом > 500 г/м³.

Коллекторы - средне-низкоемкие, каверново-трещинно-порового типа с пористостью от 5 до 20%.

Покрышки. Региональная - глинистый пласт тиманско-саргаевского возраста. Зональные - сульфатно-карбонатные породы верхнего ордовика и глинистые отложения нижнего девона.

Ловушки - структурные, структурно-стратиграфические и литологически ограниченные.

Верхнеордовикско-нижнедевонский мегарезервуар принадлежит одноименному нефтегазоносному комплексу и по распределению НСР УВ на территории ТП НГП занимает 3 место. (ВНИГРИ) (Рисунок 2) [2].

По данным ГБ полезных ископаемых РФ на 1 января 2022 года в верхнеордовикско-нижнедевонских отложениях открыто 49 нефтяных месторождений, из них промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях нижнего девона на 20-ти, верхнего силура на 7-ми, нижнего силура на 21-ом, верхнего ордовика на 1-ом (Рисунок 3) [3].

По величине текущих начальных геологических запасов большая часть месторождений по административной принадлежности расположена в НАО. Согласно нефтегазогеологическому районированию ТП НГП – в Хорейверской впадине, принадлежащей Хорейверской НГО.

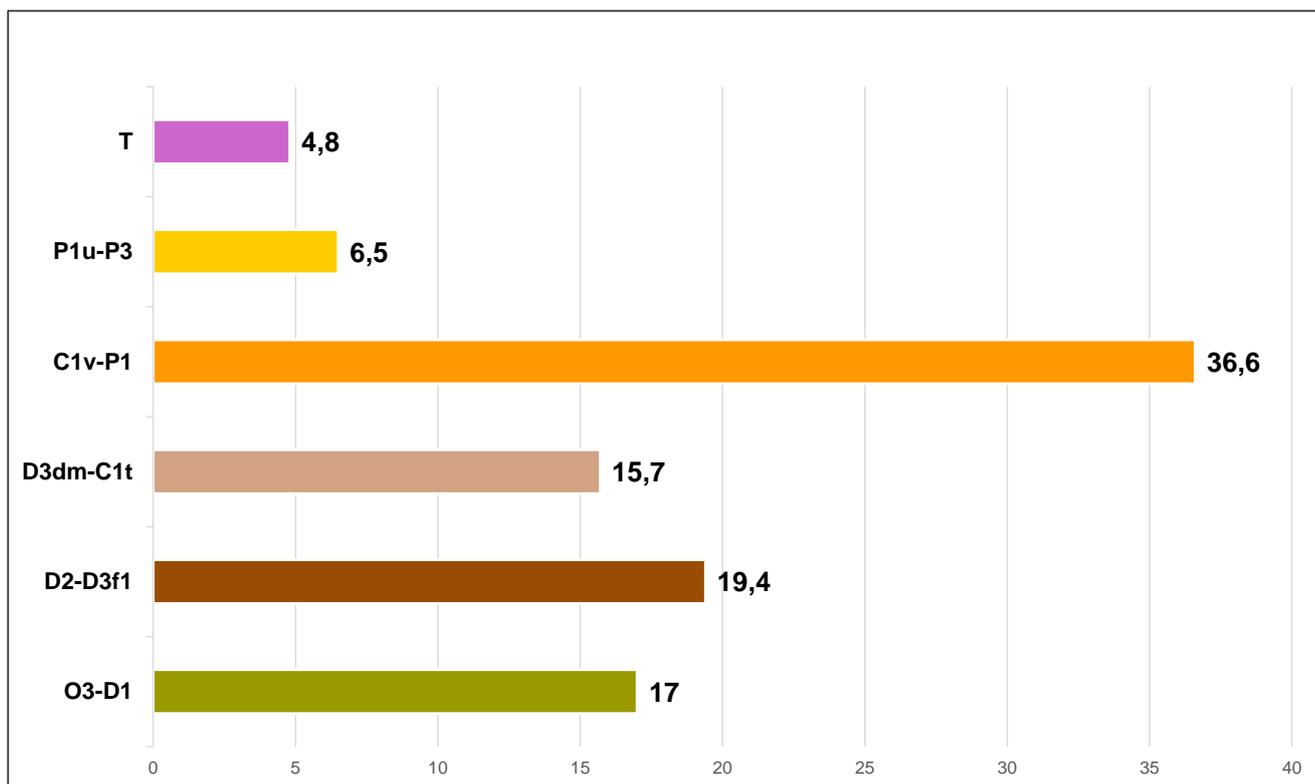


Рис. 2 – Распределение НСР УВ по НГК на территории ТП НГП в % (по материалам ВНИГРИ)

В ордовикско-нижнедевонское время на большей части ТПП существовала территория, занятая Уральским палеокеаном. В пределах мелководья и шельфа сформировались карбонатные толщи различного фациального состава.

В предверхнедевонское время в период крупнейшей регрессии, которая совпала с активизацией локальных вертикальных движений, привели к образованию нижнепалеозойских сводовых поднятий.

К таким палеосводам (поднятиям) относятся: Большеземельский погребенный свод в Хорейверской впадине и Лайско-Лодминское поднятие в Денисовской впадине Печоро-Колвинского авлакогена (Рисунок 4).

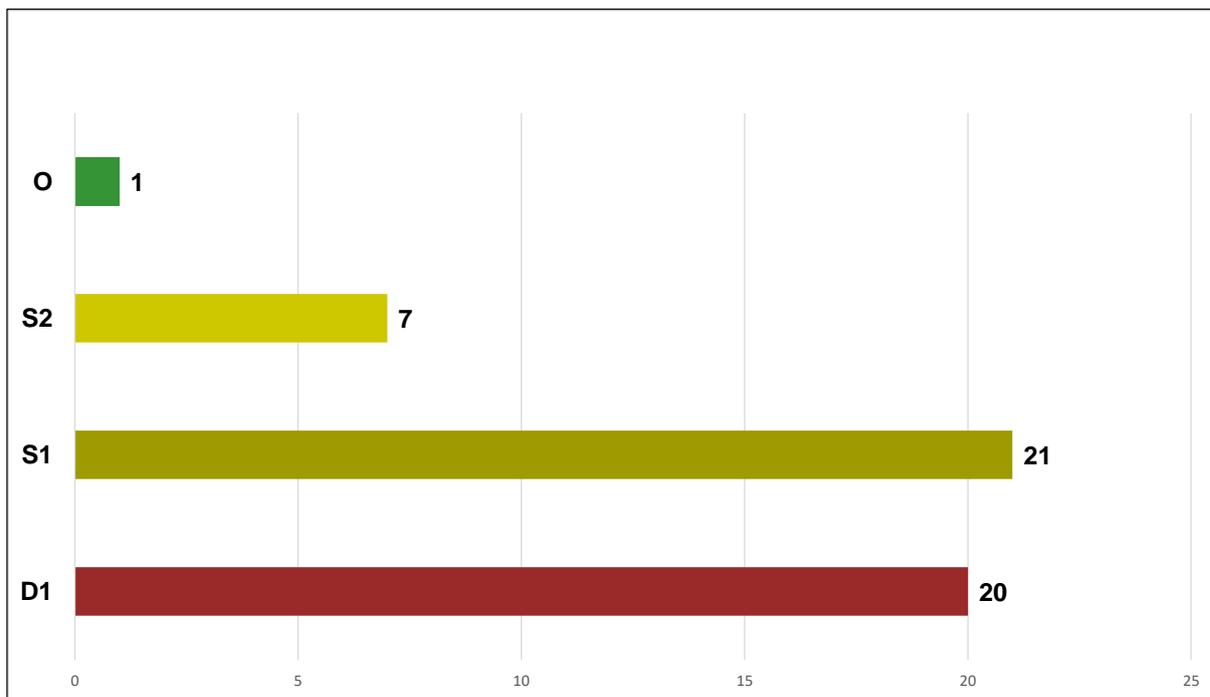


Рис. 3 – Распределение месторождений по стратиграфической принадлежности, ед. (по данным ГБ РФ 2022 г.)

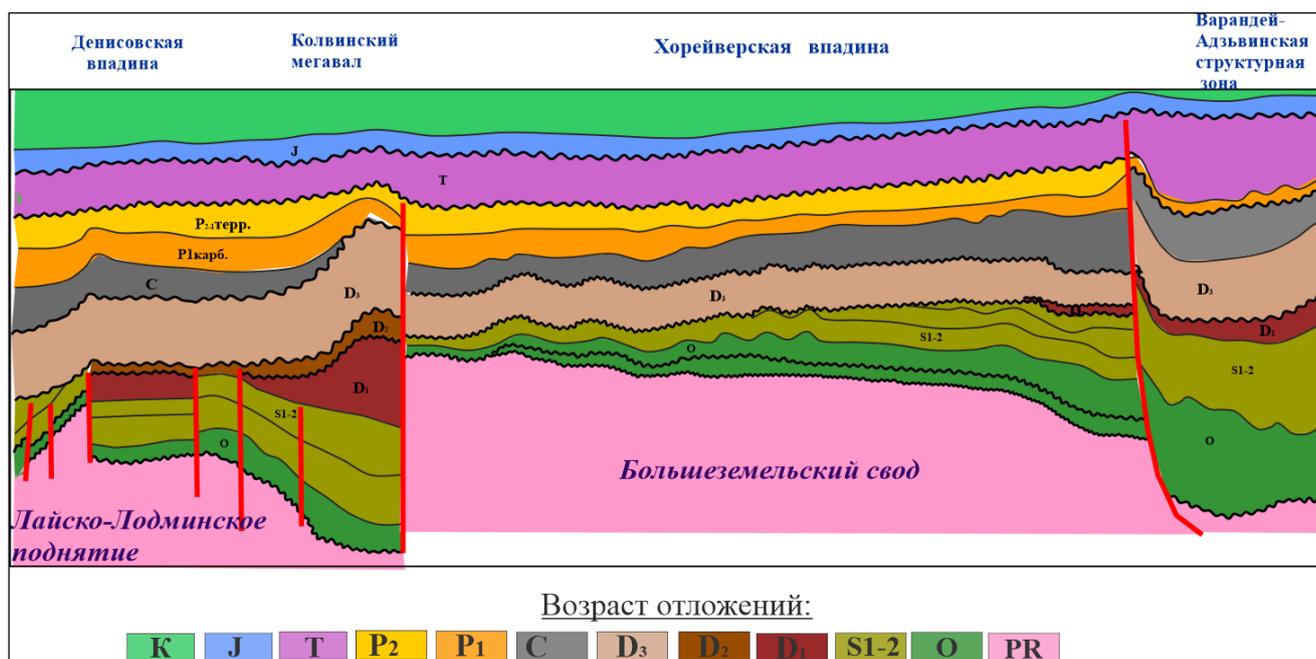


Рис. 4 – Геолого-геофизический разрез (по данным ОАО «Севергеофизика»)

Хорейверская впадина отвечает Хорейверской НГО. Здесь разведано большое число нефтяных месторождений с высокодебитными залежами в карбонатных отложениях силура, нижнего и верхнего девона, пермокарбона. Единичные залежи выявлены в карбонатных породах ордовика. Наиболее крупными месторождениями являются: Верхневозейское нефтяное, Сандивейско-Баганская группа месторождений. На северо-востоке НГО открыты крупные месторождения им. Требса и им. Титова.

Основным структурным элементом Хорейверской впадины по нижнепалеозойским отложениям является Большеземельский погребенный свод, формирование которого произошло в предверхнедевонское время за счет инверсии и глубокого размыва нижнедевонско-силурийских отложений. В результате под тиманскую глинистую региональную покрывку выходят в центральной и западной частях нижнесилурийские, далее

на восток, север и юг – верхнесилурийские и в самой восточной части нижнедевонские карбонатные отложения

Палеогеографическая ситуация к началу верхнего девона способствовала широкому развитию физико-химического выветривания, эрозии, гипергенеза, денудации и способствовала созданию зон вторичной пористости, вплоть до карстообразования. Были созданы условия формирования разнообразных ловушек и залежей в них.

В период верхнедевонской трансгрессии сформирована надежная региональная глинистая покрывка для таких коллекторов, что и обусловило наличие разнообразных ловушек, зачастую неконтролируемых структурным фактором. Например: залежи нефти на месторождениях им. Р.Требса, им. А.Титова, Западно- Сандивейском, Баганском.

Детальные тематические исследования в южной части Большеземельского свода подтвердили наличие многообразных зон, связанных с: органогенными образованиями; карстами; развитием вторичных коллекторов (Рисунок 5).

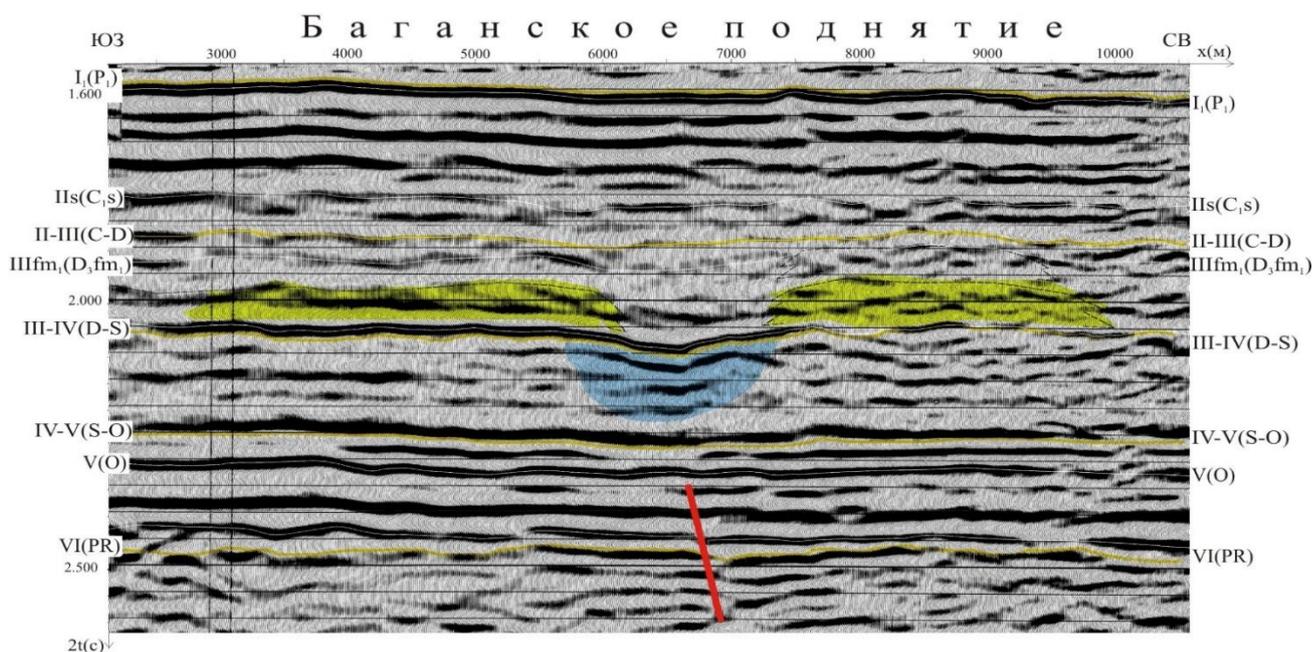


Рис. 5 – Пример выделения карстового погружения на поверхности силурийских отложений в волновом поле профиля 4-08-12

Учитывая вышеизложенное, можно утверждать, что нефтегазовые перспективы верхнеордовикско- нижнедевонского мегарезервуара в пределах Хорейверской впадины связаны с зонами регионального стратиграфического срезания пластов нижнего девона- силура перекрытых экранирующими отложениями верхнего девона и с наличием коллекторов сложного вторичного генезиса. Выделяется три направления для проведения дальнейших ГРП (Рисунок 6):

1. **восточная и северная шельфовая нижнедевонская зона нефтегазонакопления (НГН)** (благоприятное сочетание структурно-стратиграфического фактора с развитием первичной и высокочемкой вторичной пористости (Колвинское месторождение));

2. **центральная нижнесилурийская зона НГН** (здесь прогнозируется широкое развитие скрытых эрозионных, гипергенных ловушек неструктурного типа (Сандивейское, Баганское месторождения));

3. **верхнесилурийская зона НГН** (развитие структурно-стратиграфических, литолого-стратиграфических ловушек с неравномерным распределением коллекторов как первичной (седиментационной) так и вторичной гипергенной пористости) [4].

Денисовская впадина является одним из структурно – тектонических элементов Печоро – Колвинского сложнопостроенного авлакогена.

В отличие от Хорейверской впадины формирование Денисовской впадины происходило в более жестких тектонических условиях. На образование палеоструктур в палеозое повлияли вертикальные движения, как положительного, так и отрицательного знака.

При общем погружении территории авлакогена в нижнепалеозойское время формировались мощные толщи карбонатных отложений, начиная от среднего ордовика вплоть до среднего девона. Интенсивность погружения была различной в разные периоды геологического времени в пределах Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов, а также разделяющего их Денисовского прогиба. На это указывают различные мощности среднедевонских терригенных отложений.

В предверхнедевонское время территория Денисовской впадины испытала наиболее интенсивные положительные вертикальные движения. В результате, в сводовых блоках была размыта значительная мощность среднедевонских, нижнедевонских и силурийских отложений. В центральной части впадины образовался Лайско – Лодминский палеосвод, который и является предметом рассмотрения.

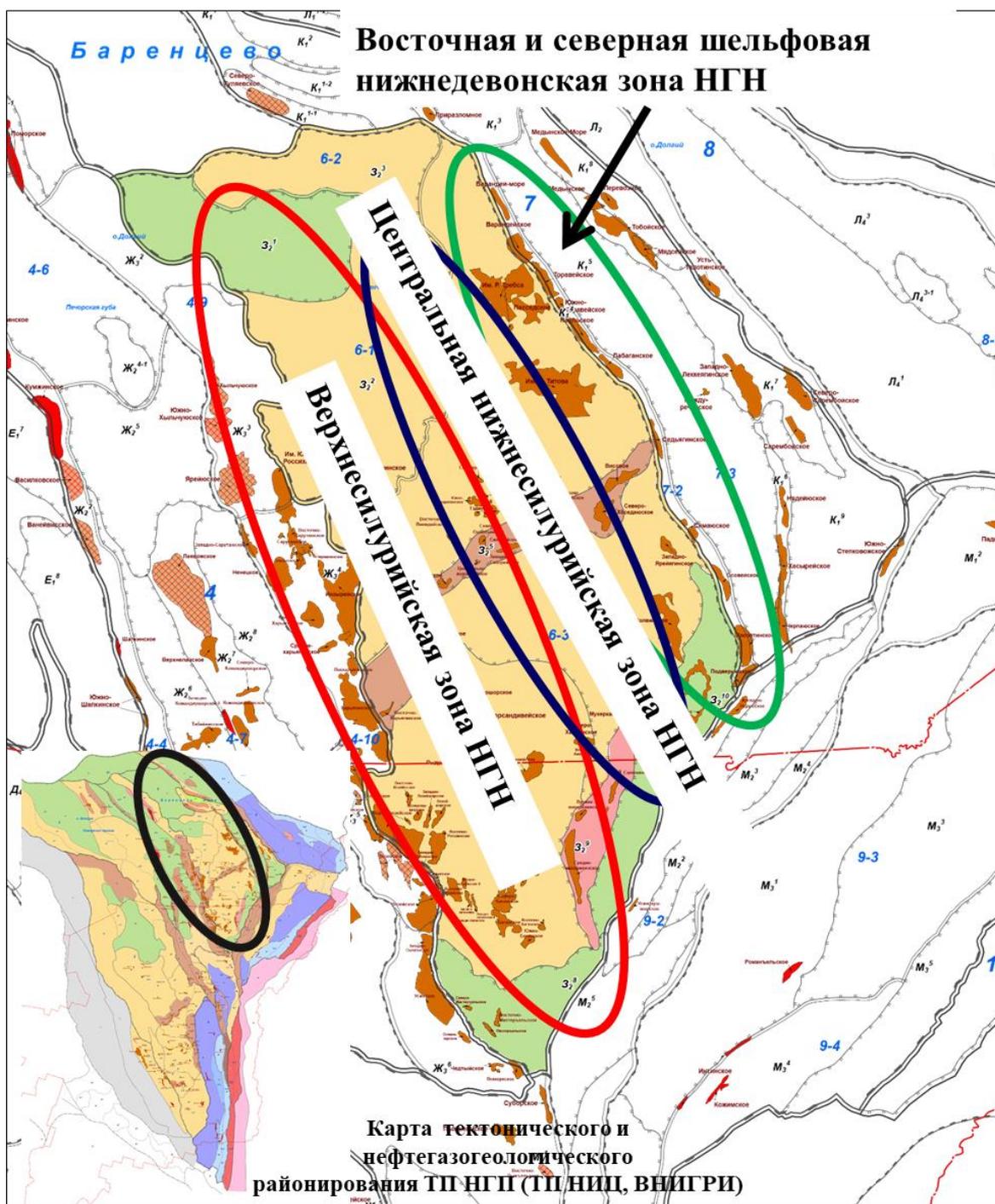


Рис. 6 – Хорейверская впадина. Основные направления ГРП для верхнеордовикско-нижнедевонского мегарезервуара

Разновозрастная поверхность карбонатных отложений была подвержена значительным гипергенным преобразованиям и формированием вторичных коллекторов: поровых, кавернозных, трещинных.

В начале верхнего девона в результате обширной трансгрессии над эродированной поверхностью сформировалась надежная региональная глинистая покрывка тиманского возраста. Такое сочетание коллекторов и покрывок благоприятно сказалось на формировании на склонах поднятий структурно – стратиграфических ловушек, а в центральной части – эрозионных литологических ловушек скрытого типа.

В центральной части Лайско-Лодминского поднятия на размытых выступах перспективные силурийские отложения залегают непосредственно под тиманско-саргаевской покрывкой.

Примером подобных ловушек являются Северо-Командишорская, Верхнеамдермаельская, Среднетрошская, Верхнелодминская и другие объекты. В Верхнеамдермаельской ловушке установлена газоконденсатная залежь (Рисунок 7).



Рис. 7 – Фрагмент геолого-геофизический разреза (по данным ОАО «Севергеофизика»)

Таким образом, в Денисовской впадине основными объектами поисков залежей УВ являются склоновая зона НГН (структурно – стратиграфические ловушки в нижнем силуре) и Центральная нижнесилурийская зона НГН (широкое развитие скрытых гипергенных ловушек скрытого типа, останцы рифогенных объектов (Верхнелодминская площадь)) в пределах Лайско-Лодминского поднятия (Рисунок 8).

С точки зрения перспектив нефтегазоносности, с учетом истории развития территории, авторы считают, что Хорейверская и Денисовская впадины являются крупными объектами по запасам и начальным сырьевым ресурсам, где созданы новые интенсивно развивающиеся нефтедобывающие районы.

Анализ геолого-геофизических материалов, сделанные открытия в регионе показывают, что ресурсный потенциал ордовикско-нижнедевонских отложений может быть значительно увеличен за счет поисков новых месторождений УВ. Однако, учитывая их сложное строение требуется модернизировать процесс поисков продуктивных ловушек УВ. С точки зрения методики ГРП, эффективным инструментом выявления и подготовки перспективных объектов может стать трехмерная сейсморазведка в комплексе с данными бурения, которая сегодня предлагает специалистам широкий спектр технологических решений для получения детальных структурно-тектонических, палеотектонических и сейсмофациальных моделей, прогнозирования коллекторов, построения карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин. Получение кондиционных данных позволяет в значительной степени снизить риски ГРП,

оптимизировать их и принять правильное решение о разбуривании площади. Лидирующее место занимает динамический анализ, который всё шире используются в разведке и комплексном изучении залежей, они являются частью процесса сейсмической интерпретации. Сейсмический атрибутный анализ позволяет извлекать из сейсмических данных скрытую информацию, он используется для выявления поисково-разведочных объектов, установления условий осадконакопления (например, речные или глубоководные русла, карбонатные постройки), обнаружения и подчёркивания разломов и систем трещиноватости с целью восстановления истории формирования структур, и даже даёт прямые признаки углеводородов (Рисунок 9-10) [5].

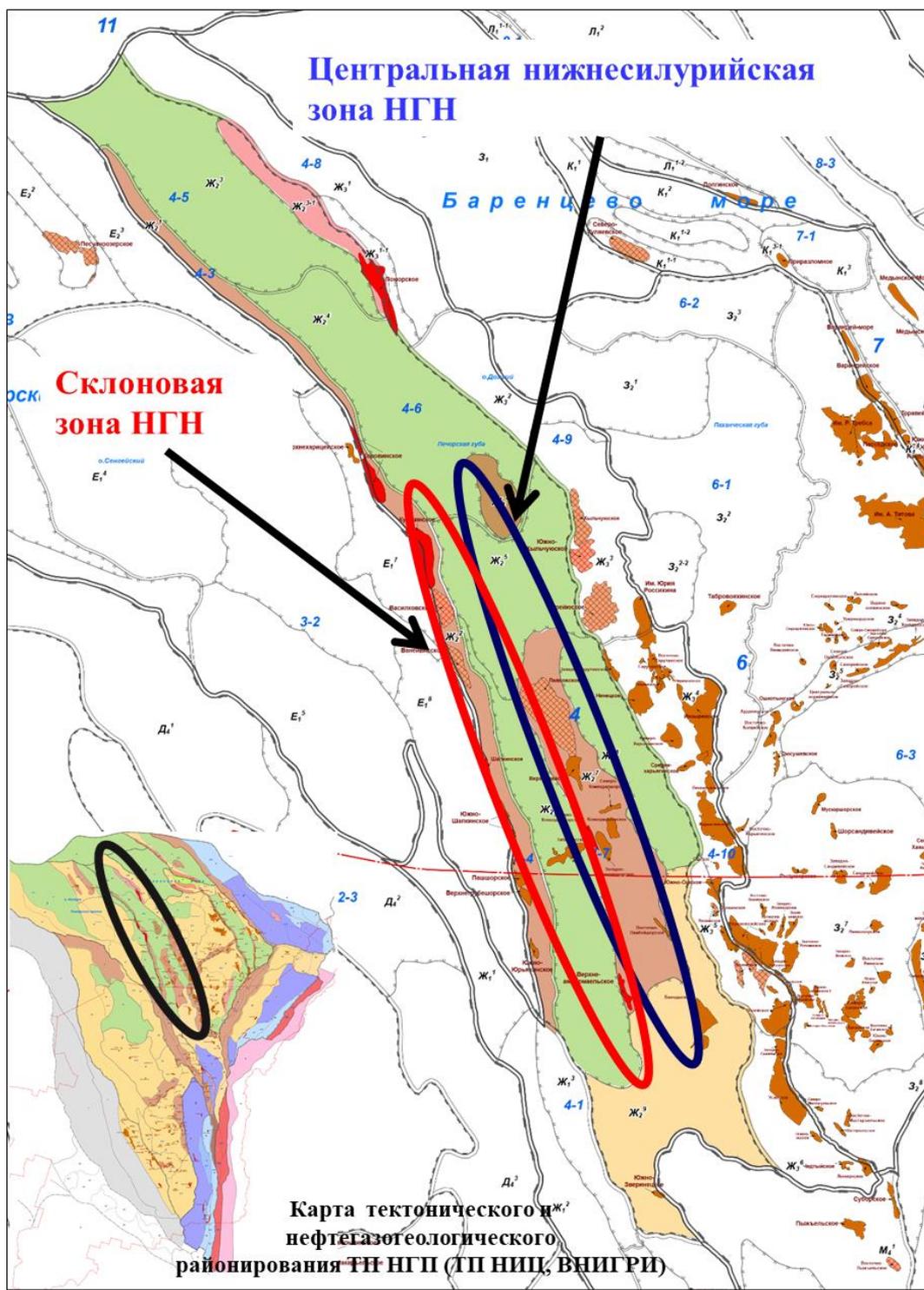


Рис. 8 – Денисовская впадина. Основные направления ГРП для верхнеордовикско-нижнедевонского мегарезервуара

На рисунке 9 представлен пример использования атрибута Coherence (когерентность), отображающего результат преобразования непрерывного пространства данных (временных трасс, соответствующих нормальным отражениям) в функциональное пространство, характеризующее разрывы сплошности исходного временного поля. Экстремумы поля этого атрибута обычно связывают с геологическими образованиями типа сбросов, разломов, нарушений сплошности или другими подобными объектами.

На рисунке 10 проиллюстрирован результат сейсмофациального анализа в продуктивных интервалах разреза, выполненный в программном модуле Stratimagic, который рассчитывает и классифицирует сейсмические фации путем распознавания формы сейсмического сигнала с использованием технологии нейронных сетей. Класс присваивается по наибольшей схожести сейсмической записи в любой точке площади с шаблонными трассами. В результате можно детализировать линии срезания, выклинивания пластов, границы рифогенных построек и русловых отложений. Данная информация значительно снижает риски при планировании бурения.

Сегодня широко и достаточно успешно при прогнозировании ФЕС коллекторов используется сейсмическая инверсия, атрибуты RMS (средние квадратичные амплитуды), указывающие на литологические изменения и несогласные напластования в определенном вертикальном окне, Instantaneous Frequency (мгновенная частота), позволяющая прогнозировать вещественный состав пород, P/S – wave Impedance Reflectivity (отношение коэффициентов отражения продольной и поперечной волн) и Mu Rho Reflectivity и др.

Выводы.

1. Ордовикско-нижнедевонский НГК остается слабоизученными, нереализованными по прогнозным ресурсам.
2. Для оптимизации ГРП целесообразно на перспективных участках проводить площадную и в случае наличия сейсморазведочных материалов 3D объемную реконструкцию осадконакопления и постседиментационных процессов нижнепалеозойских отложений на основе динамического анализа сейсмических материалов и комплексной интерпретации с материалами бурения.

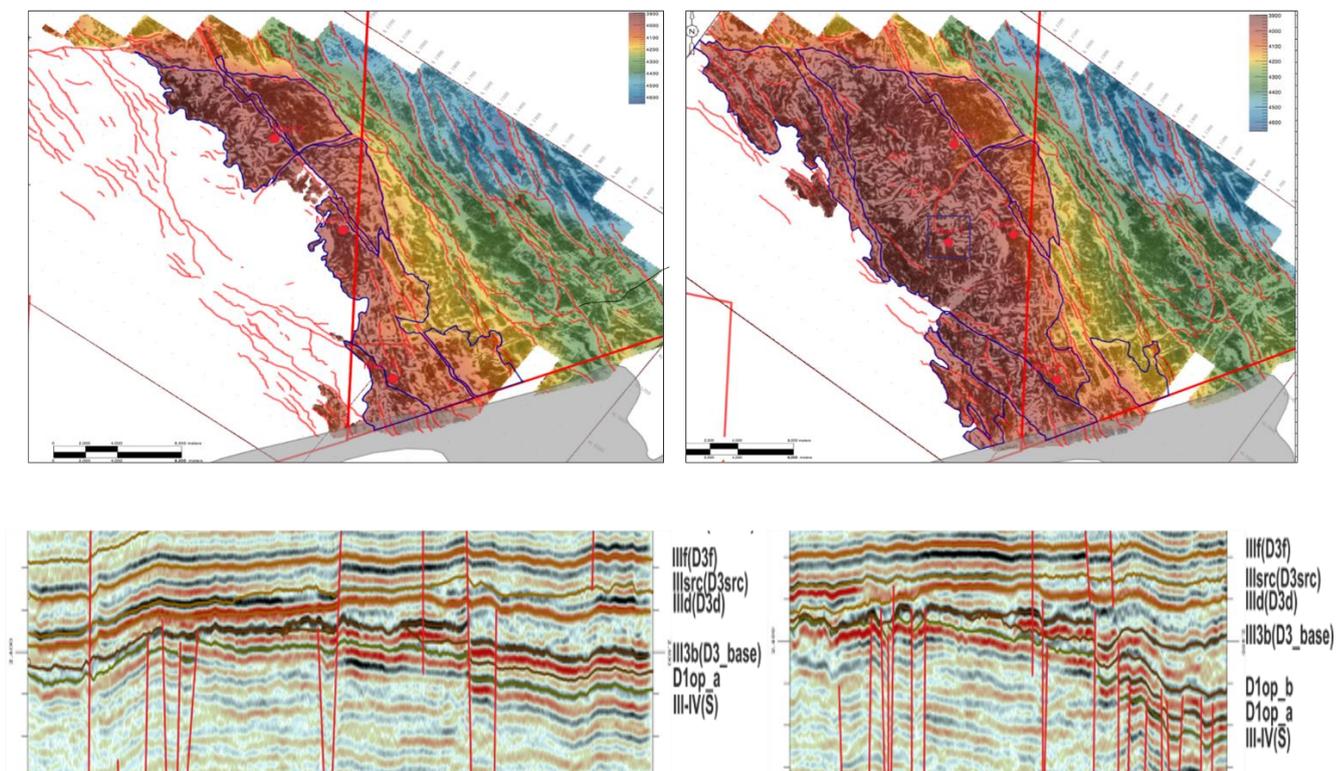


Рис. 9 – Карты когерентности по продуктивным пластам овинпармского горизонта нижнего девона с наложенной структурной картой

Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Верхнепечорской впадины и Среднепечорского поперечного поднятия

Ахметжанова З. М., Овчарова Т. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Территории Верхнепечорской впадины и Среднепечорского поперечного поднятия обладают значительным ресурсным потенциалом, имеют открытые месторождения, но характеризуются сложным геологическим строением и неравномерной изученностью (Рис. 1). Поэтому для определения наиболее перспективных направлений поисково-разведочных работ необходим оптимальный комплекс исследований, обеспечивающий современный уровень достоверности регионального, зонального и локального прогноза нефти и газа, включающий как традиционные геофизические и геолого-геохимические, так и гидрогеологические исследования. Актуальность работы заключается в обоснование наиболее рационального комплекса гидрогеологических критериев для прогноза нефтегазоносности малоизученных территорий Верхнепечорской впадины и Среднепечорского поперечного поднятия.

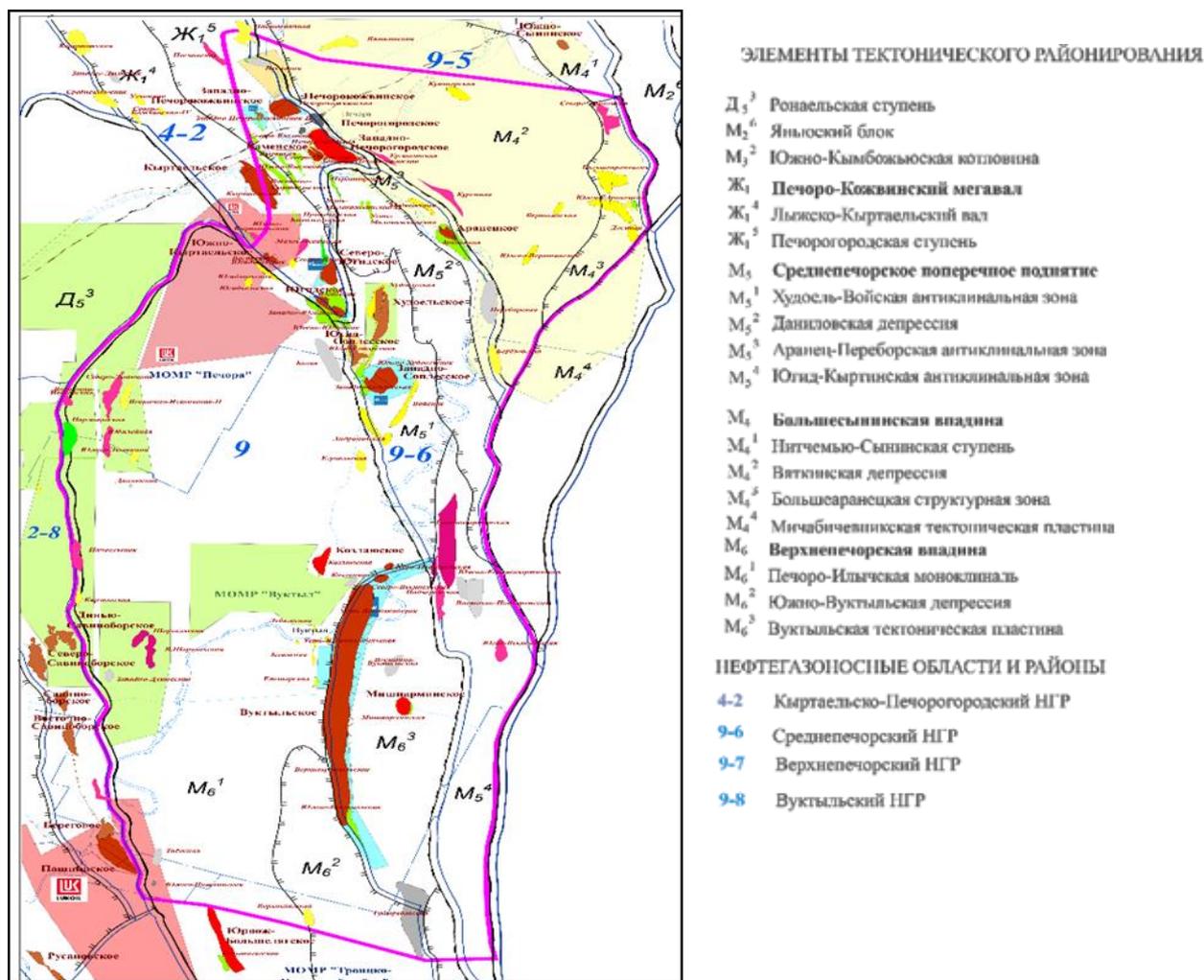


Рис. 1 – Обзорная карта района

Гидрогеологическим изучением рассматриваемых территорий на протяжении уже почти столетия занимались геологи-исследователи различных организаций Ухты и Республики Коми. В данной статье использованы результаты исследований ООО Тимано-Печорского научно-исследовательского центра. Перед авторами стояли следующие задачи: 1). Выявление закономерностей распределения залежей углеводородов в зависимости от тектонических и геотермических условий, распространения нефтегазоносных комплексов, распределения в них

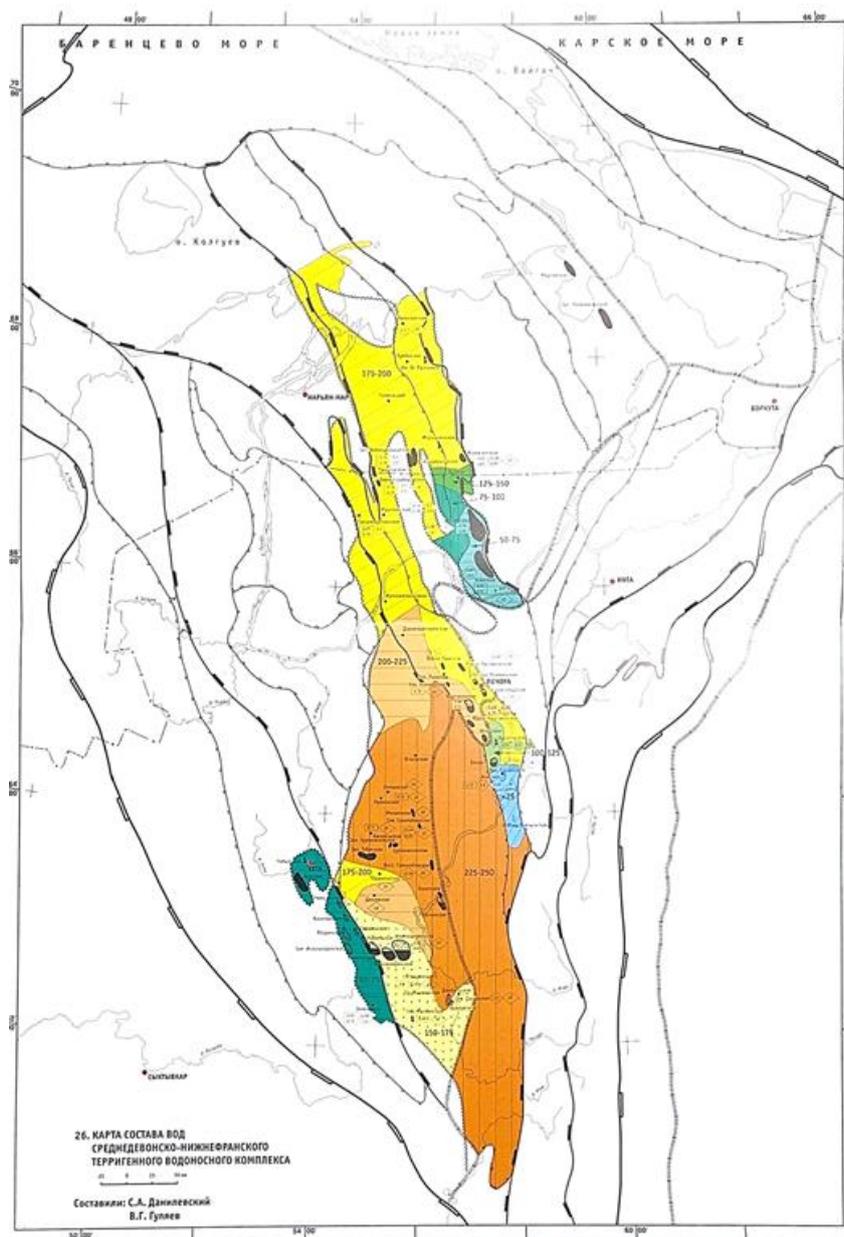


Рис. 3 – Карта состава вод среднедевонско-нижнефранского терригенного водоносного комплекса

В результате анализа гидрогеологических условий Верхне-Печорской впадины и СПП, можно установить следующие закономерности.

1). В исследуемых водоносных комплексах создавалась благоприятная обстановка для формирования и сохранения образовавшихся залежей УВ. Это подтверждается протяженностью элизионных этапов по сравнению с инфильтрационными.

2). Здесь развиты высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа, бром содержится в средних количествах, йод в повышенных, хлор бромный коэффициент (Cl/Br) - низкий, значения бромного градиента ($Br \cdot 100/H$)-высокие. В составе растворенных газов преобладает метан.

Библиографический список:

1. Овчарова Т.А. Гидрогеологические закономерности размещения залежей углеводородов / Т. А. Овчарова // Рассохинские чтения: межрегиональный семинар Ухта, 3-4 фев. 2022: материалы семинара – Ухта: УГТУ, 2022.- с.94 -96.

СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 661.9

Пути решения задачи определения содержания криптона и ксенона в составе природного газа

Терентьев М. Г., Морозова Е. Ю.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Криптон и ксенон – элементы VIII группы периодической системы элементов, относятся к благородным инертным газам: не имеют запаха и цвета, не горят и не поддерживают горение, не взрывоопасны, слабо растворяются в воде. Криптон и ксенон благодаря своим уникальным свойствам широко применяются в электронной, космической, военной и строительной отраслях, промышленности, медицине, а также науке.

В настоящее время из-за ограниченности сырья и широкого применения в космической программе ощущается острая нехватка ксенона. Соответственно и цена на редкие газы высока, например 1 дм³ ксенона марки 6.0 по состоянию на 2022 г. оценивается в 12000 руб. (по сравнению с 1500 руб. в 2020 г.). В России и странах СНГ уровень годового промышленного производства чистого ксенона до начала 2022 г. составлял до 1500 м³, а общий объем мирового производства – около 10000 м³.

Российский рынок является экспортоориентированным, за последние 10 лет объемы поставок концентратов инертных газов за рубеж составляли от 100 до 200 тыс. м³ в натуральном выражении и 10 – 35 млн долл. Примечательно, что доля ксенона в натуральном выражении составляет всего 0,8 %, а в денежном – 39 %, что связано с его высокой стоимостью.

Все это свидетельствует о необходимости поиска новых источников сырья для добычи и производства редких инертных газов. Наличие механизма образования клатратов ксенона и его способность к растворению в органических веществах дают все основания полагать, что ксенон может иметь повышенное относительно атмосферного воздуха содержание в нефти и природном газе.

Наиболее известным и распространенным методом добычи ксенона является добыча его из атмосферного воздуха как побочный продукт металлургических заводов. Для их работы необходим жидкий кислород, а при его производстве выделяется концентрат ксенона в смеси с криптоном, где в 1000 м³ содержится 87 см³ ксенона и 1000 см³ криптона. В связи с постепенным отказом металлургии от кислородных технологий сокращается производство и криптон-ксеноновой смеси. Тем не менее на сегодняшний день есть немало исследовательских и запатентованных работ, относящихся к разработке технологических процессов для получения благородных газов, которые могут быть использованы для получения концентрата ксенона и криптона. Однако большинство из способов отличается высокой сложностью и низкой эффективностью, обусловленной относительно низким выходом целевого продукта.

Совсем недавно российские ученые, специалисты двух университетов – РХТУ им. Д.И. Менделеева и НГТУ им. Р.Е. Алексеева – предложили способ добычи редкого газа, который состоит из двух этапов. На первом этапе в газопроводе на выходе с месторождения устанавливается блок, который при помощи технологий мембранного и газогидратного разделения (газовые гидраты – соединения, образующихся из воды и газов) выделяет 93 – 95 % ксенона из потока природного газа, нисколько не мешая его дальнейшей транспортировке.

На втором этапе полученный концентрат подвергают глубокой очистке. Причем применяют гибридные схемы, совмещая несколько методов очистки – ректификацию, когда смесь разделяется на компоненты путем многократных испарений и конденсации паров, и модули мембранного газораспределения. Эта схема позволяет получить больше чистого ксенона, чем при других методах [1].

Для промышленного применения технологии Менделеевского университета нужен природный газ с достаточной концентрацией ксенона, поэтому необходимо исследовать

максимально большое количество месторождений и выбрать те, которые обеспечат коммерческую привлекательность нового метода получения чистого ксенона.

Наиболее значимое исследование этого направления было проведено в США в 1969 г. Авторами был проведен анализ содержания инертных газов и их изотопного состава в пробах природного газа с разных месторождений Техаса и Оклахомы. Было определено, что в исследованных пробах природного газа концентрация ксенона в среднем находится на уровне концентрации ксенона в атмосферном воздухе или незначительно выше. Более поздние исследования содержания ксенона в природном углеводородном газе показали, что объемная доля ксенона может достигать 0,15 % и более, т.е. практически в 10000 раз больше, чем в воздухе. Таким образом, для производства 1 м³ ксенона нужно переработать сырья в 10000 меньше, чем при производстве из воздуха [1]. Это как минимум позволит исключить стадию первичного концентрирования криптоноксенонового концентрата, т.е. существенно упростить и удешевить производство. Кроме того, объемы получаемого ксенона из природного газа могут существенно опередить объемы ксенона, производимого из воздуха. К примеру, учитывая объемы добываемого в России природного газа 725,4 млрд м³ и нефти с газовым конденсатом 555,84 млн т за 2018 г., при пессимистичном прогнозе среднего содержания ксенона в природном газе в 1 ppm, в пределе только в добываемом природном газе за 1 год содержится до 0,7 млн м³ ксенона.

Для решения задачи исследования месторождений с содержанием криптона и ксенона необходимо разработать методику определения их концентрации в составе природного газа. Такого рода исследование встречаются в работах 1930-х годов, где основой методов являлось разделение благородных газов на легкие и тяжелые фракции. Далее для определения криптона и ксенона используется метод Муре и Лепана, где фракцию тяжелых благородных газов в количестве не менее 10 мл подвергают фракционированному обогащению криптоном и ксеноном, заставляя её многократно циркулировать над кокосовым или древесным углем, охлаждаемым хлористым метилом до температуры минус 23 °С. Непоглощенная часть газов откачивается и удаляется из прибора, после чего поглощенная углем фракция выделяется из угля нагреванием его до 350 – 400 °С, и содержание в ней криптона и ксенона определяется спектрофотометрически по сравнению с интенсивностью этих линий в смесях со строго определенным содержанием криптона и ксенона, подвергнутых точно такому же процессу обогащения. Несмотря на то, что эти методы дают достаточно точные результаты (точность определения для криптона около 10 % и для ксенона около 20 %), их применение для потоковых исследований в аналитических лабораториях вызывает определенные сложности, обусловленные необходимостью использования сложной аппаратуры, многостадийностью и длительностью процесса анализа [2].

Существуют хроматографические методы определения ксенона в криптоксеноновой смеси. Для определения объемной доли ксенона, азота, кислорода, метана и диоксида углерода необходимо использовать хроматограф с высокочувствительным детектором – гелиевым ионизационным, аргоновым разрядным или детектором по теплопроводности с колонкой наполненной синтетическими цеолитами или полисорбом-1 [3]. В другом методе, так же основанном на газовой хроматографии, для определения объемной доли азота и криптона используется хроматограф с детектором по теплопроводности с порогом чувствительности по пропану с газом-носителем гелием не выше $2 \cdot 10^{-5}$ мг/см³ и газохроматографической колонкой длиной 4,0 – 5,0 м, диаметром 3 – 4 мм, наполненной цеолитом синтетическим [4].

Из более современных методов определения низких концентраций веществ в составе природного газа заслуживают внимания масс-спектрометрическая хроматография и газожидкостная хроматография. Оба этих метода являются наиболее популярными в современном мире, поскольку они являются простыми, точными и имеют возможность при правильно подобранных параметрах и режимах разделять и определять компоненты с наиболее низким содержанием. Так в газожидкостной хроматографии разделение происходит за счет различной растворимости компонентов смеси в пленке жидкой фазы, нанесенной на поверхность макропористого твердого тела, так называемого твердого носителя. Для многих аналитических задач газожидкостная хроматография – наиболее

эффективный метод [5]. Что касается масс-спектрометрии, то на сегодняшний день она является одним из наиболее тонких и чувствительных методов анализа вещества и характеризуется самыми низкими пределами обнаружения следов элементов при их одновременной регистрации. Этим методом определяют элементарный и молекулярный состав различных природных веществ, исследуют кинетику химических реакций и измеряют энергию связи между атомами и между молекулами, идентифицируют химические соединения и расшифровывают структуру молекул, измеряют наличие микропримесей на уровне менее 10^{-8} % в полупроводниковых материалах и металлах [5].

Целью нашей работы является разработка методики определения микропримесей ксенона и криптона в природном газе, проведение исследований на содержание микропримесей криптона и ксенона среди доступных месторождений и составление карт содержания редких инертных газов в природном газе. Для выполнения поставленных задач планируется использование хроматографов с ионизационным разрядным и масс-спектрометрическим детекторами, которые предназначены для количественного определения концентраций микропримесей веществ в газовых смесях.

Проведение данных научных исследований позволит на основе современной отечественной приборной базы разработать методику выполнения измерений ксенона в природном газе, что позволит проводить оценку технико-экономической целесообразности получения ксенона из природного газа разных месторождений. Также на основе результатов исследований планируется выявление и оценка факторов, влияющих на содержания редких инертных газов в природном газе, и разработка прогностической модели.

Библиографический список:

1. Пат. 2754223 Российская Федерация, МПК G01B23/00 Способ получения концентрата ксенона из природного газа/ Петухов А.Н., Воротынцев В.М., Воротынцев И.В., Сергеева М.С., Трубянов М.М. – заявл. 29.07.2020; опубл. 30.08.2021.
2. Хлопин В.Г. Избранные труды. Том II. Труды по неорганической и аналитической химии и по геохимии. – М.: Изд. Академии наук СССР, 1957. – 308 с.
3. ГОСТ 10218-77. Криптон и криптоноксеноновая смесь. Технические условия – М.: ИПК Издательство стандартов, 1977. – 28 с.
4. ГОСТ 10219-77. Ксенон. Технические условия – М.: ИПК Издательство стандартов, 1977. – 16 с.
5. Новый справочник химика и технолога. Аналитическая химия. Ч.I. – СПб.: АНО НПО «Мир и Семья», 2002. – 964 с.

УДК 622.276

Совершенствование технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях Тимано-Печорской провинции

Близнюков В. Ю.¹, Ткаченко П. Е.²

1 – Российская академия естественных наук, г. Москва, Россия

2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

При проведении полимерного заводнения пластов, основным насыщающим флюидом которых является нефть, появляются дополнительные осложнения, связанные с прорывом воды по наиболее проницаемым прослоям. В этом случае при вытеснении появляются «языки», способствующие ускоренному прорыву агента заводнения. С целью выравнивания профиля закачки применяется метод выравнивания подвижностей нагнетаемой и вытесняемой жидкостей. Чаще всего применяются полимерные растворы, содержание которых в воде определяется опытным путем, исходя из технологических соображений. Указанными исследованиями занимаются на протяжении полувека.

На эффективность применения рассматривались следующие направления:

- технологии постоянной подачи вытесняющего полимерного агента;

- технологии применения увеличенных (30-35 % порового объема) оторочек, вытесняемых водой,
- воздействие на призабойную зону нагнетательных скважин различными композициями полимеров.

В литературе по этому вопросу нет единой терминологии, что усугубляет процесс выстраивания единой методологии успешности/неуспешности работ по данному направлению.

Технология полимерного заводнения оставалась крайне малоизученной несмотря на солидные бюджеты, выделяемые на исследования данного процесса, правительствами зарубежных стран.

До настоящего времени оценка эффективности полимерного заводнения является весьма сложным процессом из-за многообразия факторов. Определять успешность по данным лабораторных исследований не вполне корректно, так как в лабораторных условиях многие условия, влияющие на успешность полимерного заводнения, не будут соблюдены [3]. Часть исследователей считают, что полимерное заводнение может вызвать снижение сроков разработки в связи с более грамотной организацией заводнения в условиях значительной анизотропии пластов [4], но при этом существенного увеличения КИН не стоит ждать. На протяжении последнего десятилетия двадцатого века на мировом рынке нефтедобычи доля месторождений, разрабатываемых с применением технологии полимерного заводнения неуклонно снижалась. Этому процессу способствовала реализация других методов повышения углеводородоотдачи, например термические и газовые, более действенных в плане получения дополнительной добычи углеводородного сырья. По некоторым данным в годы наибольшего расцвета технологии полимерного заводнения доля увеличения добычи углеводородного сырья не превышала 8-10 %.

Тем не менее данная технология имеет право на жизнь несмотря на длительность получения эффекта от ее применения до 10 лет и более.

Далее рассмотрим некоторые аспекты применения данной технологии и приведем примеры применения ее на ряде месторождений Тимано-Печоры из открытых данных.

Основным действующим веществом в процессе полимерного заводнения является полимер.

Он характеризуется в первую очередь реологическими свойствами. Основным параметром является вязкость и напряжение сдвига в зависимости от скорости сдвига.

Реологические характеристики

В практике наиболее часто используются три реологические модели. Это не совсем правильно, но только они дают довольно быстрые результаты для определения режима течения различных сред.

Уравнение Bingham-Shvedov описывает напряжение сдвига через величину предельного значения:

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma} \quad (1)$$

здесь τ - напряжение сдвига в Па;

τ_0 - предельное напряжение сдвига в Па;

η - вязкость в Па·с;

$\dot{\gamma}$ - скорость сдвига в с⁻¹.

Наиболее подходящей простой параметрической моделью в исследованиях буровых жидкостей является степенная жидкость или модель Ostwald de Waele, поведение которой описывается зависимостью:

$$\tau = K \cdot (\dot{\gamma})^n \quad (2)$$

здесь K - индекс консистентности в Па;

n - показатель нелинейности.

Трехпараметрическая модель Herschel-Bulkley является, по сути, комбинацией уравнений Bingham-Shvedov и Ostwald de Waele:

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}^n \quad (3)$$

Уравнение адекватно аппроксимирует результаты многих экспериментальных исследований, если не принимать во внимание физическую природу процессов. Кроме того, применение этой модели существенно усложняет процесс практического применения.

Измерение реологических характеристик полимерных растворов проводится на высокоточных термостатирующих ротационных вискозиметрах различной конструкции при различных скоростях сдвига.

Установлено, что моделирование полимерного заводнения хорошо описывается в диапазоне скоростей сдвига от 1 до 200 с⁻¹. Увеличение молекулярной массы полимеров вызывает рост вязкости последних. Также на реологические показатели существенно влияет рост температуры

Адсорбция

Суть этого явления сводится к повышенному росту концентрации полимеров в присутствии солей кальция и натрия, причем в большей степени в карбонатных коллекторах. Неутешительную картину этого же явления наблюдаем и в песчаниках. В процессе вытеснения нефти полимерными растворами на начальном этапе, когда поверхность поровых каналов смочена нефтью такого явления не наблюдается. Как вариант может быть предварительная закачка пресной воды между нефтью и полимерными растворами.

В то же время эффект ускоренной адсорбции на поверхности поровых каналов может быть использован для создания полимерных экранов для предупреждения прорыва воды

Фактор сопротивления

Основным свойством полимерных растворов, которое определяет эффективность их применения, является способность создавать дополнительные фильтрационные сопротивления при течении в пористых средах и способствовать ослаблению вязкостной неустойчивости фильтрационных потоков, когда вязкость нефти значительно выше вязкости вытесняющей ее воды.

Эффективность полимерного заводнения исходя из фактора сопротивления будет зависеть от способности загущения нагнетаемой воды, что в свою очередь зависит от химического состава полимера, молекулярной массы, содержания в нагнетаемой жидкости, степени стойкости к бактериальному гниению и высаживанию на стенках каналов.

Механическая деструкция

При приготовлении полимерных растворов важно не допустить полного разрушения полимера при повышенных сдвиговых нагрузках. Время перемешивания не должно превышать 4-5 минут. Чем выше молекулярная масса, тем больше он подвержен механической деструкции.

Окислительная деструкция

Одним из важных аспектов приготовления раствора полимера является подготовка воды для его растворения, заключающаяся в удалении из нее кислорода или подавлении его активности. Основные потери активности полимера в растворе за счет окисления происходят в течение первых двух недель после приготовления раствора. Содержание в воде кислорода 0,0005 % снижает активность полимерного раствора за этот период времени на 25 % при температуре 30 °С и почти на 90 % при температуре 70 °С [21]. Для предотвращения окислительной деструкции воду подвергают деаэрации или вводят в нее добавки восстановителей, таких, например, как гидросульфит натрия (Na₂S₂O₄). При этом важно не допустить повторного попадания кислорода в раствор.

Биологическая деструкция

Установлено, что все полимеры, используемые в процессе полимерного заводнения, подвержены гниению. Основными выходами из этого являются: повышенная минерализация воды приготовления, поддержание высокого уровня рН, обработка бактерицидами. Однако, у этих методов есть ряд недостатков. Так, например повышенный уровень минерализации при изменении температуры способен вызвать кристаллизацию каналов, в заглинизированных коллекторах высокий уровень рН способен вызывать ускоренную диспергацию и забивание поровых коллекторов, к влиянию бактерицидных добавок бактерии достаточно быстро привыкают.

Влияние свойств поверхности

Известно, что существует только два вида смачивания водой: гидрофобные и гидрофильные. При этом более высокий коэффициент извлечения нефти при полимерном заводнении в гидрофильных коллекторах, к которым приурочены в основном легкие низковязкие нефти за счет сходства вязкостных характеристик вытесняемой жидкости и вытеснителя.

Библиографический список:

1. Миронов Т.П. [и др.]. Добыча нефти в США // ОИ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1980. – 52 с.
2. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. – ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 16. – С. 6-8.
3. Кукин В.В., Соляков Ю.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов//ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. Зарубежный опыт. – 1982. – 45 с.

УДК 622.276.652

Исследование эффективности теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти: от лабораторных исследований до моделирования

Сафина Р. Э., Усманов С. А., Судаков В. А., Ситдикова А. В.

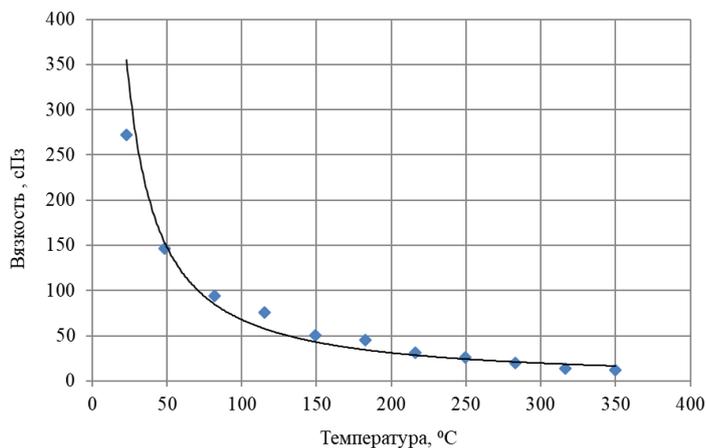
Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

На сегодняшний день большинство крупных месторождений традиционной нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции находятся на поздней стадии разработки. При этом доля традиционной нефти в структуре мировых запасов составляет около 30%, а оставшаяся часть приходится на залежи высоковязкой, сверхвязкой нефти и природных битумов.

Объектом исследования является залежь высоковязкой нефти карбонатных отложений башкирского яруса, расположенная в пределах восточного борта Мелекесской впадины. Карбонатные коллектора, насыщенные высоковязкой окисленной нефтью с большим содержанием полярных соединений, как правило, в той или иной степени гидрофобизированы. В гидрофобных коллекторах процесс вытеснения протекает значительно хуже, что отмечается по низким по сравнению с гидрофильными коллекторами коэффициентами вытеснения нефти [1]. Поэтому, на этапах истощения месторождений применение стандартных систем поддержания пластового давления при разработке карбонатных коллекторов, содержащих высоковязкие нефти, не дает желаемых результатов. К тому же вследствие разницы вязкостей вытесняющего и вытесняемого агентов, происходит прорыв первого из них, что приводит к раннему обводнению скважин.

Эффективными методами разработки залежей высоковязкой нефти считаются тепловые методы увеличения нефтеотдачи. Потенциал использования тепловых методов объясняется как накопленным опытом разработки залежей высоковязкой нефти [2], так и результатами многочисленных лабораторных исследований [3]. Однако применение этих методов в масштабе месторождения требует детального изучения и определенного уровня уверенности в эффективности вытеснения.

Цель данной работы заключалась в оценке эффективности применения тепловых методов на рассматриваемом объекте. Первым этапом работ по прогнозированию эффективности тепловых методов традиционно является анализ характера вытеснения в микрообъеме пласта при условиях приближенных к пластовым. В лабораторных условиях были проведены эксперименты по тепловому вытеснению на реальном образце керна. Они включали эксперименты по вытеснению паром, вытеснению горячей водой с температурой 95 °С и эксперименты по вытеснению водой с начальной температурой пласта 23 °С. Также была проанализирована тепловая зависимость вязкости нефти (Рис. 1).



Эксперимент	Коэффициент вытеснения нефти, %
Закачка воды с температурой 23 °С	47.54
Закачка горячей воды с температурой 95 °С	53.46
Закачка пара	82.81

Рис. 1 – Результаты лабораторных исследований: зависимость вязкости нефти (слева) и коэффициента вытеснения (справа) от температуры

Лабораторные эксперименты показывают эффективность теплового воздействия на рассматриваемом объекте с точки зрения зависимости остаточной нефтенасыщенности от температуры в масштабе керна.

Для оценки эффективности теплового воздействия в масштабах всего месторождения в рациональных прогнозных периодах проведены расчеты на гидродинамических моделях пласта. Основными ключевыми параметрами эффективности нефтевытеснения тепловыми агентами по результатам лабораторных исследований являются снижение остаточной нефтенасыщенности и снижение вязкости нефти. В гидродинамическом симуляторе данные эффекты учтены масштабированием фазовых проницаемостей от температуры путем задания конечных точек и температурной зависимостью вязкости нефти.

Следует отметить, что в лабораторных условиях нагрев всего образца до температуры закачиваемой жидкости, происходит через 5-8 часов после начала эксперимента, что выражается в значительном увеличении коэффициента вытеснения. Использование гидродинамического моделирования позволяет учесть длительный процесс прогрева всей системы и оценить коэффициент охвата тепловым воздействием во времени при переходе на масштабы залежи.

Анализ результатов прогнозных расчетов (Таблица 1) с закачкой теплоносителя показывает, что при переносе на масштабы месторождения, эффективность теплового воздействия не столь однозначна и во многом определяется неравномерностью охвата тепловым воздействием. В масштабах залежи тепловой фронт отстает от фронта вытеснения вследствие теплопотерь на прогрев пласта и окружающих пород [4] (Рис. 2). При этом эффект снижения вязкости нефти частично компенсируется снижением вязкости воды при повышении температуры. Поэтому вследствие существенной разницы в мобильностях вытесняющего агента и нефти происходит прорыв закачиваемого агента по наиболее проницаемым участкам, что приводит к более быстрому обводнению добывающих скважин (Рис. 3).

Таким образом, по результатам гидродинамического моделирования закачка горячей воды по сравнению с традиционным заводнением пластовой водой на примере рассматриваемой залежи высоковязкой нефти не дает эффективности, эквивалентной эффективности, полученной по результатам физического моделирования в лабораторных условиях. (Таблица 1).

При закачке пара отмечаются скачкообразные приросты в добыче нефти (Рис. 3). Для оценки ключевых параметров эффективности закачки пара - распределение температуры и фронта нефтевытеснения проанализированы на концептуальной 1D модели. По радиусу от нагнетательной скважины по направлению к добывающей скважине происходит зонирование пласта (Рис. 4). Профиль разделяется по нефтенасыщенности и температуре на три зоны – насыщенную паром, насыщенную горячей водой и не затронутую тепловым воздействием.

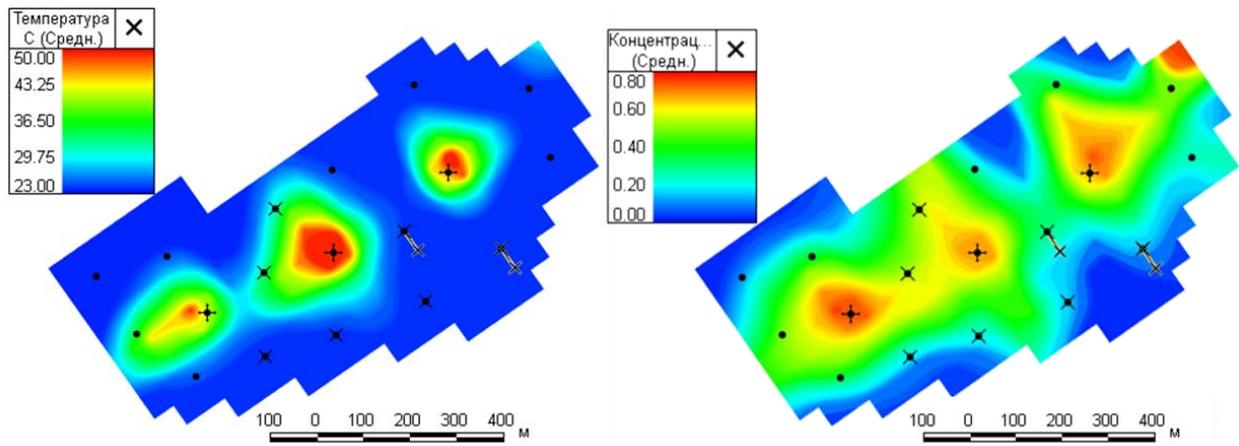


Рис. 2 – Карта распределения температуры (слева) и распределения концентрации закачиваемой воды (справа) при заводнении горячей водой

Таблица 1 – Результаты прогнозных расчетов разработки участка залежи высоковязкой нефти

15 лет разработки:	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча воды, тыс. м ³	Накопленная закачка, тыс. м ³	КИН
Закачка воды с температурой 23 °С	190.9	169.2	282.8	0.2
Закачка горячей воды с температурой 95 °С	179.6	175.1	282.8	0.188
Закачка пара	205.2	196.9	282.8*	0.215

*в массовом эквиваленте холодной воды

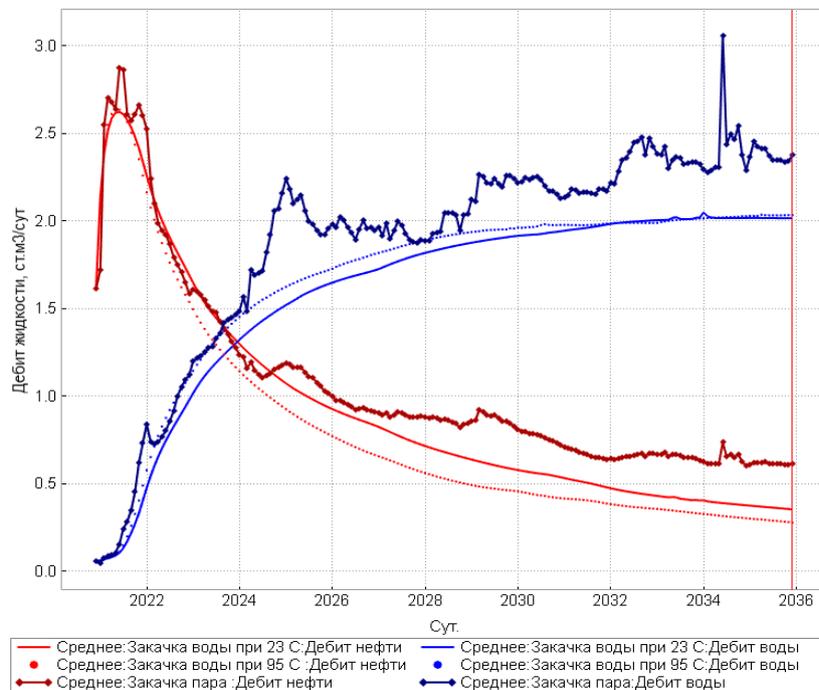


Рис. 3 – Графики средних показателей добычи нефти и воды при заводнении пластовой водой, горячей водой и паром

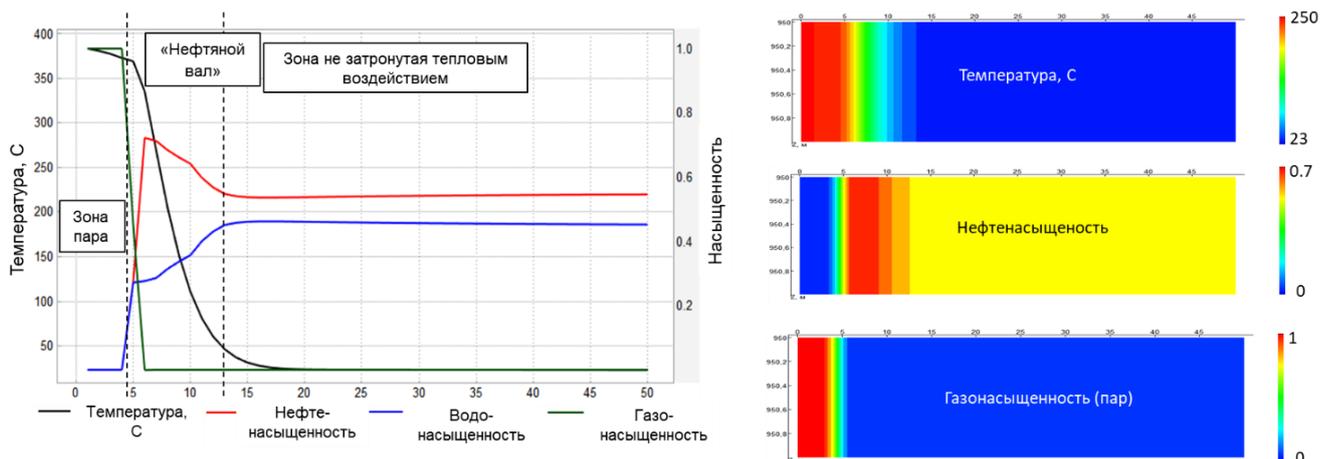


Рис. 4 – Результаты 1D моделирования закачки пара

Зона, приближенная к нагнетательной скважине полностью охвачена паром. Нефть вытеснена из этой зоны высокотемпературным фронтом от закачки пара, образуется «паровое плато», где температура равна температуре закачиваемого пара. Далее по профилю зону, насыщенную паром, сменяет зона горячего конденсата. Здесь температура снижается от температуры насыщенного пара до начальной пластовой. Температурный фронт паровой зоны мобилизует большую часть запасов нефти непосредственно перед ним, тем самым повышая нефтенасыщенность блоков перед ним. Образуется «нефтяной вал». Так как поток нефтяной фазы остается постоянным, при существующих значениях относительных фазовых проницаемостей нефтенасыщенность блоков начинает превышать предельную насыщенность порового пространства, поток флюида останавливается.

Такой эффект в литературе называют эффектом бульдозера [5]. Зона нефтяной оторочки с холодной нефтью не позволяет температурному фронту продвинуться, тем самым снижая паросодержание далее по профилю. Пар конденсируется в воду и далее по профилю к добывающей скважине зона нефтяной оторочки сменяется зоной, насыщенной водой и нефтью. Эта зона не охвачена тепловым воздействием.

Тот же эффект был проанализирован на концептуальной 3D модели. При длительной закачке пара температурный фронт перемещается все дальше и дальше в сторону добывающей скважины, одновременно разогревая и мобилизуя нефтяной пласт. Когда температурный фронт достигает добывающей скважины наблюдается прирост дебита скважины. Скачки, которые наблюдаются на профиле добычи нефти, являются результатом проталкивания вновь образовавшегося нефтяного вала до добывающей скважины. Эффект более заметен при меньшем межскважинном расстоянии (Рис. 5).

На рассматриваемом объекте по результатам гидродинамического моделирования площадная закачка пара в масштабах месторождения вследствие доотмыва нефти и мобилизации нефтяных валов приводит к 7.5% дополнительной нефтеотдачи за 15 лет непрерывного заводнения (Таблица 1). При этом требуется 280 тыс. м³ пара в массовом эквиваленте холодной воды, что может быть не рационально с точки зрения экономической эффективности.

Таким образом, несмотря на существующие проблемы при разработке залежей высоковязкой нефти в отложениях карбонатных коллекторов, в отечественной и мировой практике накоплен достаточный опыт их разработки различными методами, отдельную категорию которых занимает тепловые методы увеличения нефтеотдачи. Тепловые методы позволяют ощутимо повлиять на темпы выработки и коэффициенты конечного нефтеизвлечения, и в некоторых случаях являются единственными рентабельными методами разработки нетрадиционных залежей нефти. Стоит отметить, что тепловые методы являются дорогостоящими технологиями и требуют детального комплексного изучения и определенного уровня уверенности в эффективности применения. Комплекс работ по анализу эффективности технологии традиционно включает лабораторные исследования по нефтевытеснению в

микрообъеме коллектора в условиях приближенных к пластовым. Однако ограниченность лишь лабораторными исследованиями вследствие малых объемов пласта, не позволяет учесть коэффициент охвата тепловым воздействием, который играет важную роль в масштабах месторождения. Поэтому в комплекс исследований от масштаба керна до масштаба месторождения по прогнозированию эффективности тепловых методов на этапе планирования внедрения технологии необходимо включать гидродинамическое моделирование и оценку экономической рентабельности, что позволит выявить непрогнозируемые ранее недостатки тепловых методов и оценить эффективность заводнения в рациональных прогнозных периодах.

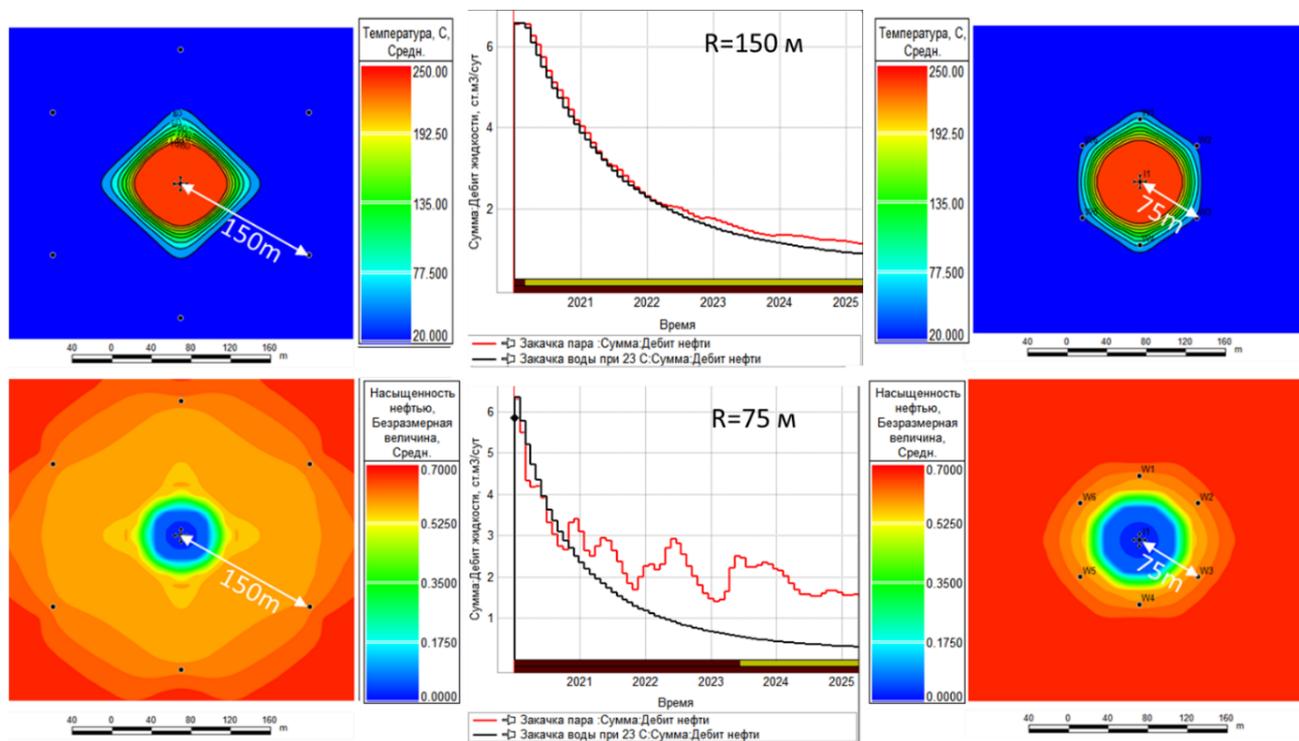


Рис. 5 – Результаты 3D моделирования закачки пара

Благодарности:

Работа выполнена при поддержке Минобрнауки России в рамках соглашения № 075-15-2022-299 о предоставлении гранта в форме субсидий из федерального бюджета на осуществление государственной поддержки создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»

Библиографический список:

1. Бакиров А. И. Совершенствование технологии извлечения нефти заводнением из карбонатных коллекторов месторождений Татарстана: дис. – ТатНИПИнефть, 2018.
2. Дорчер Д. и др. Методы повышения эффективности разработки высоковязких нефтей месторождения Каражанбас //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – №. 8. – С. 53-59.
3. Pituganova A. et al. Experimental and Numerical Analysis of Thermal EOR Recovery Schemes for Extra-Heavy Oil of the Oykino-Altuninsky Uplift of the Romashkinskoye Oilfield //International Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2022. 10.2523/IPTC-22425-MS
4. Spillette A. G. Heat transfer during hot fluid injection into an oil reservoir //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1965. – Т. 4. – №. 04. – С. 213-218.
5. Gutierrez D. et al. The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modelling //Journal of Canadian petroleum technology. – 2009. – Т. 48. – №. 04. – С. 23-33.

Особенности мониторинга газоконденсатной и продуктивной характеристик скважин Югидского НГКМ

Жданов К. Ю., Ксёз Т. Г.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Россия

Югидское нефтегазоконденсатное месторождение по своему строению относится к категории очень сложных, разрабатываемый в его пределах нефтегазоконденсатный объект в отложениях среднего девона описывается как массивно-пластовый, сводовый. Для геологического строения залежи характерна высокая степень неоднородности по площади и разрезу, наличие литологических экранов и тектонических нарушений, в том числе проводящих. Разработка проводится на режиме естественного истощения пластовой энергии, а поступление по отдельным блокам пластовых вод характеризует режим разработки как упруговодонапорный.

Совместное вскрытие скважинами отложений как газонасыщенной, так и нефтенасыщенной зон залежи, а также разнообразие добываемого флюида по его типу обусловили разделение фонда скважин на газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Для всего фонда (рис. 1) при текущих термобарических условиях характерно превышение содержания тяжелых углеводородов (УВ) C_{5+} в добываемой продукции в пересчете на «сухой» газ в сравнении с утвержденной газоконденсатной характеристикой (ГКХ).

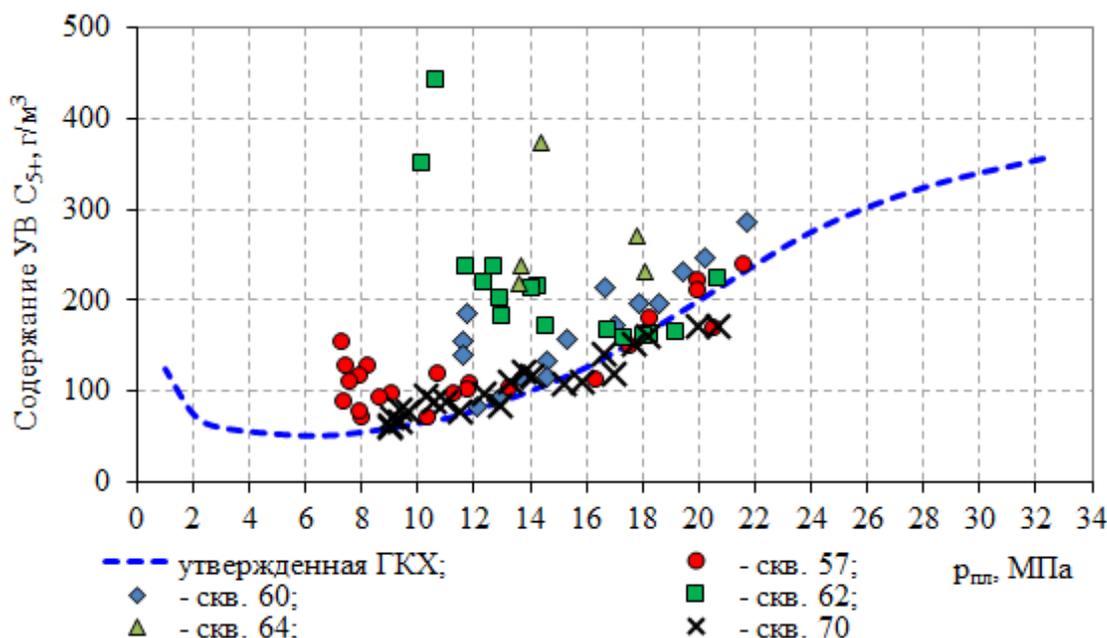


Рис. 1. Газоконденсатная характеристика скважин Югидского НГКМ

Данный фактор говорит о поступлении в составе добываемой продукции дополнительных жидких углеводородов (ЖУВ), представляющих собой как нефть из нефтяной оторочки, так и ранее выпавший ретроградный конденсат, а также их смесь. Идентификация и качественная оценка типа поступающих ЖУВ невозможна без применения методов промысловой геофизики, однако общее увеличение содержания УВ C_{5+} несомненно накладывает свои особенности на процесс эксплуатации скважин.

Оперативная оценка изменения содержания УВ C_{5+} в составе добываемой продукции достигается путем проведения исследований скважин на газоконденсатность, подразумевающих промысловую оценку конденсатогазового фактора и отбор сепараторных проб, что позволяет определить состав и свойства пластового флюида. В свою очередь применение газодинамических методов исследований скважин на стационарных и нестационарных режимах фильтрации направлено на определение текущих пластовых условий залежи и фильтрационных свойств зон дренирования. Сопоставление результатов, полученных

газодинамическими и газоконденсатными методами, позволяет установить взаимосвязи в изменении состава добываемой продукции и эксплуатационных характеристик скважин.

Для скв. 70, дренирующей газонасыщенную зону пласта поддоманиковой залежи, по результатам исследований, выполненных в 2020-2021 гг. при снижении дебита газа сепарации с 69,7 до 62,9 тыс. м³/сут, дебит нестабильного конденсата изменился незначительно и составил 10,89 – 10,55 м³/сут [1]. Для представленных изменений наблюдается рост конденсатогазового фактора с 158 до 168 см³/м³ соответственно. Фактическое содержание УВ C₅₊ по результатам исследований в 2021 г., составило 70,5 г/м³, что на 10,5 г/м³ выше прогнозного значения, определенного для скв. 70 по утвержденной ГКХ при ее текущем пластовом давлении 9,08 МПа. Разница в содержании УВ C₅₊ свидетельствует о поступлении в составе добываемой продукции ранее выпавшего ретроградного конденсата.

По результатам мониторинга ГКХ и технологических параметров работы по скважинам нефтегазоконденсатного фонда установлена зависимость увеличения притока дополнительных ЖУВ от величины создаваемой депрессии. Данная зависимость представлена на рис. 2 на примере скв. 62. Основная толщина интервала перфорации (38 м) относится к дренируемой скважиной газонасыщенной зоне, в свою очередь вскрытая толщина нефтенасыщенного интервала составляет всего 4 м.

Несмотря на то, что перфорацией охвачены преимущественно интервалы поступления газа, в период 2015 – 2022 гг. содержание нефти в составе добываемых ЖУВ скв. 62 увеличилось с 58 до 72 %. Усиленный рост содержания УВ C₅₊ в 2021-2022 гг. свидетельствует о поступлении нефти из нефтенасыщенного интервала, вследствие истощения энергетического потенциала газонасыщенной зоны.

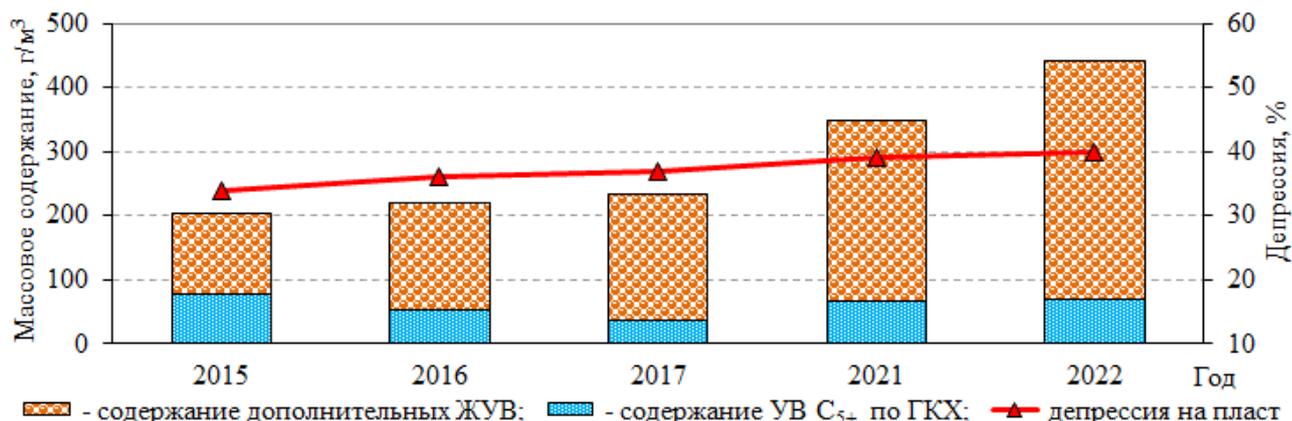


Рис. 2. Динамика содержания дополнительных ЖУВ по скв. 62

Влияние дополнительного притока ЖУВ на эксплуатационные характеристики скважины подтверждается также по результатам оценки параметра продуктивности, представляющего собой ретроспективную оценку изменения дебита газа сепарации при условии выбора значения создаваемой квадратичной депрессии в качестве константы, принятой для текущих условий. В данном случае изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений «а» и «b» характеризует совокупное влияние технологических факторов эксплуатации скважины, свойств зоны дренирования и насыщающего ее флюида. На рис. 3 представлена динамика продуктивной характеристики скв. 62 и 129 Югидского НГКМ в зависимости от содержания ЖУВ.

В период с 2014 по 2022 гг. содержание дополнительного притока ЖУВ по скв. 62 увеличилось с 92,7 до 373,2 г/м³, при этом величина коэффициента фильтрационного сопротивления «а», характеризующего потери на преодоление вязкостного трения, возросла с 0,57 до 2,13 (МПа·сут)/тыс. м³ [2].

По скв. 129, дополнительно с этим, проявляется также прямая зависимость влияния содержания ЖУВ на коэффициент «b», отвечающий за инерционную составляющую фильтрационных потерь. Этот фактор связан с малой скоростью фильтрации газового потока, что обусловлено сужением общего интервала поступления газа вследствие перекрытия части

его газонасыщенного интервала столбом нефти, поступающей из вскрытого нефтенасыщенного интервала.

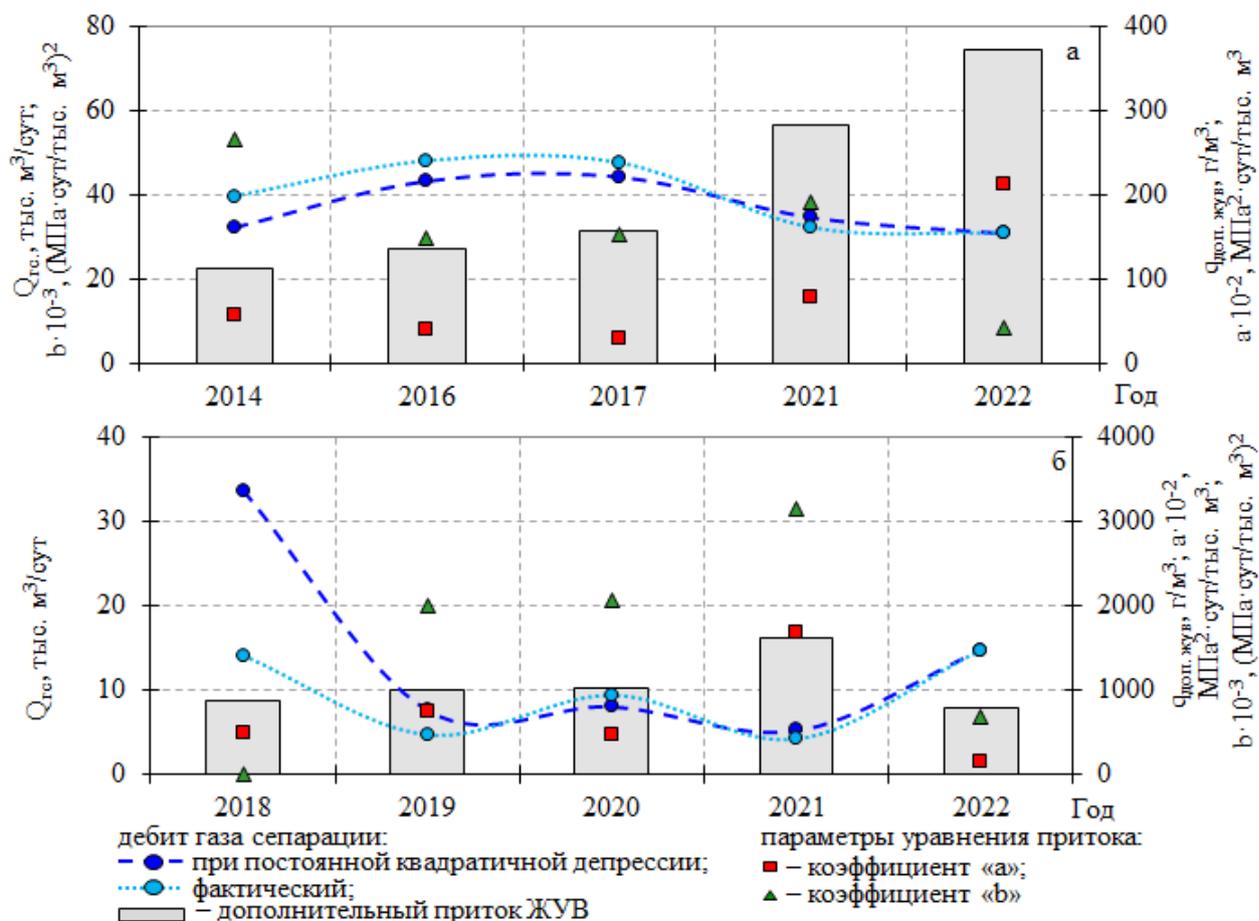


Рис. 3. Динамика продуктивности по скв. 62 (а), 129 (б)

Исходя из анализа результатов промысловых исследований газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скважин залежи в девонских отложениях Югидского НГКМ установлены следующие зависимости:

- увеличение содержания УВ C_{5+} по мере истощения энергетического запаса газонасыщенной зоны залежи;
- влияние величины создаваемой депрессии на величину содержания УВ C_{5+} для нефтегазоконденсатных скважин;
- взаимосвязь в изменении содержания поступающих жидких УВ и фильтрационных свойств дренируемого объекта.

Существующие особенности эксплуатации скважин залежи в девонских отложениях Югидского НГКМ, характеризующихся истощением энергетического потенциала газонасыщенной зоны залежи и проявлением жидкостных притоков, необходимо учитывать при определении газоконденсатной и продуктивной характеристик скважин, а также при анализе полученных результатов.

Библиографический список:

1. Обобщение результатов мониторинга газоконденсатной и продуктивной характеристик по разрабатываемым месторождениям за 2021 г.: отчет по договору № 01/АВТОР-НАДЗ/0254: этап 3: в 2 кн. / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; рук. Д.В. Игумнов. – Ухта, 2021. – Кн. 1. – 91 с.;
2. Обобщение результатов мониторинга газоконденсатной и продуктивной характеристик по разрабатываемым месторождениям за 2022 г.: отчет по договору № 01/АВТОР-НАДЗ/0257: этап 3: в 2 кн. / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; рук. Д.В. Игумнов. – Ухта, 2022. – Кн. 1. – 85 с

Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии

Шептухин А. В.¹, Жарикова Н. Х.¹, Савенок О. В.¹, Горпинченко А. Н.²

¹ - «Санкт-Петербургский горный университет», г. Санкт-Петербург, Россия

² - ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент», г. Новый Уренгой, Россия

Определение участка газопровода, наиболее подверженного углекислотной коррозии.

Ранее нами рассмотрено [1-4], что при разработке ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения подземное скважинное оборудование изготовлено из коррозионностойкой стали Cr13 и не подвергается воздействию углекислотной коррозии; фонтанная арматура изготовлена в коррозионностойком исполнении К1 (с наплавкой стали типа X25N13); трубопроводы обвязки скважин и фасонные элементы изготовлены из стали 09Г2С, не стойкой к углекислотной коррозии.

Сырой газ от фонтанной арматуры скважин с устьевым давлением 16,23-22,63 МПа и температурой 33-45 °С по выкидным линиям ГС1 114×18 мм и ГС2 114×8 мм (после Зд7.11) поступает в общий газосборный коллектор ГС2 219×14 мм, по которому транспортируется на территорию УКПГ-22.

Ввиду высоких устьевых давлений при обустройстве второго лицензионного участка ачимовских отложений реализована схема двухступенчатого дросселирования потока: с помощью углового регулятора давления (УРД), смонтированного на фонтанной арматуре, и осевого регулятора давления, расположенного перед входом в газосборный коллектор. В начале куста скважин размещается (запорно-регулирующая арматура (ЗРА) и модуль обвязки скважин (МОС)). Все выкидные линии скважин заводятся на площадку и подключаются к замерно-регулирующим линиям, которые защищают шлейфа от превышения рабочего давления, 16 МПа. Осевым клапаном-регулятором давления производится снижение давления газа до величины $P_{\text{раб}} = 14,2-14,4$ МПа.

Для обеспечения защиты от коррозии газосборной сети производится постоянная подача раствора ингибитора коррозии (РИК) с расходом 0,21 г/1000 м³. Однако это не обеспечивает полноценной защиты всей системы сбора газа, поскольку подача РИК производится по проектным метанолопроводам из насосной УКПГ. Место врезки метанолопровода в газопровод находится на участке ГС2. Таким образом, участок газопровода от углового регулятора давления фонтанной арматуры до узла ввода РИК остаётся незащищённым (рис. 1).

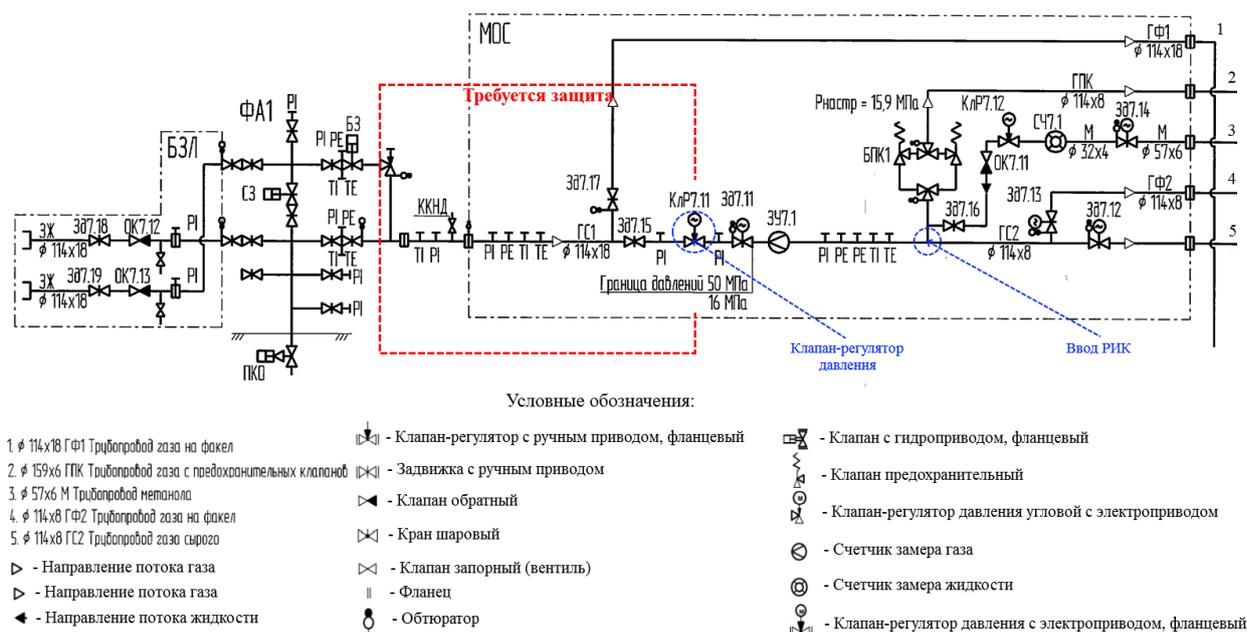


Рис. 1 – Схема обвязки скважины, выделение незащищённого участка трубопровода

В то же время линия ГС1 более подвержена воздействию углекислотной коррозии в связи с более высокой температурой и парциальным давлением CO_2 , конденсацией влаги (из-за перепада температур) (рис. 2).



Рис. 2 – Участок трубопровода после УРД и следы коррозии по нижней образующей после двух лет эксплуатации (УРД был открыт на 10-20 %)

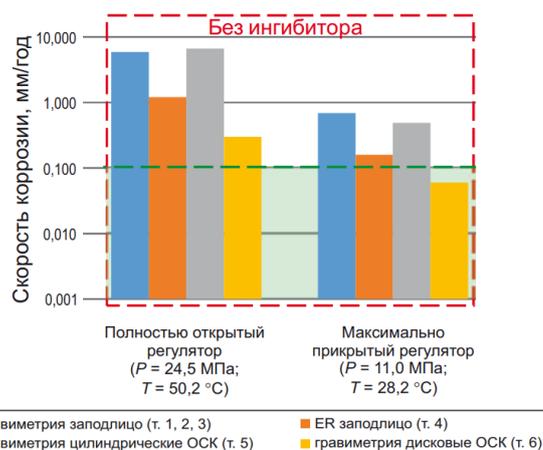


Рис. 3 – Результаты коррозионных испытаний

На участке трубопровода от УРД до регулятора давления осевого типа могут поддерживаться технологические параметры в широком диапазоне – рабочее давление от 16,23 до 35,0 МПа, температура от 30 до 70 °С (таблица 1).

Таблица 1 – Нормы технологических режимов кустов скважин

Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Допускаемые пределы параметров	
	min	max
Давление на выходе от скважины до регулятора давления, МПа	16,23	35,0
Температура на выходе от скважины до регулятора давления, °С	30	70
Давление на выходе от скважины после регулятора давления, МПа	14,2	14,3
Температура на выходе от скважины после регулятора давления, °С	25	60
Расход газа скважины, тыс. ст. м ³ /сут.	38	470,4

Дросселирование пластовой смеси с помощью УРД осуществляется посредством изменения проходного сечения регулятора, в результате чего изменяется скорость потока. В работе [5] установлено, что вне зависимости от степени открытия УРД на внутренней поверхности трубопровода обвязки присутствуют участки с высокими значениями касательных напряжений на стенке (КННС), на которых не обеспечиваются благоприятные условия для формирования ингибиторной плёнки, поскольку механические силы превышают силы связи адсорбированных молекул ингибитора с поверхностью. Это приводит к развитию интенсивной локальной коррозии (рис. 3). При отсутствии ингибиторной защиты и высоких значениях КННС продукты коррозии непрерывно удаляются и свежая поверхность металла подвергается воздействию среды, что также приводит к повышению локальной скорости коррозии [6, 7].

Согласно СТО Газпром 9.3-011-20111 «Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования» при превышении скорости коррозии 0,1 мм/год эксплуатационные условия считаются коррозионно-агрессивными и требуют принятия мер противокоррозионной защиты.

Моделирование углекислотной коррозии в подземном и наземном оборудовании скважин

Для моделирования углекислотной коррозии в ПО «PIPESIM» была построена модель S-образной газоконденсатной скважины, вскрывающей ачимовские отложения (рис. 4). В качестве исходных данных использовался компонентный состав газоконденсатной смеси, пластовые температура и давление, дебит скважины и депрессия на пласт.

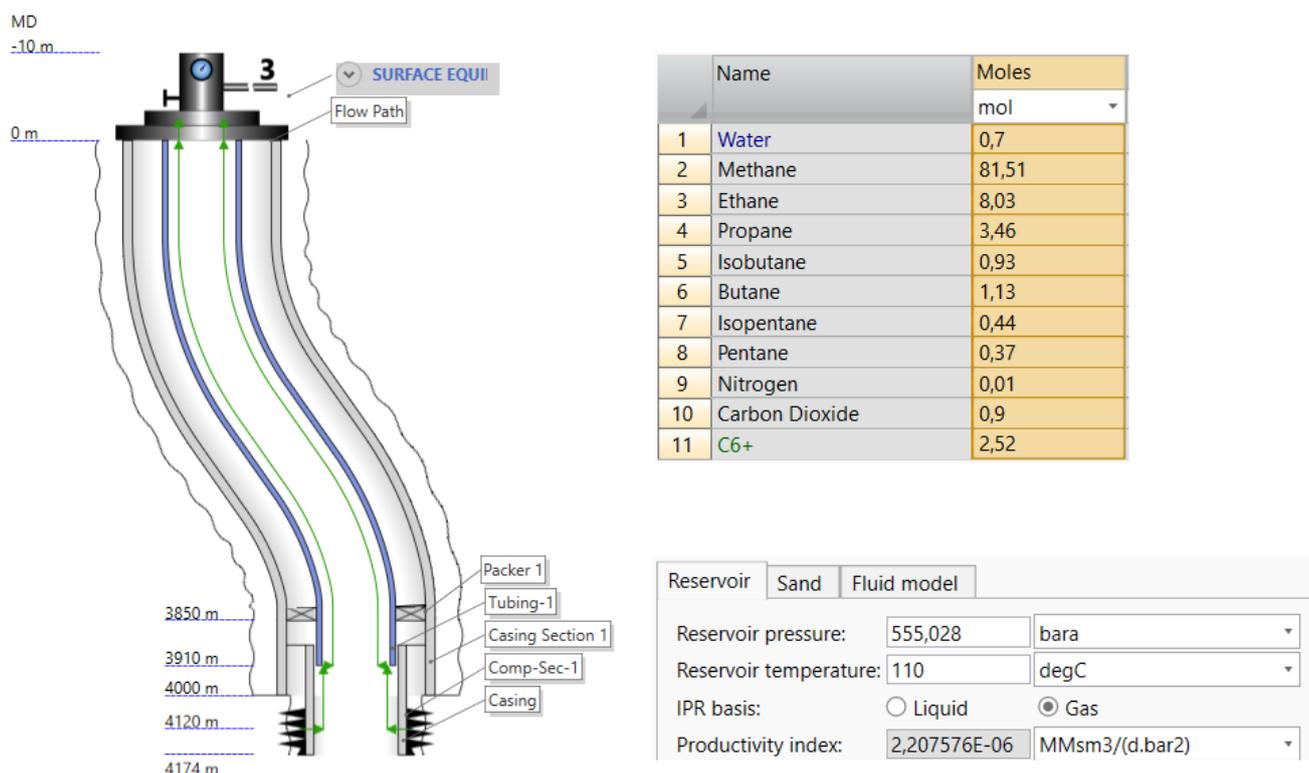


Рис. 4 – Модель газоконденсатной скважины в ПО «PIPESIM»

Для моделирования фазового поведения многокомпонентной углеводородной смеси использовалось уравнение состояния Пенга – Робинсона. Был построен график изменения скорости коррозии по стволу скважины. Из рисунка 5 видно, скорость коррозии увеличивается с уменьшением глубины, несмотря на уменьшение температуры и давления. Это связано с тем, что для вычисления скорости коррозии программа использует модель De Waard – Lotz – Dugstad (1995). Данная модель помимо термобарических параметров учитывает также содержание воды в жидкой фазе, необходимой для протекания углекислотной коррозии. Из рисунка 6 видно, что содержание воды при движении по стволу скважины всё время увеличивается.

Данная модель не учитывает материал изготовления НКТ, поэтому вычисленная скорость коррозии превышает допустимые 0,1 мм/год. Также в данном программном обеспечении можно рассчитать только общую скорость коррозии, скорость локальной коррозии оценить невозможно.

Для предварительной оценки прогнозируемой скорости коррозии участка ГС1 используется уравнение Де-Варда – Миллиамса, которое описывает влияние температуры и содержания CO₂ на скорость углекислотной коррозии:

$$\lg KP = 6,467 - \frac{1710}{273 + t} + 0,67 \cdot \lg P_{CO_2},$$

где KP – коррозионный расход (г/(м² · ч)) в условном пересчёте на скорость коррозии, мм/год; t – температура, °C; P_{CO_2} – парциальное давление углекислого газа, МПа.

В качестве рассматриваемых диапазонов давления и температуры использовались нормы технологических режимов кустов скважин (таблица 1). Парциальное давление углекислого газа вычислено на основе его мольного содержания в пластовом газе (рис. 7).

Долговечность (срок службы) технологических трубопроводов при скорости коррозии 0,1 мм/год и их отбраковочные толщины стенок указаны в таблице 2.

Согласно технологическому режиму параметры работы скважин указаны в таблице 3.

Таблица 2 – Долговечность трубопроводов

Труба, мм	Срок службы, лет	Отбраковочная толщина, мм
114×8 В09Г2С ГОСТ 8731-74	23	4,7
114×18 В09Г2С ГОСТ 8731-74	66	12,0
219×14 В09Г2С ГОСТ 8731-74	48	9,0

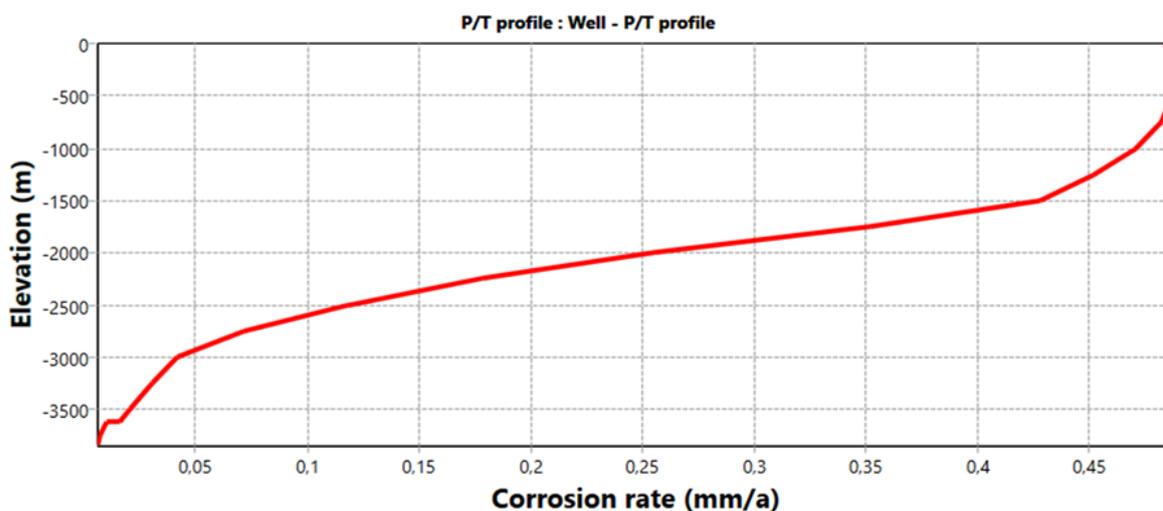


Рис. 5 – Зависимость скорости коррозии от глубины

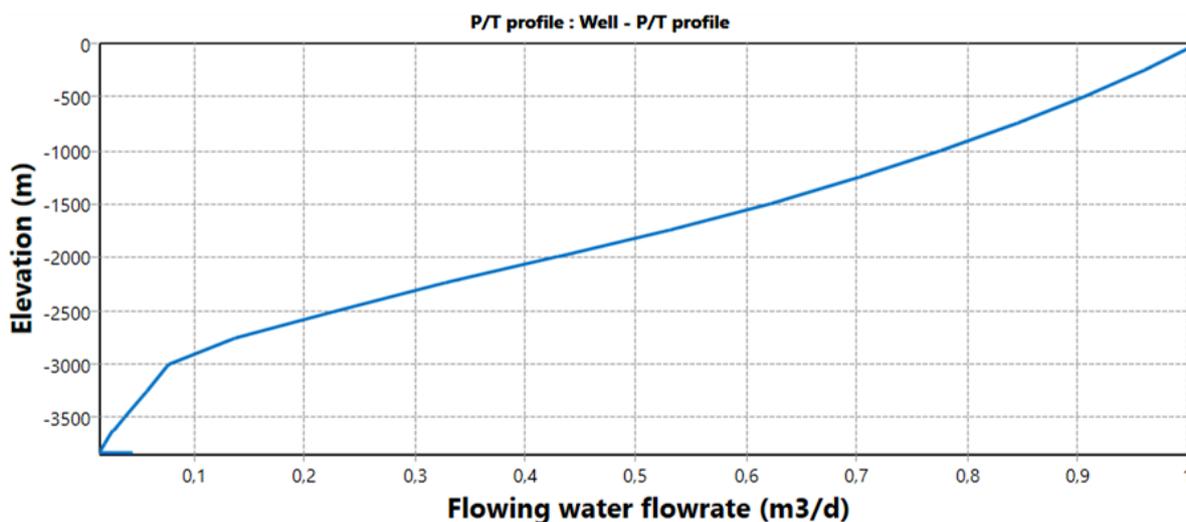


Рис. 6 – Зависимость содержания воды в пластовом флюиде от глубины

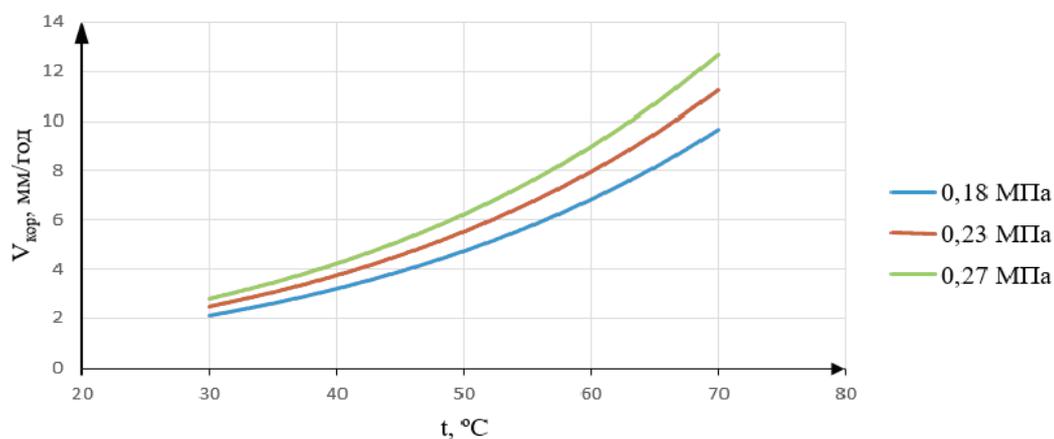


Рис. 7 – Зависимость скорости коррозии от температуры и парциального давления CO_2 на основе модели Де-Варда – Миллиамса

Таблица 3 – Термобарические параметры работы скважин

№ скважины	$P_{уст}$, МПа	$T_{уст}$, °С	$P_{пл}$, МПа	Депрессия, МПа	$Q_{плг.}$, тыс. м ³ /сут.	$Q_{нк.}$, тонн/сут.
2114	28,0	59	55,0	11,0	326	136
2124	27,2	57	55,5	10,3	229	95
2121	23,5	40	59,0	18,0	342	142
2131	29,3	53	56,5	12,7	335	139
2132	28,8	50	55,0	10,9	309	128
2093	30,0	61	57,0	11,0	362	150
2095	34,0	58	55,5	7,0	379	158
2091	24,0	34	55,5	15,0	173	72

Для скважины № 2091 с $P_{уст} = 24$ МПа и $T_{уст} = 34$ °С скорость коррозии может составить 2,8 мм/год, что превышает нормативные 0,1 мм/год, в результате чего срок службы трубопровода 114×18 составит 4 года.

Рекомендация по снижению коррозии на участке ГС1, оценка эффективности предложенного решения

Для снижения коррозионного воздействия на участок трубопровода после УРД (линии ГС1) рекомендуется замена труб из углеродистой стали 09Г2С на трубы из коррозионностойкой стали 05ХГБ и эксплуатация углового дросселя при любой степени открытия. Трубы из данной марки стали наряду с высокой коррозионной стойкостью обладают повышенным ресурсом по хладостойкости. Пониженное содержание углерода в стали повышает эффективность добавки хрома [9].

Для оценки эффективности произведено моделирование коррозии в ПО «COMSOL Multiphysics». Коррозия исследуется в произвольном положении внутри стальной трубы, через которую проходит поток растворённого в воде диоксида углерода. Используется модель 1D. Изменения по длине трубы не рассматриваются, взаимодействие смеси со сталью ограничивается пограничным слоем вблизи поверхности стали. Толщина пограничного слоя зависит от скорости потока и диаметра трубы. Геометрия модели и физические характеристики показаны на рисунке 8. Диффузионный и турбулентный подслои варьируются и учитываются с учётом параметров массового транспорта [10, 11].

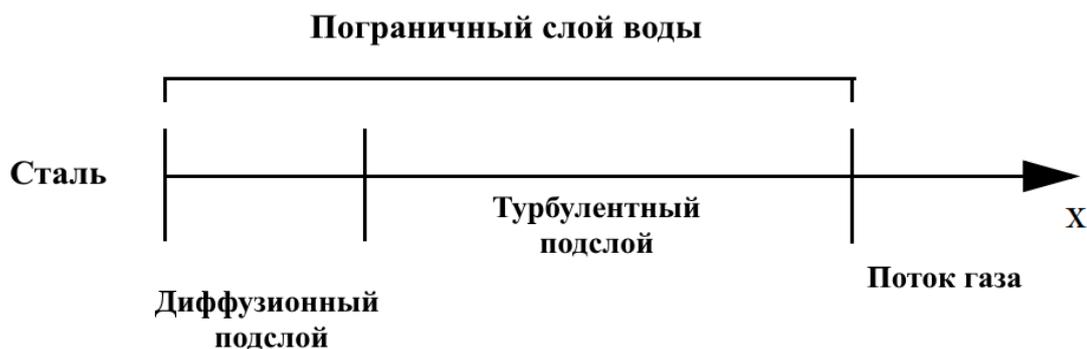


Рис. 8 – Описание пограничного слоя, прилегающего к поверхности трубы

Учитываются гидратация диоксида углерода, диссоциация воды, 3 реакции восстановления и растворение железа; в результате в модели получается семь видов реакций. Все компоненты растворены в воде, перенос массы моделируется путём диффузии. Виды компонентов и коэффициенты диффузии приведены на рисунке 9.

Турбулентный подслой моделируется путём добавления коэффициента турбулентной диффузии (зависящего от скорости потока, вязкости, плотности жидкости и расстояния от поверхности стали) к коэффициенту диффузии. На рисунке 10 представлены равновесные реакции в электролите. Электрохимические реакции на поверхности стали представлены на рисунке 11. Начальные концентрации компонентов представлены на рисунке 12.

Name	Expression	Value	Description
DCO2	1.96e-9[m^2/s]	1.96E-9 m^2/s	Diffusion coefficient of CO2
DH2CO3	2e-9[m^2/s]	2E-9 m^2/s	Diffusion coefficient of H2CO3
DHCO3	1.105e-9[m^2/s]	1.105E-9 m^2/s	Diffusion coefficient of HCO3
DCO3	0.92e-9[m^2/s]	9.2E-10 m^2/s	Diffusion coefficient of CO3
DH	9.312e-9[m^2/s]	9.312E-9 m^2/s	Diffusion coefficient of H
DOH	5.26e-9[m^2/s]	5.26E-9 m^2/s	Diffusion coefficient of OH
DFe	0.72e-9[m^2/s]	7.2E-10 m^2/s	Diffusion coefficient of Fe

Рис. 9 – Компоненты среды и коэффициенты диффузии

$H_2O(l) \rightleftharpoons H^+(aq) + OH^-(aq)$	$K_1 = 6.418 \cdot 10^{-15}$	<u>Iron dissolution</u>	$Fe(s) \rightarrow Fe^{2+} + 2e^-$
$CO_2(aq) + H_2O(aq) \rightleftharpoons H_2CO_3(aq)$	$K_2 = 2.580 \cdot 10^{-3}$	<u>Proton reduction</u>	$H^+ + e^- \rightarrow \frac{1}{2}H_2$
$H_2CO_3(aq) \rightleftharpoons H^+(aq) + HCO_3^-(aq)$	$K_3 = 1.251 \cdot 10^{-4}$	<u>Water reduction</u>	$H_2O + e^- \rightarrow \frac{1}{2}H_2 + OH^-$
$HCO_3^-(aq) \rightleftharpoons H^+(aq) + CO_3^{2-}(aq)$	$K_4 = 1.382 \cdot 10^{-10}$	<u>Carbonic acid reduction</u>	$H_2CO_3 + e^- \rightarrow \frac{1}{2}H_2 + HCO_3^-$

Рис. 10 – Равновесные реакции

Рис. 11 – Электрохимические реакции

Name	Expression	Value	Description
c_unit	1000[mol/m^3]	1000 mol/m^3	Unit activity concentration
cCO20	KCO2*PCO2*1e3[mol/m^3]	38.695 mol/m^3	Initial concentration of CO2
cH0	10^(-pH)*1e3[mol/m^3]	0.1 mol/m^3	Initial concentration of H+
cOH0	(KH2O*c_unit^2/cH0)	6.4179E-8 mol/m^3	Initial concentration of OH-
cH2CO30	KCO2H*cCO20	0.099834 mol/m^3	Initial concentration of H2CO3
cHCO30	(KH2CO3*c_unit*cH2CO30/cH0)	0.26948 mol/m^3	Initial concentration of HCO3-
cCO30	(KHCO3*c_unit*cHCO30/cH0)	3.4255E-7 mol/m^3	Initial concentration of CO3 2-
cFe0	0.017907[mol/m^3]	0.017907 mol/m^3	Initial concentration of Fe++

Рис. 12 – Концентрации компонентов

Для сравнения скорости коррозии использовался электродный потенциал металла для углеродистой и коррозионностойкой стали – 0,44 В и – 0,3 В соответственно.

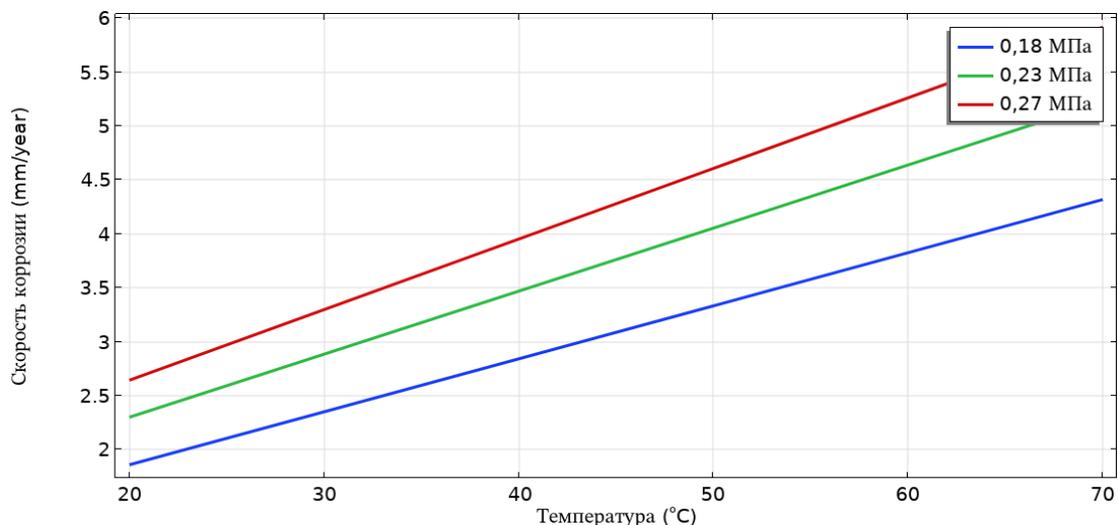


Рис. 13 – Зависимость скорости коррозии от парциального давления и температуры для стали 09Г2С

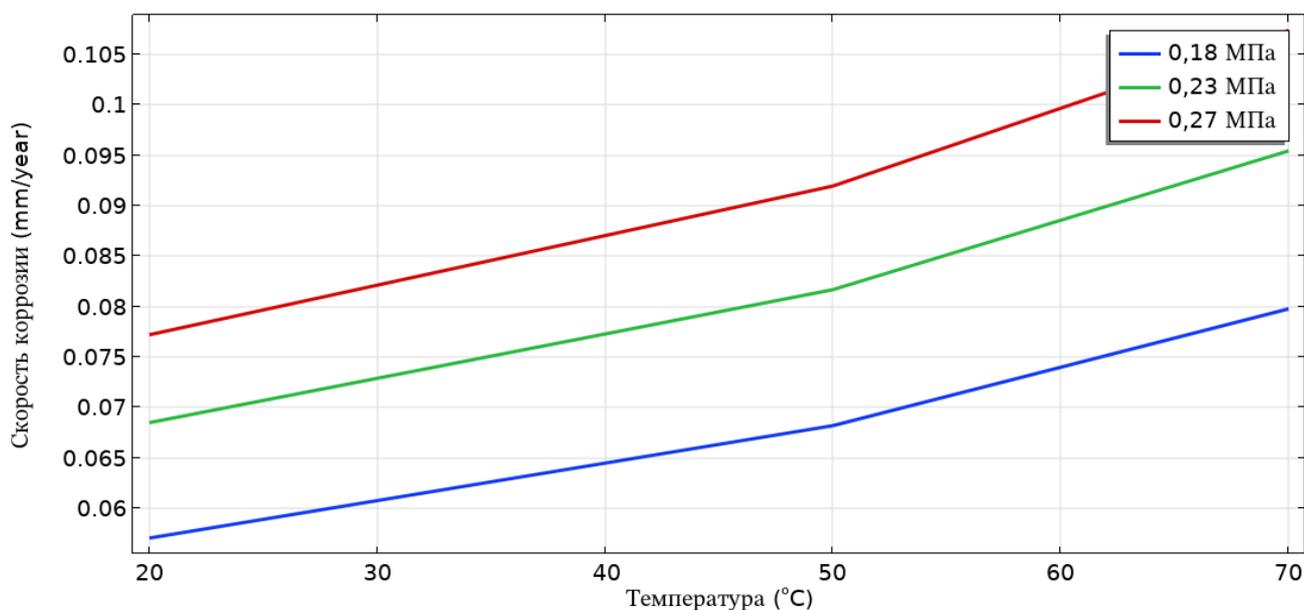


Рис. 14 – Зависимость скорости коррозии от парциального давления и температуры для стали 05ХГБ

Таким образом, на графиках 13 и 14 видно, что по мере открытия углового дросселя и увеличения давления и температуры скорость коррозии будет возрастать в связи с увеличением парциального давления углекислого газа, его растворимости в воде и понижении pH. Как уже отмечалось выше, при закрытии углового дросселя и увеличении скорости потока касательные напряжения на стенке газопровода будут возрастать, что также будет стимулировать протекание коррозии (данный фактор не учитывается при моделировании). Для условий работы скважины № 2091 скорость коррозии стали 09Г2С составит 2,8 мм/год (что совпадает со скоростью коррозии, найденной по уравнению Де-Варда - Миллиамса). При замене на трубы из стали 05ХГБ скорость коррозии составит 0,07 мм/год, что входит в пределы норматива, а также позволит эксплуатировать угловой дроссель при любой степени открытия.

Библиографический список:

1. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155-170.
2. Савенок О.В., Горпинченко А.Н., Порывкин П.П. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромыслового оборудования // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133-147.
3. Горпинченко А.Н., Савенок О.В., Порывкин П.П. Анализ проблем на начальном этапе разработки 2 участка Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: материалы Международной научно-практической конференции (15-16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). Секция «Инновационные технологии разработки и эксплуатации месторождений углеводородов». – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2022.
4. Горпинченко А.Н. Обзор и анализ современных ингибиторов, применяемых на месторождениях в условиях повышенной коррозионной активности // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 296-309.
5. Шустов И.Н. Влияние работы углового регулятора давления на техническое состояние трубопровода обвязки газоконденсатной скважины / И.Н. Шустов, В.В. Москаленко, А.Д. Юсупов [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 8 (804). – С. 78-89.
6. Пономарёв А.И., Юсупов А.Д. Оценка влияния касательного напряжения на стенке технологических трубопроводов газоконденсатного месторождения на интенсивность углекислотной коррозии // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 439-447.

7. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Самойлов М.И. Проведение исследований по измерению скорости коррозии в системе сбора газа Песцовой площади Уренгойского НГКМ // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: материалы Международной научно-практической конференции (15-16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). Секция «Инновационные технологии разработки и эксплуатации месторождений углеводородов». – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2022.
8. Кобычев В.Ф. Совершенствование системы коррозионного мониторинга объектов добычи углеводородов ачимовских отложений / В.Ф. Кобычев, И.В. Игнатов, И.Н. Шустов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3(639). – С. 54-61.
9. Кудашов Д.В. Современная высокотехнологическая сталь 05ХГБ, предназначенная для изготовления электросварных нефтегазопроводных труб повышенной стойкости к сероводородной и углекислотной коррозии / Д.В. Кудашов, И.В. Пейганович, П.П. Степанов, С.К. Мокеров, Г.В. Семернин // Развитие технологий производства стали, проката и труб на Выксунской производственной площадке: сборник трудов. – М.: Металлургиздат, 2016. – С. 293-305.
10. Nordsveen M., Nescic S., Nyborg R. and Stangeland A. A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate Films-Part 1: theory and Verification // Corrosion. – 2003. – Vol. 59. – № 5. – Pp. 443-455.
11. Nescic S., Postlethwaite J. and Olsen S. An Electrochemical Model for Prediction of Corrosion of Mild Steel in Aqueous Carbon Dioxide Solutions // Corrosion. – 1996. – Vol. 52. – № 4. – Pp. 280-294.

УДК 622.232:553.362

Влияние теплоносителя на минералогический состав пород коллекторов

Курдагия Н. Э., Шарнов А. И.

Армавирский механико-технологический институт (филиал) «Кубанский государственный технологический университет», г. Армавир, Россия

Одним из факторов, влияющих на нефтеотдачу пласта, при применении методов теплового воздействия является состав горной породы, в частности, содержание глинистых фракций в нефтяном коллекторе.

Ухудшение фильтрационных способностей пористой среды, содержащей глинистые фракции, наблюдается как при нагнетании не нагретой воды, так и пара. Однако, с повышением температуры и давления в пористой среде, набухание глинистые фракции выражается резче. Определение интервала температуры, при которой происходит указанное явление, и разработка мероприятий сравнительно улучшающих фильтрационную способность представляет практический интерес.

В горных породах, слагающих нефтеносные пласты, при высоких температурах идут процессы, которые в общем случае делятся на физические полиморфные превращения, переход из аморфного состояния в кристаллическое, укрупнение кристаллов и химические реакции соединения. Кроме того пористая среда влияет на термодинамические параметры самого водяного пара. Естественно поэтому было ожидать активной реакции нефтесодержащей пористой среды на высокие температуры, сопутствующие процессам парогидротермальной обработки пластов. Аутигенное минералообразование, наблюдаемое при этом [1], может по разному отразиться на проницаемости породы, а, следовательно, и на конечной эффективности термического воздействия на пласт. Особенно важным становится подобное изучение, если учесть, что в процессе пароинжекции пласта могут синтезироваться монтмориллониты. Последние, как известно, являются составной частью глин, типа бентонитовых, которые в водной среде сильно набухают. Синтезируясь из состава пород, слагающих нефтеносный коллектор, бентониты могут значительно снизить проницаемость породы, набухая в среде порового коллектора.

Степень снижения проницаемости породы вследствие синтеза монтмориллонитов и возможные пути предотвращения этого явления изучались в ходе имитационного моделирования на базе инструментальной среды Stratum 2000. Эксперименты проводились по данным двух коллекций (I и II) горных пород участка Зыбза и участка Южно-Карский месторождения Зыбза-Глубокий Яр Краснодарского края [2, 3]. Породы представлены в основном кварцевыми песчаниками.

Исследования включали в себя следующие этапы. Пористая среда насыщалась дистиллированной водой и при установившемся режиме фильтрации определялась начальная проницаемость. Затем в течение 7 суток проводилась обработка образцов насыщенным паром при температуре 200°C и давлении 1,6 МПа. Перепад давления в процессе пароинжекции поддерживался на уровне 0,05 МПа. По окончании паровой обработки, при температуре и давлении начального определения проницаемости образцов, вновь определяли проницаемость их при установившейся фильтрации дистиллированной воды. Результаты экспериментов представлены в таблице 1.

Эксперименты показали, что после парообработки в песке участка Зыбза обнаружилось повышенное содержание монтмориллонита, в связи с чем, проницаемость его снизилась в 1,24 раза. Снижение проницаемости в чистом кварцевом песке Южно-Карского участка можно объяснить известным эффектом растворения кварца и переходной части его в гелеобразные пленки. Объяснение подобному расхождению следует искать, по-видимому, в исходном минералогическом составе песков. Песок Южно-Карского участка до обработки был представлен почти чистым кварцем, а потому после его пароинжекции обнаружались лишь следы монтмориллонита.

Таблица 1 – Изменение проницаемости породы при закачке теплоносителя в пористую среду

Порода	Минералогический состав. Проницаемость $1,01972 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$			
	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки
При обработке образцов паром				
Кварцевый песок участка Зыбза	Кварц, полевой шпат, гипс, СаСО ₃ , каолинит	Кварц, полевой шпат, гипс, СаСО ₃ , каолинит, монтмориллонит	30,53	24,64
Кварцевый песок участка Южно-Карский	Кварц с незначительными примесями других минералов	Кварц, следы монтмориллонита	21,65	20,62
При обработке образцов паром с добавкой гидроокиси аммония				
Кварцевый песок участка Зыбза	Кварц, полевой шпат, гипс, СаСО ₃ , каолинит	Кварц, полевой шпат, гипс, СаСО ₃ , каолинит, следы монтмориллонита	30,45	27,31
Кварцевый песок участка Южно-Карский	Кварц с незначительными примесями других минералов	Кварц с незначительными примесями других минералов	23,68	23,63

В исходном состоянии кварцевого песка участка Зыбза присутствовали также каолинит, полевой шпат, гипс, СаСО₃. Перечисленные минералы сохранились и в составе обработанного паром песка, причем в отличие от конечного состава Южно-Карского песка, в песке Зыбза обнаруживаются не следы монтмориллонита, а его заметное присутствие. Значительное снижение проницаемости песка Зыбза, следовательно, вызвано большим количеством образованного монтмориллонита, а также присутствием каолинита.

Для предотвращения образования монтмориллонита в процесс паровой обработки пласта могут быть использованы соответствующие реагенты, и в частности, гидроокись аммония. Поэтому были поставлены эксперименты, идентичные изложенным выше, но в пар вводился исследуемый реагент. Оптимальная весовая концентрация гидроокиси аммония в паре составила 1,5% (в пересчете веса пара на вес конденсата). Данные, приведенные в таблице, показывают, что введенный в пар реагент предотвратил образование следов монтмориллонита в кварцевом песке Южно-Карского участка, так что проницаемость его после обработки практически не изменилась. В песке участка Зызба по-прежнему наблюдаются следы монтмориллонита, хотя степень снижения проницаемости (на 9%) с добавкой реагента в этом случае ниже, чем при обработке песка чистым паром (на 19%).

Таким образом, гидротермическое воздействие на нефтяные пласты представляет собой весьма сложный процесс. Наряду с положительными факторами: снижение вязкости нефти; переход потенциальной энергии, испаряющихся из нефти легких углеводородов в кинетическую энергию давления; снижение поверхностного натяжения; уменьшения капиллярного эффекта; возникновение сил теплового расширения нефти существуют и отрицательные, в частности, синтез глинистых фракций и синтез монтмориллонита. Проведенные исследования показывают, что подбор реагентов и их концентрация в паре должны осуществляться с учетом исходного минералогического состава породы пласта, выбранного в качестве объекта паротепловой обработки.

Библиографический список:

1. Геологический словарь. – М.: Недра, 1973. Т.1, 2. - 473 с.
2. Антониади Д. Г. Пароциклические обработки призабойной зон в нефтяных скважинах / Д. Г. Антониади. – Краснодар: Совет Кубань. 2005. – 272 с.
3. Антониади Д. Г. и др. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов – Краснодар: «Советская Кубань», 2000.– 464 с.

УДК 622.27

Кислотная композиция для разрушения кольматантов на поверхности противопесочных фильтров

Рогов Е. А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

В процессе отбора газа из сеноманских газовых залежей, а также при эксплуатации скважин на подземных хранилищах газа (ПХГ), созданных в слабосцементированных водоносных пластах, призабойная зона которых оборудована противопесочными фильтрами, наблюдается снижение производительности скважин с течением времени, что связано с кольматацией фильтров. Это явление наблюдается даже на тех скважинах, где в процессе заканчивания или ремонта были применены современные эффективные технологии, а также качественные оборудование и материалы, что существенно снижает вероятность механической кольматации фильтров в процессе проведения работ и свидетельствует о физико-химическом происхождении кольматанта.

Извлеченные из скважин при проведении ремонтных работ противопесочные фильтры в ряде случаев оказываются полностью покрытыми слоем кольматанта – толстой плотной коркой.

На рисунке 1 представлен типовой вид закольматированного противопесочного фильтра.

Типовой вид кольматанта, отобранного с наружной стороны противопесочного фильтра представлен на рисунке 2. На внутренней стороне образца кольматанта (вид б) отчетливо видны отпечатки щелей рубашки фильтра.

Одним из эффективных методов, направленных на восстановление проницаемости ПЗП и разрушения кольматантов на поверхности противопесочных фильтров, является применение кислотных композиций на основе фосфорносодержащих комплексонов.



Рис. 1 – Типовой вид закольматированного противопесочного фильтра.

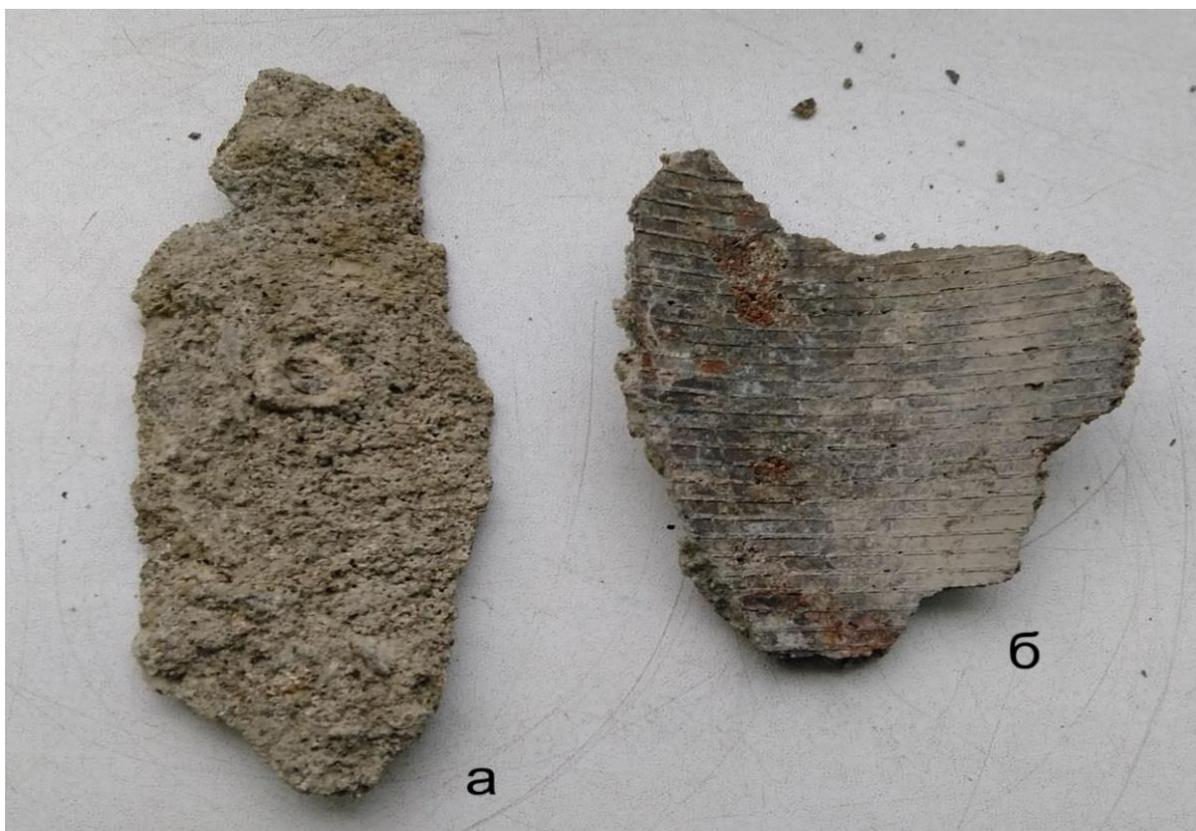


Рис. 2 – Типовой вид кольматанта (внешняя «а» и внутренняя «б» стороны).

Эффективность применения фосфорносодержащих комплексонов обусловлена способностью разрушать кольматанты на поверхности фильтров, а также предотвращать образование труднорастворимых осадков [4, 5].

При выборе кислотной композиции следует исходить из того, что, прежде всего, она должна обеспечивать следующие основные функции [6 - 9]:

- обладать высокой реакционной способностью по отношению к кольматантам образовавшимся на поверхности фильтров;
- при взаимодействии с составляющими скелета горной породы не образовывать продуктов реакции, приводящих к снижению проницаемости ПЗП;
- оказывать минимальное коррозионное воздействие на подземное скважинное оборудование;
- быть технологичной, нетоксичной и пожаро-взрывобезопасной при проведении ремонтных работ.

Кроме того, кислотная композиция на основе фосфорносодержащих комплексонов должна эффективно растворять (при отсутствии кварцевой составляющей) или диспергировать кольматанты на поверхности противопесочных фильтров, включающий минеральные отложения, состоящие из солей угольной и серной кислот (карбонаты, сульфаты) и различные типы глин.

При разработке рецептуры кислотной композиции учитывалось следующее:

- карбонатный и сульфатный кольматанты могут образовываться на поверхности фильтра и в ПЗП в процессе эксплуатации скважины, как результат протекания физико-химических процессов в призабойной зоне вследствие взаимодействия пластовой воды, породы пласта-коллектора и компонентов технологических жидкостей, а также протекания электрохимических процессов на поверхности фильтра в присутствии пластовой воды и компонентов технологических жидкостей, что дополнительно связано с наличием разнородных материалов в конструкции некоторых фильтров, способных образовывать гальванический элемент в присутствии электролита;
- глинистый кольматант может образовываться на поверхности фильтра и в ПЗП в процессе ее эксплуатации скважины, как результат диспергирования и гидратации пластовой глины вследствие использования технической воды, а также глинистого раствора или иных технологических жидкостей без ингибиторов гидратации глины;
- смешанный кольматант, представляющий собой, как правило, смесь в равно-пропорциональных количествах глинистых частиц, карбонатов и сульфатов двухвалентных металлов, образуется при совпадении перечисленных двух выше условий в призабойной зоне.

В результате проведенных исследований разработана кислотная композиция, состав которой представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Состав кислотной композиции

Компонент	Наименование	Концентрация, % масс.
Комплексообразующее вещество (хелат)	Нитрилотриметил фосфоновая кислота	20,0
Поверхностно-активное вещество	Альфа олефинсульфонат натрия	1,5
Реагент для повышения рН (щелочной реагент)	Гидроксид натрия	5,0
Пеногаситель	Полиметилсилоксан	0,3
Растворитель	Вода	73,2

В таблице приведены конечные массовые концентрации отдельных компонентов кислотной композиции, которые указываются в паспорте качества или сертификате соответствия, в случае их закупки на специализированных предприятиях.

Библиографический список:

1. Крылов В.И., Крецул В.В., В.М. Гимазетдинов. Основные факторы, влияющие на загрязнение продуктивных пластов, и разработка рекомендаций по повышению продуктивности скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. - 2015. - № 12. - С. 31 - 36.
2. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов на подземных хранилищах газа//Нефтепромысловое дело. - 2016. - № 5. - С. 34-36.
3. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для глушения скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2017. - № 12. - С. 22 - 23.
4. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. Комплексоны и комплексонаты металлов. – М.: Химия, 1988. – 544 с.
5. Рогов Е.А. Исследование эффективности воздействия комплексонов на восстановление проницаемости продуктивных горизонтов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2022. - № 10. - С. 48 - 52.
6. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – М.: 2011. – 125 с.
7. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565 с.
8. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. – 2015. - № 9. - С. 17 - 21.
9. Рогов Е.А. Выбор состава технологической жидкости для очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований // Нефтепромысловое дело. – 2014. - № 10. - С. 41- 43.

УДК 622.276

Подбор оптимального состава водогазовых смесей для реализации технологии водогазового воздействия

Горелкина Е. И.

Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия

В мировой практике добычи жидких и газообразных углеводородов технология нестационарного заводнения залежей направлена как на поддержание пластового давления, так и на повышение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи нефти. Безусловно, столь широкому и успешному применению технология заводнения обязана собственной технологичности при реализации, а также дешевизне и доступности в больших объёмах закачиваемого в пласт воды [1-4]. Наряду с высокой эффективностью, технология нестационарного заводнения создаёт серьёзные проблемы в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проблемы имеют как природное, так и техногенное происхождение, приводящее преждевременному прорыву закачиваемой или пластовой воды к добывающим скважинам с последующим обводнением их продукции, что в свою очередь провоцирует образование застойных и слабодренируемых зон. Следует отметить, что установление источников, причин и последствий высокой обводненности продукции скважин является непростой задачей, и не всегда удаётся эффективно бороться с этими проблемами [5].

С целью совершенствования технологии заводнения в воду добавляют различные агенты. Водогазовое воздействие предполагает добавление к воде такого агента как газ, а закачка в виде водогазовой смеси позволяет увеличить зону охвата пласта воздействием и, соответственно, увеличить эффективность довытеснения остаточных запасов. Однако многочисленные вопросы, связанные с внедрением ВГВ на промыслах, недостаточно изучены.

Для успешного внедрения метода на промысле необходимо решить ряд следующих вопросов:

- какое техническое решение необходимо применить для получения и закачки смеси в пласт;
- какой источник воды выбрать для обеспечения необходимого состава смеси;

- какое необходимое значение газосодержания (рациональное газосодержание) смеси (в пластовых условиях) позволит получить максимальное довытеснение;
- какой источник газовой фазы выбрать для получения необходимого объёма смеси с рациональным газосодержанием.

Опыт внедрения метода на отечественных и зарубежных промыслах указал на основные недостатки при практической реализации метода. Они связаны с невозможностью закачки в пласт стабильной смеси, т. к. в процессе движения по стволу нагнетательных скважин на смесь действуют различные факторы, приводящие к расслаиванию смеси на газ и воду. В свою очередь это приводит к осложнениям, таким как прорыв отдельных фаз по наиболее проницаемым участкам.

С целью успешного внедрения была разработана схема насосно-эжекторной системы – технического устройства, которое состоит из устройства для нагнетания воды (чаще всего насоса) эжектора – для откачки газа и дожимного насоса – для увеличения давления нагнетания водогазовой смеси. Данная система может включать ёмкость для хранения и добавления ПАВ, что позволяет увеличивать стабильность водогазовой смеси. В [2] приведён литературных обзор опыта реализации ВГВ, из которого очевидно, что предложенная система является наиболее эффективным вариантом, который позволяет закачивать смеси в широком диапазоне эксплуатационных параметров (что непосредственно влияет на успешность метода). Принципиальная схема устройства предложена на рис. 1.

Однако существенное увеличение давления нагнетания относительно пластового давления невозможно ввиду вероятности автогидро разрыва пласта, также это нецелесообразно с технической точки зрения. Поэтому многочисленные исследования направлены на разработку технологии получения водогазовых смесей с подавленной коалесценцией.

В [6] представлен обзор исследований свойств водогазовых смесей различного состава в процессе их перекачки по каналам различных параметров, а также механизмов взаимодействия газовых пузырьков в жидкостях. Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что наиболее перспективной является технология получения микророзодышей – пузырьков газа в жидкости с диаметрами, при которых взаимодействие газовых пузырьков аналогично взаимодействию твёрдых частиц. Однако в данный момент такая технология требует многочисленных достаточно дорогостоящих исследований.

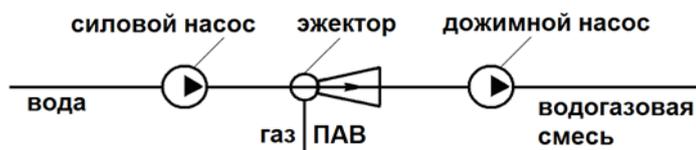


Рис. 1 – Принципиальная схема насосно-эжекторной системы [2]

Поэтому для промышленного внедрения метода предлагается реализовывать комплекс исследований с целью подбора наиболее оптимального состава водогазовой смеси, который будет учитывать промысловые условия.

Данные исследования предполагают применение воды, которая будет характеризоваться определённым минерализационным составом. Как известно, существуют химические вещества, которые способствуют подавлению коалесценции. И для каждого такого вещества есть диапазон концентраций, в пределах которого увеличение концентрации усиливает данный эффект. Однако при превышении правой границы данного диапазона эффект подавления коалесценции срывается [6]. На Самодуровском месторождении в качестве источника воды применялась пластовая вода самого месторождения. Как описано в [7] «сама природа помогла внедрению водогазового воздействия на Самодуровском месторождении».

Однако не всегда удаётся применить воду, состав которой позволит реализовать ВГВ с подавленной коалесценцией. В тех случаях, когда это невозможно, необходимо проводить лабораторные исследования по методике [8]. Согласно данной методике эксперименты проводятся на ядрах с моделированием пластовых условий. Используются ПАВ различных химических составов и концентраций. В качестве результатов получают данные о кратности и устойчивости исследуемых

ПАВ. Далее строят зависимости свойств реагентов от концентрации. Для исследуемых ПАВ есть определённые диапазоны концентраций, в которых исследуемые ПАВ показывают наилучшие пенообразующие свойства.

Далее необходимо вычислить рациональное газосодержание смеси. Для этого с моделированием пластовых условий рекомендуется провести эксперименты по вытеснению запасов из образцов керна водогазовыми смесями различного газосодержания. Чаще всего наиболее оптимальное газосодержание $\beta_{пл}$ стремится к значению 20 %. Важно, что именно соотношение долей воды и газа в смеси является фактором, который влияет на правильность выбора и концентрации ПАВ.

Не менее актуальным вопросом является влияние состава водогазовой смеси на развиваемые насосно-эжекторной системой характеристики. При добавлении электролитов, подавляющих коалесценцию, в диапазоне рациональных минерализаций, улучшаются напорные и энергетические характеристики эжектора [9]. Развиваемый дожимным насосом напор также усиливается, т. к. в составе смеси снижается содержание свободного газа и его вредное влияние, соответственно [9].

Для определения влияния состава водогазовой смеси с добавлением различных ПАВ на характеристику дожимного насоса проведены лабораторные исследования. Использовались ПАВ различных составов и концентраций. Эксперименты проводились на пресной воде при перекачке водогазовых смесей с различными газосодержаниями на входе в насос. В качестве насоса был выбран насос ЭЦН5А-100. На рис. 2 проиллюстрированы зависимости развиваемого насосом давления от состава перекачиваемых смесей (газосодержания, химического состава и концентрации ПАВ). Увеличение входного газосодержания снижает развиваемое давление, однако увеличение концентрации ПАВ существенно улучшает характеристику. Зависимости нелинейны, и для каждого типа ПАВ существует определённый диапазон концентраций, при увеличении концентрации в пределах диапазона характеристика улучшается, далее режим срывается, и резко снижается развиваемое насосом давление.

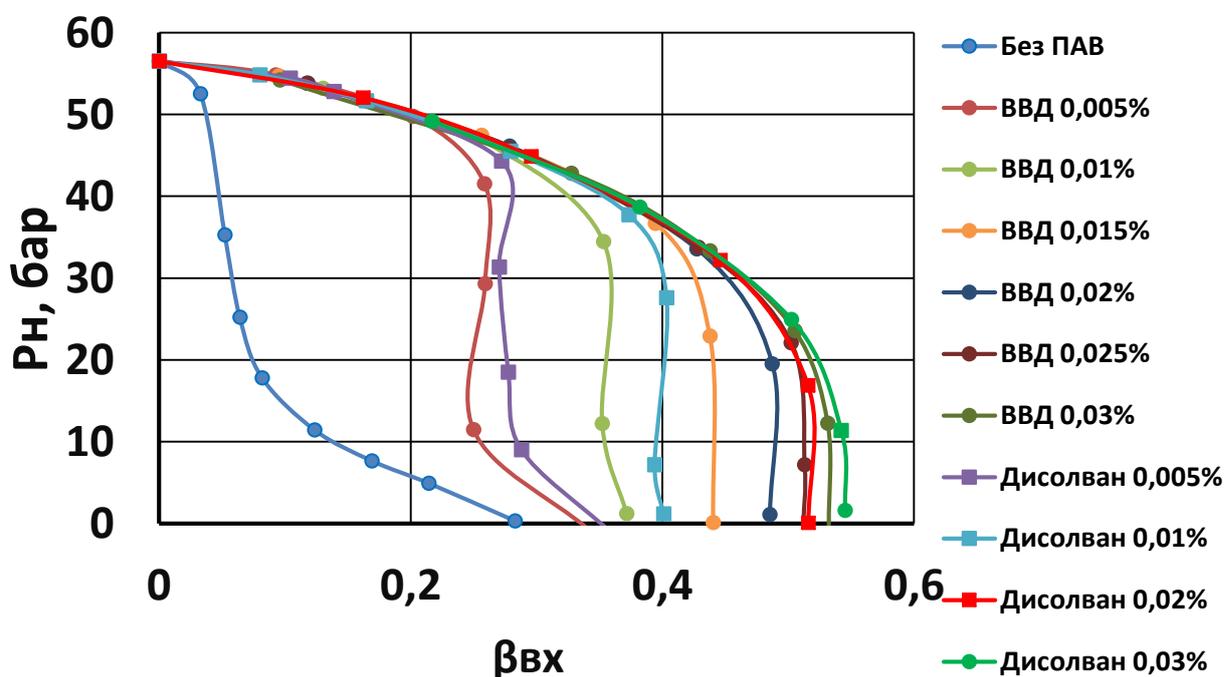


Рис. 2 – Зависимости развиваемого насосом давления от состава перекачиваемых смесей

Выводы:

- насосно-эжекторные системы являются техническим решением, которое применимо в широком диапазоне промышленных условий для реализации водогазового воздействия;
- для эффективного внедрения метода рекомендуется проводить серию экспериментов с целью определения состава водогазовой смеси, который позволит максимально эффективно эксплуатировать насосно-эжекторную систему и повысить коэффициент вытеснения нефти.

Полученные результаты позволят расширить область применения технологии.

Библиографический список:

7. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 4. – С. 38-43. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-38-43 Текст: непосредственный.
8. Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Научкам о Земле: тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах. Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Москва, МГРИ, 31.03.2022-01.04.2022. С. 85-89. Текст: непосредственный.
9. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения / А.Х. Шахвердиев, Ю.В. Шестопалов, И.Э. Мандрик, С.В. Арефьев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 118-123. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-118-123 Текст: непосредственный.
10. Шахвердиев А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 58-63. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-58-63 Текст: непосредственный.
11. Шахвердиев А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 44-48. Текст: непосредственный.
12. Горелкина Е.И. Исследование подавления коалесценции газовых пузырьков и его влияния на работу дожимного насоса в составе насосно-эжекторной системы при откачке водогазовых смесей // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – № S2. – С. 33-47. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI200743> Текст: непосредственный.
13. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Увеличение КИН: Водогазовое воздействие на пласт. Опыт эксплуатации насосно-эжекторной системы и пути совершенствования технологии ВГВ // Электронный журнал «Neftegaz.ru». – 2017. – № 7. – С. 70-77. Текст: электронный.
14. Подготовка к внедрению водогазового воздействия на опытном участке ПАО «ТАТНЕФТЬ» / Н.А. Князева, А.Н. Береговой, М.Р. Хисаметдинов, В.Н. Калинин, А.Н. Дроздов, Е.И. Горелкина // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – № S2. – С. 19-27. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI200737> Текст: непосредственный.
15. Study of suppression of gas bubbles coalescence in the liquid for use in technologies of oil production and associated gas utilization / A.N. Drozdov, N.A. Drozdov, N.F. Bunkin, V.A. Kozlov // В сборнике: Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. 2017. С. 187741.

УДК 622.276.4

Определение коэффициентов в уравнении Барнеа-Мизрахи для определения вязкости нефти

Дроздов А. С., Леонтьев С. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

При проектировании трубопроводов и технологических установок подготовки пластовой продукции одним из основных, необходимых для расчетов, параметров является вязкость водонефтяной эмульсии.

На практике не всегда представляется возможность экспериментально определить вязкость и физико-химические параметры перекачиваемых нефтей, а также получить эти значения при разных внешних условиях. При этом для описания вязкости водонефтяной эмульсии используют эмпирические зависимости. В некоторых из которых присутствуют коэффициенты, которые определяются опытным путем. В данной работе описаны методики определения коэффициентов уравнения Барнеа-Мизрахи, а также проверка точности уравнения при описании водонефтяных эмульсий нефтей Западной Сибири.

Уравнение Барнеа-Мизрахи [1,2]:

$$\mu_{\text{эмул}} = \mu_{\text{н}} \exp \left[\frac{K_1 * V_f}{1 - K_2 * V_f} \right], K_1 = 5/3, K_2 = 1 \quad (1)$$

где $\mu_{\text{эмул}}$ – вязкость водонефтяной эмульсии; $\mu_{\text{н}}$ – вязкость безводной нефти; V_f – объемная доля дисперсной фазы; K_1, K_2 – постоянные, которые определяются экспериментальным методом.

В литературе [1] встречаются уже рассчитанные коэффициенты, значения которых приведены в формуле (1). Для построения модели используем вязкость Верхне-Салымского месторождения:

Таблица 1. Экспериментальные значения вязкость водонефтяной эмульсии нефти Верхне-Салымского месторождения.

Доля воды в эмульсии, V_f	Температура $T, ^\circ\text{C}$					
	0	10	20	30	40	50
0	73,9	52	31,9	23,5	17,7	13,1
0,1	102,9	72,5	44,4	32,7	24,7	18,2
0,137	121,6	85,6	52,5	38,6	29,2	21,5
0,2	137,3	90,2	57,2	42,5	30,4	24,3
0,25	145,7	95,7	64,6	45,8	35,3	28,5
0,3	221,8	139,3	83,4	51,6	37,4	31,5
0,4	320,2	190,2	138,7	91,4	61,4	44,8
0,5	630,4	321,8	208,1	122,8	87,8	73,4
Динамическая вязкость эмульсии $\mu_э$, сПз						

Используя известные значения коэффициентов K_1 и K_2 , рассчитаем значения вязкости эмульсии.

Среднее отклонение модели от экспериментальных данных рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{1}{n} * \sum \frac{\mu_p - \mu_э}{\mu_э} * 100; \quad (2)$$

В данном случае, оно равно 16 % и аппроксимация признается достоверной.

Преобразуем уравнение (1), примем K_2 равной 1, и учтем тот факт что $1 - K_2 * V_f = V_n$.

$$\ln \frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_{\text{н}}} = K_1 * \frac{V_f}{V_n} \quad (3)$$

где V_n – объемная доля нефтяной фазы. По экспериментальным данным построим данную зависимость. В данной зависимости уравнение прямой отображает значение изменение значения K_1 в зависимости от доли воды в эмульсии.

Таблица 2. Вязкость водонефтяной эмульсии нефти Верхне-Салымского месторождения по Уравнению Барнеа-Мизрахи.

Доля воды в эмульсии, V_f	Температура $T, ^\circ\text{C}$					
	0	10	20	30	40	50
0	73,9	52,0	31,9	23,5	17,7	13,1
0,1	88,9	62,6	38,4	28,3	21,3	15,8
0,137	96,3	67,8	41,6	30,6	23,1	17,1
0,2	112,1	78,9	48,4	35,6	26,8	19,9
0,25	128,8	90,6	55,6	41,0	30,8	22,8
0,3	151,0	106,2	65,2	48,0	36,2	26,8
0,4	224,5	158,0	96,9	71,4	53,8	39,8
0,5	391,3	275,3	168,9	124,4	93,7	69,4
Динамическая вязкость эмульсии $\mu_э$, сПз						

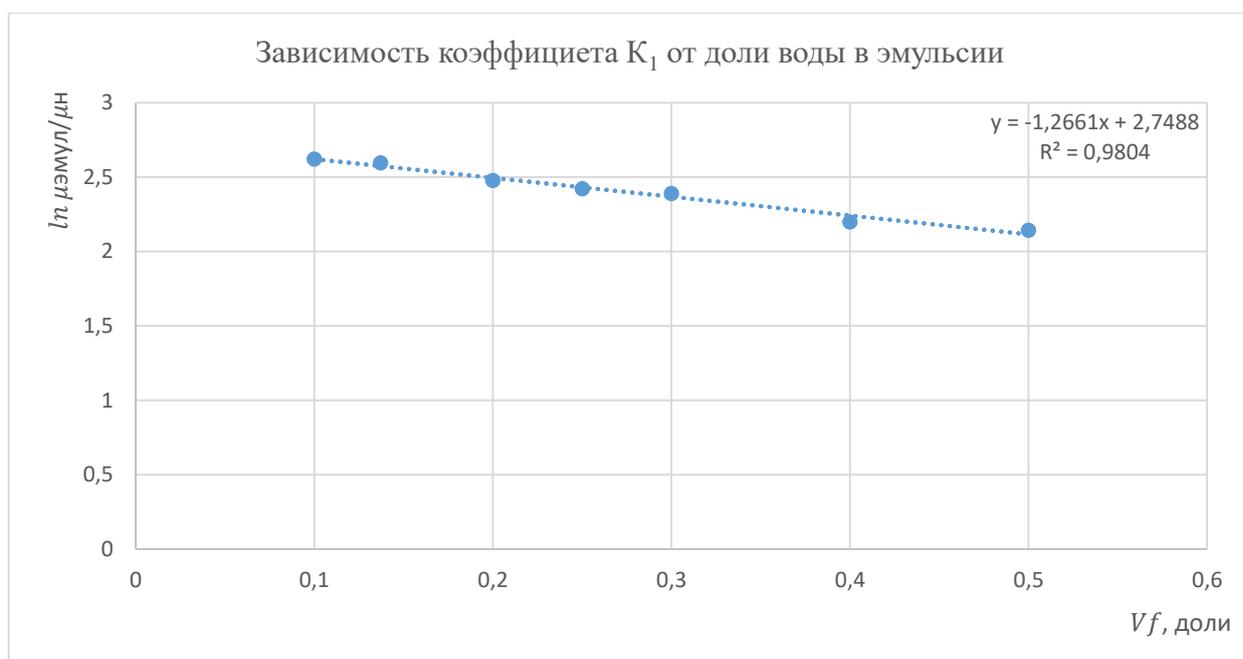


Рисунок 1. Зависимость значения коэффициента K_1 от доли воды в эмульсии

Подставив вместо известного значения K_1 в зависимость (1), уравнение Барнеа-Мизрахи примет вид:

$$\mu_{\text{эмул}} = \mu_n \exp \left[\frac{(-1,2261 \cdot V_f + 2,7488) \cdot V_f}{1 - K_2 \cdot V_f} \right] \quad (4)$$

Расчитаем с помощью дополненного уравнения (4) значения вязкости эмульсии:

Таблица 3. Вязкость водонефтяной эмульсии нефти Верхне-Салымского месторождения по дополненному уравнению Барнеа-Мизрахи.

Доля воды в эмульсии, V_f	Температура T , °C					
	0	10	20	30	40	50
0	73,9	52,0	31,9	23,5	17,7	13,1
0,1	98,9	69,6	42,7	31,4	23,7	17,5
0,137	111,2	78,3	48,0	35,4	26,6	19,7
0,2	137,9	97,0	59,5	43,9	33,0	24,4
0,25	166,2	117,0	71,8	52,9	39,8	29,5
0,3	204,0	143,5	88,0	64,9	48,9	36,2
0,4	329,5	231,9	142,2	104,8	78,9	58,4
0,5	613,1	431,4	264,6	195,0	146,8	108,7
	Динамическая вязкость эмульсии $\mu_э$, сПз					

Среднее отклонение экспериментальных и расчетных данных в данном случае равно 13%.

Выводы:

1. При использовании уравнение Барнеа-Мизрахи с известными эмпирическими коэффициентами достигается достаточная точность для дальнейшего использования формулы.

2. При более углубленном изучении данной модели, возможно подстроить ее под определенные группы нефтей, существенно повысив точность расчетных значений вязкости эмульсии.

Библиографический список:

1. Леонтьев С. А., Предупреждение и борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в системе сбора скважинной продукции : монография / С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев, А.С. Дроздов, Е.Е. Левитина. — Москва : РУСАЙНС, 2020. — 158 с.

2. Р.М. Галикеев, Исследование закономерности структурообразования парафиносодержащих нефтей в системе добычи и нефтесбора: дис. ... канд. тех. наук. ТюмНГУ, Тюмень, 2011.
3. Эмульсии. Под редакцией Ф. Шермана. Пер. с англ. Под ред. А.А. Абрамзона. Изд-во «Химия», Л., 1972, 448 с.
4. Barnea, E.; Mizrahi, J.; A generalized approach to the fluid dynamics of particulate systems: Part 1. General correlation for fluidization and sedimentation in solid multiparticle systems. The Chemical Engineering Journal Volume 5, Issue 2, 1973, Pages 171-189

УДК 622.279.8

Подход по термодинамическому моделированию процессов капельного уноса жидкой углеводородной фазы из сепарационного оборудования

Волков А. Н., Шиков И. А., Киян П. И., Киян М. М.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

При наличии уноса жидких углеводород в процессах сепарации затруднительно однозначно охарактеризовать подготовленную систему, в итоге на выходе из системы подготовки может оказаться смесь, характерная по своим равновесным свойствам «сухому» газу, либо в некоторых случаях даже являться двухфазной углеводородной системой на выходе из подготовки.

В последнее время эффективность процессов сепарации оценивается по результатам инструментальных исследований, при которых оценивается количественная величина унесенной капельной углеводородной жидкости после ступени сепарации. Однако на текущий момент для определения капельного уноса жидкости применяются различные методики и средства измерения. Данные методики основаны на принципиально отличающихся способах отбора проб и замера величины капельного уноса.

В работе предложен подход по термодинамическому моделированию процессов капельного уноса жидкой углеводородной фазы из сепарационного оборудования с учетом теории фазовых превращений углеводородных систем

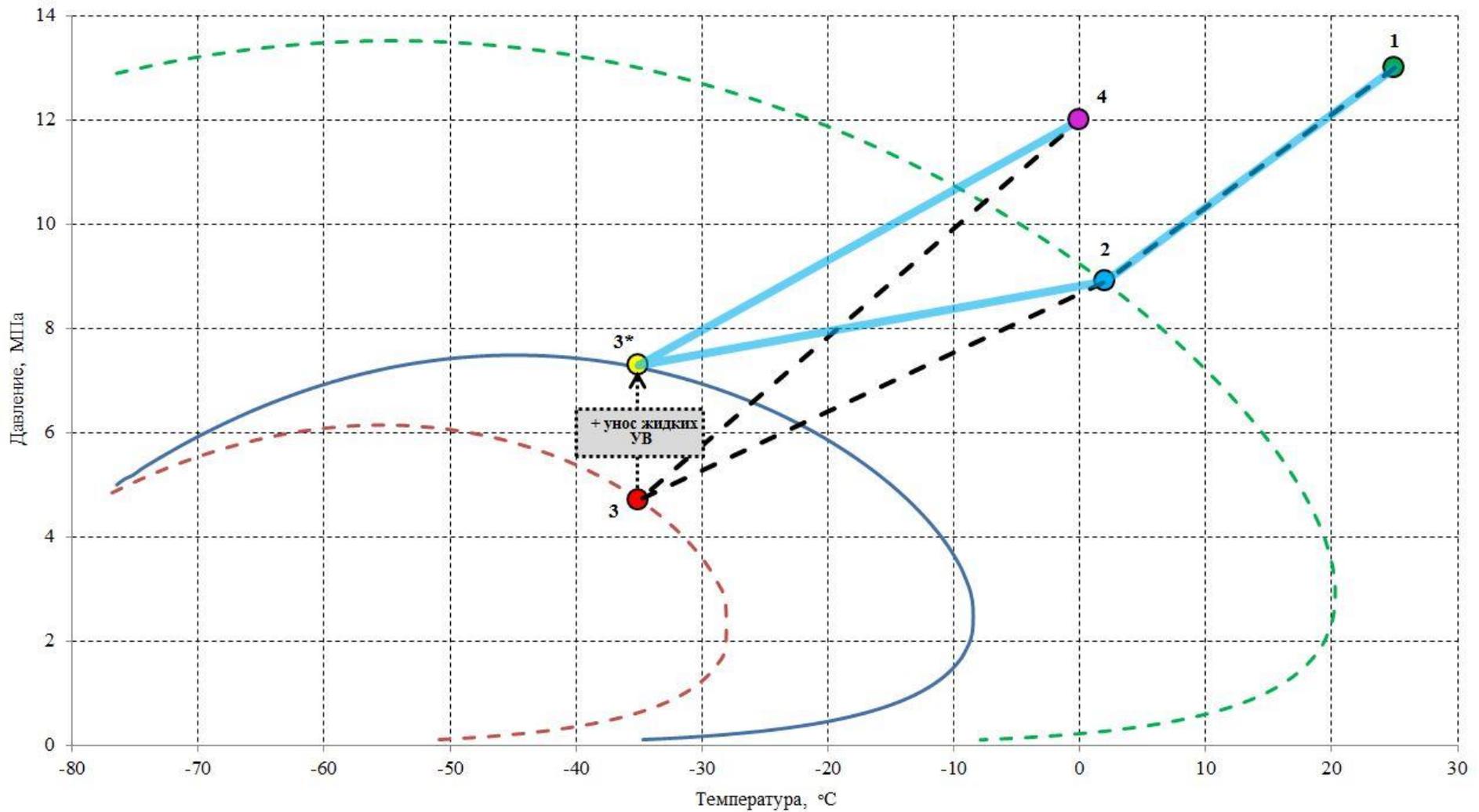
Процессы сепарации при подготовки газа рассмотрены со стороны фазовых превращений углеводородных систем. Рассмотрена двухступенчатая сепарация с уносом жидкой фазы со второй ступени. Согласно теоретическим представлениям при идеальных процессах сепарации должны происходить следующие теоретические изменения системы (см. рисунок 1):

1) скважинная продукция поступает на газовый промысел с термобарическими условиями 1, данная система может быть однофазной или двухфазной;

2) скважинная продукция поступает на первую ступень сепарации с термобарическими условиями 2, происходит разделение продукции на газовую и жидкую фазы, при этом в представлении идеального процесса сепарации уноса жидкой фазы с первой ступени сепарации не наблюдается, следовательно, газовую и жидкую фазы можно считать равновесными, тогда граница фазовой диаграммы отделившегося газа будет проходить через условия 2 и представлены как «теоретическая кривая конденсации 1-й ступени»;

3) однофазный газ поступает на вторую ступень сепарации с термобарическими условиями 3, здесь также происходит разделение продукции на газовую и жидкую фазы с отсутствием процессов уноса жидких компонентов при сепарации, тогда граница фазовой диаграммы отделившегося газа будет проходить через условия 3 и представлены как «теоретическая кривая конденсации 2-й ступени»;

4) в завершении подготовки газовая фаза после второй ступени сепарации нагревается с помощью теплообменных сооружений и компримируется перед поступлением в магистральный газопровод, вследствие чего система приобретает термобарические условия 4.



- Условие на входе на газовый промысел
 - Система при условии сепарации 1-й ступени
 - Теоретическая система при условии сепарации 2-й ступени
 - Конденсация при условии сепарации 2-й ступени
 - Система после подготовки
- - - Теоретическая кривая конденсации 1-й ступени
 - Фактическая кривая конденсации 2-й ступени
 - - - Теоретическая кривая конденсации 2-й ступени
 - - - Теоретическое изменение УВ-системы
 - Фактическое изменение УВ-системы

Рис. 1 – Теоретическая фазовая карта состояния исследуемой газовой системы на одной p-t-диаграмме

При идеальных процессах сепарации система 4 является товарным газом или характеризуется по типу смесей как «сухой газ», система которого имеет границу фазовой диаграммы как «теоретическая кривая конденсации 2-й ступени», но находится в термобарических условиях 4, что, следовательно, позволяет ей при постоянной температуре (условия 4) при любом давлении находиться в газовой фазе, а также иметь значительный запас по уменьшению температуры от условий 4 до критической температуры «теоретической кривой 2-й ступени сепарации».

Описанное изменение при подготовке продукции скважин являлось теоретическим с идеальными процессами сепарации. Далее, учитывая процесс уноса жидкой фазы с сепараторных установок, будут рассмотрены фактические фазовые превращения при подготовке газа, согласующиеся с результатами промысловых исследований системы подготовки газа и представлены как «фактическое изменение системы» (см. рисунок 1):

1) скважинная продукция поступает на газовый промысел с термобарическими условиями 1, данная система может быть однофазной или двухфазной;

2) скважинная продукция поступает на первую ступень сепарации с термобарическими условиями 2, происходит разделение продукции на газовую и жидкую фазы, по результатам инструментальных и промысловых исследований процесса сепарации первой ступени уноса жидкой фазы не наблюдается, следовательно, газовую и жидкую фазы можно считать равновесными, тогда граница фазовой диаграммы отделившегося газа будет проходить через условия 2 и представлены как «теоретическая кривая конденсации 1-й ступени», также в данном случае данную кривую можно охарактеризовать как фактическую;

3) однофазный газ поступает на вторую ступень сепарации с термобарическими условиями 3, здесь также происходит разделение продукции на газовую и жидкую фазы, при этом исходя из результатов промысловых исследований на данной ступени сепарации наблюдаются процессы уноса жидких компонентов, тогда разделенная после сепарации газовая фаза является неравновесной термобарическим условиям 3;

4) после уноса жидкой фазы со второй ступени сепарации совокупная система не может быть описана в фазовом представлении как «теоретическая кривая конденсации 2-й ступени» и, учитывая наличия дополнительного количества жидкой фазы, которая включает в себя более высокомолекулярные вещества, фазовая диаграмма будет более расширенной, как из-за увеличения критической температуры, так и из-за увеличения критической температуры кривой конденсации системы, следовательно, условия однофазного газового состояния системы после второй ступени сепарации сместятся до термобарических условий 3* (см. рисунок 1).

5) граница фазовой диаграммы отделившейся однофазной системы после второй ступени сепарации будет проходить через условия 3* и представлены как «фактическая кривая конденсации 2-й ступени»;

б) в завершении подготовки газовая фаза после второй ступени сепарации проходит через теплообменные сооружения и компримируется перед поступлением в магистральный газопровод, вследствие чего система приобретает термобарические условия 4.

Наличие процессов уноса жидкой фазы после сепарации может привести к расширению границы фазовой диаграммы системы, т.е. однофазное газовое состояние будет наблюдаться при более высоких температурах и давлениях (см. рисунок 1), следовательно, при изменении термобарических условий в оборудовании при подготовке или перекачке товарного газа возможны проявления процесса начала конденсации – появление жидкой фазы.

По результатам рассмотрения теоретических представлений фазовых превращений в процессах подготовки товарного газа выявлены следующие недостающие исходные данные для математического моделирования процессов сепарации при подготовке товарного газа:

- для моделирования уноса жидкой фазы со второй ступени сепарации при подготовке товарного газа необходим компонентный состав равновесного газа сепарации первой ступени и состав равновесной («пережатой» или «перегретой») системы после второй ступени сепарации;
- перевод равновесной системы первой ступени сепарации в термобарические условия второй ступени сепарации при этом в термобарических условиях второй ступени сепарации

система должна разделиться на жидкую и газовую фазу по объемному соотношению в соответствии с результатами инструментальных исследований уноса жидкости;

– в термобарических условиях второй ступени сепарации система должна разделиться на жидкую и газовую фазу по объемному соотношению в соответствии с результатами инструментальных исследований уноса жидкости;

– определение точного объема газа сепарации для термобарических условий второй ступени сепарации с помощью проведения экспериментальных исследований по определению сверхсжимаемости газа сепарации;

– с помощью известного коэффициента сверхсжимаемости рассчитать объемное соотношение «унесенная жидкость-газ» для системы после второй ступени сепарации;

– определение температуры точки росы по углеводородам системы после второй ступени сепарации.

Для адаптации математического моделирования по результатам экспериментальных и инструментальных исследований необходимо:

1) привести к тождеству давление начала конденсации модельной и фактической системы газовой фазы первой ступени сепарации, т.е. создать равновесность модели с термобарическими условиями первой ступени;

2) привести к тождеству объемное соотношение «унесенная жидкость-газ» после приведения модели газовой фазы второй ступени сепарации к ее термобарическим условиям;

3) привести к тождеству давление начала конденсации модельной газовой системы второй ступени сепарации к инструментально определенному значению температуры точки росы по углеводородам газа второй ступени сепарации.

При этом должны соблюдаться следующие условия:

1) адаптированная модель должна описывать характер изменения сжимаемости газа, определенный экспериментальным способом;

2) все перечисленные тождества адаптации должны выполняться одновременно;

3) компонентные системы первой и второй ступени сепарации должны быть описаны с помощью использования одного уравнения состояния.

Таким образом, рассмотрены теоретические представления фазовых превращений в процессах подготовки товарного газа, расставлены акценты и установлены необходимые исходные данные, процедуры адаптации для исполнения математического моделирования процессов сепарации исследуемых инструментальными способами.

УДК 667.78.024.28:534

Внедрение газовых эжекторов на объекте подготовки нефти Западно-Тэбукского нефтяного месторождения

Михеев Д. М., Лещев В. И.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», г. Ухта, Россия

В нефтедобывающих компаниях при добыче нефти совместно с попутно-нефтяным газом (ПНГ) реализуются технологические процессы на объектах подготовки нефти, которые приводят к выделению большого количества газа с низким давлением до 0,15 МПа. На производственных объектах подготовки нефти, остаточный попутно-нефтяной газ утилизируется в факелах низкого давления открытым способом из-за невозможности его промышленного использования. Такой способ приводит к безвозвратной потере углеводородного сырья с совместным экологическим загрязнением широких площадей при сжигании газа в атмосферу. В России действует постановление, которое обязывает нефтяные компании утилизировать 95% добываемого попутного нефтяного газа, 5 % из этого объема сжигается на факелах в атмосферу [1].

Цель работы: обеспечить утилизацию остаточного попутно-нефтяного газа, сбрасываемого на факел низкого давления на примере установки подготовки нефти Западно-Тэбукского нефтяного месторождения.

Объект исследования: остаточный попутно-нефтяной газ, сжигаемый на факел низкого давления на объекте подготовки нефти на Западно-Тэбукском нефтяном месторождении.

Таблица 1 – Компонентный состав ПНГ, сжигаемого на факеле низкого давления на объекте подготовки нефти Западно-Тэбукского нефтяного месторождения

Показатели	Значения	Метод испытания
1. Плотность, кг/м ³	1,888	ГОСТ 30319.1
2. Компонентный состав, % об. :		
Сероводород	0,04	ГОСТ 23781-87
Азот	4,35	ГОСТ 23781-87
Кислород	0,52	ГОСТ 23781-87
Углекислый газ	0,37	ГОСТ 23781-87
Метан	15,49	ГОСТ 23781-87
Этан	11,39	ГОСТ 23781-87
Пропан	31,4	ГОСТ 23781-87
i-бутан	5,93	ГОСТ 23781-87
n-бутан	17,83	ГОСТ 23781-87
i-пентан	3,063	ГОСТ 23781-87
n-пентан	7,147	ГОСТ 23781-87
Гексаны	2,47	ГОСТ 23781-87
3. Теплотворная способность, ккал/м ³	20300	ГОСТ 22667-82

Газовый эжектор – устройство, в котором компримирование газов низкого давления происходит за счет избыточного давления высоконапорных газов (рисунок 1).

Оборудование газовых эжекторов зарекомендовало себя в самых разнообразных отраслях, таких как энергетическая, нефтегазовая, химическая, авиационная, судостроительная. Это объясняется, как правило, не высокой стоимостью изготовления при высокой производительности, простотой конструкции, надежностью в эксплуатации и рядом других преимуществ по сравнению с оборудованием-аналогами [2].



Рис. 1 – Схема газового эжектора в разрезе

Принцип действия газовых эжекторов заключается в следующем: высоконапорный и низконапорный потоки газа устремляются в смесительную камеру. Затем 2 потока газа

объединяются и формируется смешанный поток, который устремляется в диффузор. Поэтому поток движется на выход из эжектора с давлением большим чем давление низконапорного газа (рисунок 2) [3-5].

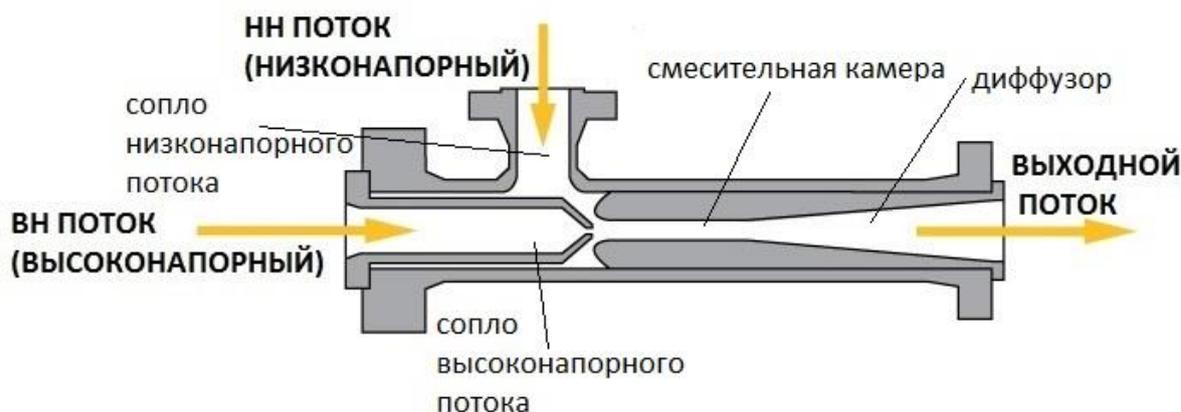


Рис. 2 – Принцип действия газового эжектора

В данной статье рассматривается объект подготовки нефти на Западно-Тэбукском нефтяном месторождении, на котором добытая поступающая нефтегазосодержащая жидкость проходит процессы дегазации, обезвоживания и обессоливания с конечной ступенью сепарации на буферных емкостях БЕ-1,2.

Проведем анализ объемов сброса остаточного попутно-нефтяного газа на объекте подготовки нефти на Западно-Тэбукском месторождении в период с 2005 по 2015 год (таблица 2).

Таблица 2 – Объемы сжигания газа попутно-нефтяного газа на объекте подготовки нефти на Западно-Тэбукском месторождении в период с 2005 по 2015 год

Ед. изм	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
тыс. м3	866,304	765,726	584,638	545,346	508,714	478,652	448,83	417,39	384,108	352,758	317,854
За период 2005-2015 5670,32 тыс. м3											

При сжигании газа в атмосферу на факеле низкого давления выделяются вредные вещества, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Объемы выбросов при сжигании газа попутно-нефтяного газа на объекте подготовки нефти на Западно-Тэбукском месторождении в период с 2005 по 2015 год

Наименование выброса, вещество	Объем выброса на 1000 м ³ сжигаемого газа, м ³	Общий объем выбросов за 10 лет в период 2005-2015 гг, м ³
диоксид азота	0,754	6880,3
оксид азота	0,635	5794,4
диоксид серы	0,001	9,1
метан	1,253	11433,6
оксид углерода	1,253	11433,6

Остаточный попутно-нефтяной газ в процессе подготовки нефти под давлением до 0,15 МПа сбрасывается и сжигается на факеле низкого давления, при этом при сжигании в атмосферу выделяются такие вредные вещества, как диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода.

На рисунке 3 указаны поток сброса газа на факел низкого давления с буферных емкостей БЕ-1,2 (низконапорный газопровод 1 кгс/см²) и поток сепарированного газа с газового сепаратора (ГС), перекачиваемого на газокomppressorную станцию (ГКС) «Западный Тэбук» с

дальнейшей реализацией газа потребителю на Сосногорскую ТЭЦ (высоконапорный газопровод с давлением среды 3 кгс/см^2).

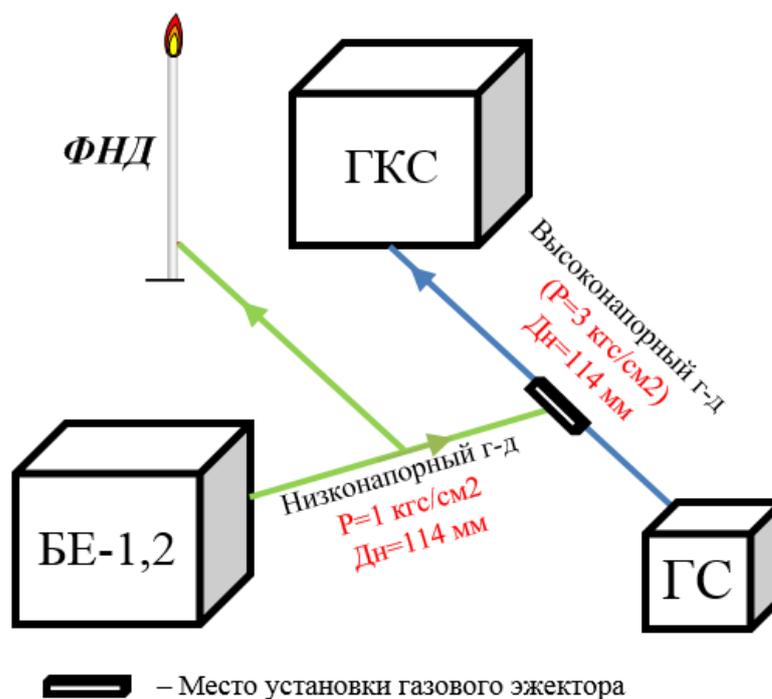


Рис. 3 – Принципиальная схема утилизации попутно-нефтяного газа на ФНД при сепарации нефти на буферных емкостях БЕ-1,2 и перекачка газа с ГС на ГКС

Для предотвращения сброса остаточного попутно-нефтяного газа с БЕ-1,2 на факел низкого давления на объекте подготовки нефти Западно-Тэбукского месторождения возможно установить газовой эжектор, указанный в месте на принципиальной схеме (рисунок 3). В этом случае газ с низконапорного газопровода будет поступать на эжектор и смешиваться потоком высоконапорного газопровода. Тем самым будет достигнут результат полной 100% утилизации ПНГ для реализации газа потребителю.

По представленным техническим условиям газового эжектора компанией НПО «Уфанефгазмаш» для объекта подготовки нефти на Западно-Тэбукском месторождении для утилизации ПНГ с БЕ-1,2 на газокomppressorную станцию был осуществлен подбор газовый эжектор типа СП-Э диаметром 114 мм с температурой рабочей среды до $+80$ градусов на фланцевых присоединениях.

Таким образом при установке газового эжектора типа СП-Э на объекте подготовки нефти на Западно-Тэбукском месторождении решится вопрос с полной 100 % утилизацией ПНГ, что в свою очередь позволит увеличить прибыль от реализации дополнительных объемов газа потребителю на Сосногорскую ТЭЦ.

Библиографический список:

1. Эжектор, регулируемый для системы сбора и подготовки углеводородного сырья ЭРСС-П(Ц)-УХЛ2 [Текст]: руководство по эксплуатации, Ухта 2007. – 39 с.
2. В. Ю. Александров, К.К. Климовский. Оптимальные эжекторы (теория и расчет). М. Машиностроение, 2012 г. – 136 с.
3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1974. 184 с.
4. Лобков А.М. Сбор и обработка нефти и газа на промысле. М.: Недра, 1968. 285 с.
5. У. Г. Пирумов, Г. С. Росляков. Газовая динамика сопел [Текст], монография/ У.Г.Пирумов. – Москва. Наука, 1990. – 368 с.

О добыче газа и нефти из сланцев

Яраханова Д. Г.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

Сланцевый газ получают из пластинчатых пластов сланца. Сланцы часто залегают на глубине, превышающей 1500 метров и представляют собой мелкозернистые осадочные породы пластинчатого сложения. Сланцевые породы легко раскалываются по параллельным направлениям и залегают преимущественно на граните образуя мощные пласты.



Рис. 1. Представлен внешний вид пластинчатых сланцев

Международная энергетическая компания Hultburton даёт свою прогнозную оценку запасов сланцевого газа в процентах от мирового запаса. Данная прогнозная оценка представлена на рисунке 2. Надо отметить, что в странах СНГ сосредоточено порядка 3,9% прогнозных запасов сланцевого газа в процентах от мирового запаса.

Следовательно, в сланцевых «материнских породах» по-прежнему содержится много газа. Однако проблема для газодобытчиков заключается в том, что он диффундирует крайне медленно и должен извлекаться нетрадиционными способами. Наиболее продуктивным методом обычно является горизонтальное бурение пласта сланцев. Также впоследствии применяют гидроразрыв пласта или гидроразрыв породы путем закачки жидкости под очень высоким давлением.



Рис. 2. Прогнозные запасы сланцевого газа, % от мирового запаса [1]

Запасы нетрадиционного газа порядка 83700 трилл. м³ сконцентрировано в России (Рисунок 3).



Рисунок 3. Запасы нетрадиционного газа в России [2]

Отметим, что к нетрадиционному газу относятся: сланцевый газ, метан угольных месторождений, газ уплотнённых пород. Залежи нетрадиционного газа сосредоточены в относительно непроницаемых породах таких как плотные песчаники, сланцы, угольные пласты. К ключевым технологиям добычи относят горизонтальное бурение и современные виды гидроразрывов пластов. Добыча проводится из природных расколов и искусственных разрывов. Темп отбора и ожидаемая суммарная отдача зависят от минералогии и термической зрелости месторождения. Необходимо планирование добычи из каждой горизонтальной скважины.

К тому же в 2011 году Франция законодательно запретила добычу сланцевого газа методом гидроразрыва пласта, хотя и обладает крупнейшими запасами сланцевого газа в Европе. Данное решение Франция приняла на фоне острой нужды высокоразвитой промышленности страны в природном газе как источнике энергии. Это решение было принято президентом Саркози в 2011 году и в дальнейшем было подтверждено президентом Олландом в 2012 году, несмотря на давление промышленного лобби. Это связано с очевидным ущербом, наносимым окружающей среде при добыча сланцевого газа. Добыча которого сопровождается с применением гидроразрыва пласта и горизонтального бурения. Буровые площадки после завершения работ напоминают места ядерной катастрофы, а в дальнейшем превращаются в зону экологического бедствия. Если для США с их обширными и малонаселёнными территориями Западного Техаса, Оклахомы и Северной Дакоты проблема отвода площадей под добычу полезных ископаемых и связанные с этим экологические риски не столь очевидны, то во Франции и в частности в Европе в целом ситуация совсем иная.

За рубежом негативные последствия добычи сланцевого газа на экологию и здоровье населения засекречивают в целях сохранения бизнеса. Надо отметить, что некоторые иностранные учёные сравнивают последствия добычи газа из сланцев с медленно действующим оружием массового поражения.

Президент России В.В. Путин о добыче газа и нефти из сланцев определённо сказал следующее: «России не нужны нынешние варварские технологии сланцевой добычи нефти и газа» [3]. Следовательно, отечественным учёным необходимо разработать свои экологически безопасные технологии добычи нефти и газа из сланцев, которые будут обладать экономической эффективностью.

Библиографический список:

1. Электронный ресурс – Режим доступа: https://yandex.ru/images/search?text=%D1%81%D0%BB%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B5%D0%B2%D0%BE%D0%B3%D0%BE%20%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B0%20%D0%B2%20%D0%BC%D0%B8%D1%80%D0%B5%20%D0%BD%D0%B0%20%D0%BA%D0%B0%D1%80%D1%82%D0%B5&lr=43&pos=5&img_url=http%3A%2F%2Fdomik.ua%2Fimages%2Forig%2Ffull%2F0000613a32db2fd5b505&rpt=simage (дата обращения: 23.01.2023).
2. Электронный ресурс – Режим доступа: https://yandex.ru/images/search?text=%D0%BC%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B6%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F%20%D1%81%D0%BB%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B5%D0%B2%D0%BE%D0%B3%D0%BE%20%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B0%20%D0%B2%20%D0%BC%D0%B8%D1%80%D0%B5%20%D0%BD%D0%B0%20%D0%BA%D0%B0%D1%80%D1%82%D0%B5&stype=image&lr=43&source=serp&pos=23&img_url=http%3A%2F%2Fenergorus.com%2Fwp-content%2Fuploads%2F2014%2F05%2FDobycha-slancevogo-gaza-v-rossii.jpg&rpt=simage (дата обращения: 26.01.2023).
3. Электронный ресурс – Режим доступа: https://1prime.ru/state_regulation/20191120/830576996.html (дата обращения: 26.01.2023).

Актуальность формирования карбонатного осадка при смешении пластовых и закачиваемых вод на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Сальникова Ю. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Нефтегазодобывающий регион Западной Сибири характеризуется интенсивной и продолжительной добычей углеводородного сырья, что обусловило высокую обводненность продукции. На месторождениях образуются излишки флюидов (попутно добываемые и очищенные промышленные воды, хозяйственно-бытовые стоки и др.), которые подлежат закачке в поглощающий горизонт. Необходимость прогнозирования химической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов поможет предотвратить проблемы солеотложений на скважинном оборудовании, ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов и другие негативные последствия.

По данным литогеохимических исследований А.В. Рылькова, И.Н. Ушатинского [1] в разрезе юрско-меловых отложений Западной Сибири терригенные песчано-алеврито-глинистые осадки характеризуются наличием примесей известкового (карбонатного) вещества практически во всех литотипах пород. В известковистых разностях пород его содержание обычно не превышает 3-5%, в известковых – достигает 20% и более. За счет процессов вторичной карбонатизации пород встречаются известняки (чаще глинистые и кремнистые) и мергели. Карбонаты, содержащиеся в горных породах осадочного чехла, активно взаимодействуют с подземными водами и углекислым газом. В результате такого взаимодействия воды с породой часто протекают реакции с осаждением, растворением и выщелачиванием карбоната кальция [2], поэтому в регионе актуально прогнозирование возможного осадкообразования карбонатов. Солеотложение может происходить при взаимодействии несовместимых вод, изменении термобарических условий, дегазации воды, изменении минерализации [3].

В качестве источника подземных вод (более 50 лет), использующихся в системе поддержания пластового давления (ППД) нефтяных залежей юрско-меловых отложений, выступает апт-альб-сеноманский водоносный комплекс (ААС ВК) Западно-Сибирского мегабассейна, а его высокие емкостные способности позволяют размещать излишки попутно добываемых вод (с 2000-х годов) [4].

Автором обобщены результаты термодинамического моделирования, выполненного на обширной территории Западно-Сибирского мегабассейна, в рамках отчетов по оценке запасов подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса с целью их использования в системах поддержания пластового давления залежей нефтяных месторождений (более 200) и по гидрогеологическому обоснованию возможности закачки излишков флюидов (более 80). Обобщенные данные по прогнозированию процессов карбонатного осадкообразования в смешиваемых водах на нефтяных месторождениях Западной Сибири для целей ППД представлены в таблице 1, для размещения излишков попутно добываемых вод в поглощающий горизонт – в таблице 2. В указанных таблицах прогнозируемые концентрации карбоната кальция (в мг/дм³) приведены в максимальных их значениях.

Возможный максимальный осадок кальцита в результате смешения закачиваемых вод с водами продуктивных отложений отражены в виде диаграммы на рисунке 1. Отметим, что отсутствие карбоната кальция в смешиваемых флюидах прогнозировалось в более 30 случаях. Единичные случаи максимально возможного осаждения карбоната кальция представляются возможным в значительном количестве (более 360 мг/дм³). На рисунке 2 представлены максимальные значения осадка кальцита в результате смешения попутно добываемых вод с пластовыми водами ААС ВК на месторождениях Западной Сибири. Здесь чаще всего (более 9) в анализируемых данных максимальное значение кальцита в смешиваемых флюидах прогнозировалось в концентрации около 90 мг/дм³. В единичных случаях прогнозировался максимальный осадок от 411 до 627 мг/дм³.

Таблица 1 - Максимальные значения карбонатного осадкообразования при смешении апт-сеноманских вод и пластовых вод нефтепродуктивных отложений

Область	Район	Продуктивные отложения	Максимальное значение осадка CaCO ₃ , мг/дм ³	Количество участков
ХМАО	Октябрьский	Альб	250-305	3
ЯНАО	Тазовский	Альб	47-282	5
ХМАО	Кондинский	Неоком	68-408	6
ХМАО	Белоярский	Неоком	6-315	4
ХМАО	Нефтеюганский	Неоком	0-558	26
ХМАО	Нижневартовский	Неоком	7-164	35
ХМАО	Сургутский	Неоком	0-477	27
ЯНАО	Пуровский	Неоком	0-226	7
ЯНАО	Тазовский	Неоком	265-320	3
ЯНАО	Надымский	Неоком	136-555	3
Томская	Каргасокский	Неоком	61	1
ХМАО	Кондинский	Юра	317-442	2
ХМАО	Нефтеюганский	Юра	43-351	5
ХМАО	Нижневартовский	Юра	0-423	38
ХМАО	Октябрьский	Юра	225-363	8
ХМАО	Сургутский	Юра	0-526	25
ЯНАО	Красноселькупский	Юра	0-231	2
Томская	Александровский	Юра-Pz	7-191	1
Томская	Каргасокский	Юра	0-332	6
Новосибирская		Юра	0-0	2
Итого:				209

Таблица 2 - Максимальные значения карбонатного осадкообразования при смешении попутных и пластовых вод апт-альб-сеноманского комплекса

Область	Район	Продуктивные отложения	Максимальное значение осадка CaCO ₃ , мг/дм ³	Количество участков
ХМАО	Нижневартовский	Альб	129	1
ХМАО	Октябрьский	Альб	89-255	4
ЯНАО	Пуровский	ПК+Неоком+Юра	0-68	5
ХМАО	Нижневартовский	Ач+Неоком+Юра	166-230	4
ХМАО	Кондинский	Неоком	157-590	3
ХМАО	Нефтеюганский	Неоком	163-415	10
ХМАО	Сургутский	Неоком	129-246	5
ХМАО	Нижневартовский	Неоком	51-181	3
Томская	Александровский	Неоком	53-75	2
Томская	Каргасокский	Неоком	54	1
ХМАО	Нижневартовский	Неоком+Юра	64-246	13
ХМАО	Сургутский	Неоком+Юра	89-627	12
Томская	Каргасокский	Неоком+Юра	69-75	2

Окончание таблицы 2

Область	Район	Продуктивные отложения	Максимальное значение осадка CaCO ₃ , мг/дм ³	Количество участков
ХМАО	Кондинский	Юра	181-208	2
ХМАО	Октябрьский	Юра	70	1
ХМАО	Нефтеюганский	Юра	268	1
ХМАО	Нижневартовский	Юра	198-411	6
ХМАО	Сургутский	Юра	259	1
Томская	Александровский	Юра	101-220	3
Томская	Каргасокский	Юра	186-411	8
Итого:				88

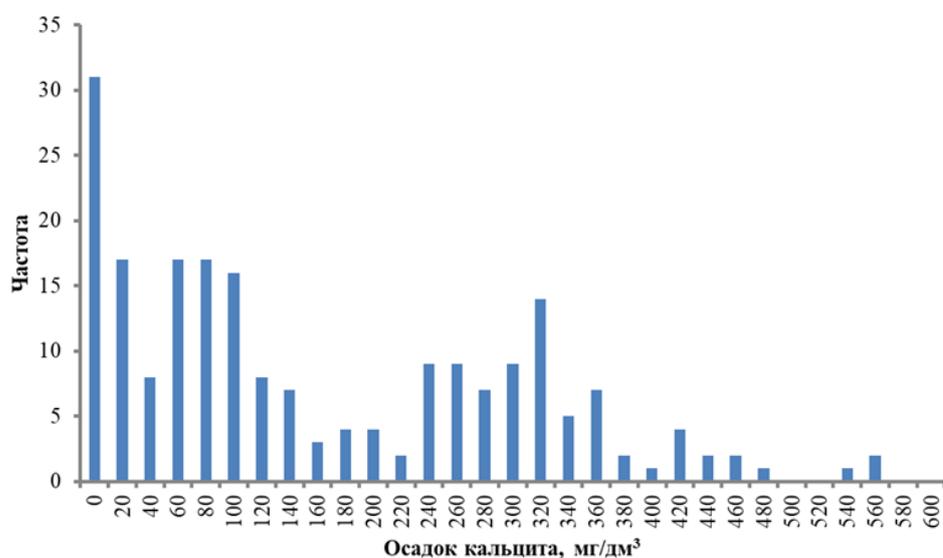


Рис. 1 – Максимальное количество кальцита, прогнозируемое при смешении пластовых вод продуктивных отложений с закачиваемыми водами

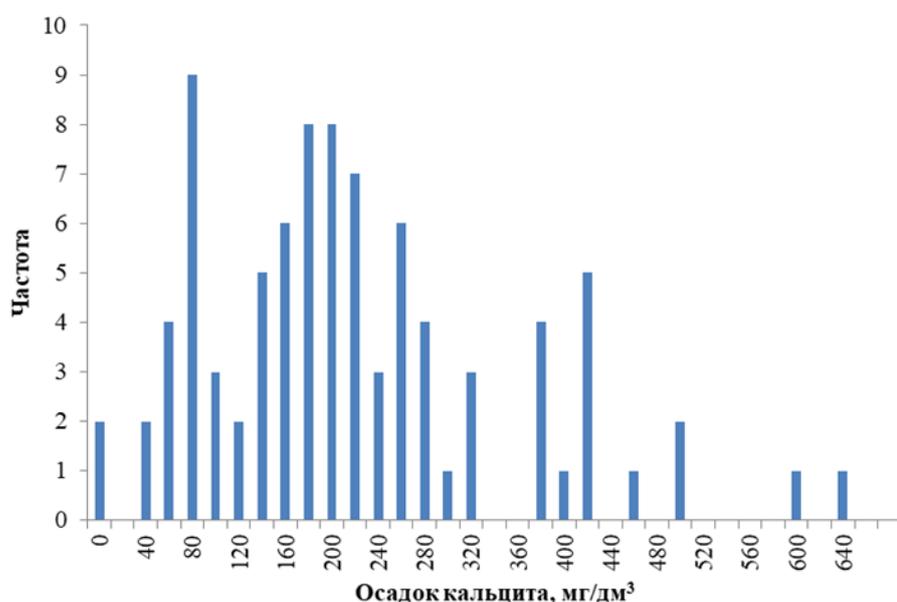


Рис. 2 – Максимальное количество кальцита, прогнозируемое при смешении попутных вод продуктивных отложений с пластовыми водами ААС ВК

Карбонатные солеотложения на месторождениях Западной Сибири встречены, главным образом в виде карбоната кальция, растворимость которого существенно зависит от термобарических условий. С повышением температуры и снижением давления растворимость кальцита снижается, и отложение его усиливается. Отмечена взаимосвязь растворимости карбонатов с присутствием в растворе двуокиси углерода, позволяющей удерживать карбонат кальция в растворенном состоянии. Породы-коллекторы, заключающие залежи нефти и газа, как уже отмечалось выше, содержат в своем составе карбонатный цемент, который активно растворяется в воде, содержащей CO_2 . Этот процесс сопровождается обогащением воды ионами магния, кальция и гидрокарбоната и наиболее интенсивен при использовании карбонизированной воды для заводнения нефтяных пластов [2].

С течением времени на месторождениях возникает необходимость корректировать количество осадка или предотвратить его выпадение в пласте с помощью химических реагентов – ингибиторов солеотложений, подбор которых осуществляется с учетом геолого-промысловых условий.

Широкое использование в регионе закачки попутных вод в пласты-коллекторы, методы интенсификации добычи углеводородов на нефтепромыслах проводятся в сопровождении гидрогеохимического мониторинга подземных вод. Однако, выполненный анализ мониторинговых исследований за геохимическим составом подземных вод апт-альб-сеноманских отложений [5] позволяет сделать следующие выводы:

- на исследуемых месторождениях в целом сохраняется постоянство гидрохимических характеристик пластовых вод;
- значительных изменений показателей химического состава и соотношения основных солеобразующих компонентов не происходит;
- качество закачиваемых в пласт вод удовлетворительное; соблюдение рекомендаций по водоподготовке позволит предупредить негативные процессы солеотложения в скважинах.
- происходящие физико-химические процессы будут зависеть от скорости продвижения агента нагнетания от призабойной зоны по пласту и его соотношения с пластовой водой.

Библиографический список:

1. Рыльков, А. В. Литогеохимия мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130.101.65 – Прикладная геология / А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский; М-во образования и науки РФ, Тюменский гос. нефтегазовый ун-т (ТюмГНГУ), Ин-т геологии и нефтегазодобычи. – Тюмень : Альфа-СТАМП, 2015. – 103 с. – Текст : непосредственный.
2. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер, Л. А. Абукова, О. И. Леухина. – Москва : ГЕОС, 2007. – 245 с. – Текст : непосредственный
3. Кащавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти : монография / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва : Орбита, 2004. – 426 с. – Текст : непосредственный.
4. Павлюков, А. И. Краткая история изучения и масштабы техногенного воздействия на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс Западной Сибири. / А. И. Павлюков, Ю. И. Сальникова. – Текст : непосредственный // Подземная гидросфера: Материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием, Иркутск, 20–26 июня 2021 года. – Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2021. – С. 101-105.
5. Сальникова Ю.И. О геохимической стабильности подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири. В книге: Актуальные проблемы нефти и газа. Тезисы докладов 4-й Всероссийской молодежной научной конференции. Москва, 2021. с. 30 – Текст : непосредственный

Опытно-промышленная разработка участка залежи Кыртаельского месторождения с применением третичных методов увеличения нефтеотдачи

Павлюк Р. А., Ткаченко В. Н.

ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», г. Гхта, Россия

Научно-техническая разработка «Опытно-промышленная разработка участка залежи Кыртаельского месторождения с применением третичных методов увеличения нефтеотдачи (оптимизация процессов закачки)» посвящена проблеме извлечения остаточных запасов (приуроченных к капиллярным) нефтяной залежи на поздних стадиях разработки, относящейся к актуальной исходя из следующих аргументов.

Во-первых, вызывает интерес недропользователя потенциал остаточных запасов. Известно, что ПТРД предполагают достижение КИН по региону тимано-печорской нефтегазоносной провинции порядка 0,400, следовательно, вопрос доизвлечения остаточных запасов стоит особо остро, когда применение тривиальных методов разработки нефтяных месторождений становится неэффективным.

Во-вторых, весьма сложное геологическое строение залежей углеводородов, а также рассеянность запасов, капиллярные эффекты, образование языков заводнения ввиду невыдержанности фильтрационных свойств пласта, неудовлетворительное энергетическое состояние отдельных участков залежи требуют применения таких методов увеличения нефтеотдачи, обеспечивающих повышение технологической и экономической эффективности разработки нефтяной залежи.

Целью НТР обозначим обоснование применимости технологии создания импульсов высокого пластового давления (ИВПД) для извлечения остаточных запасов нефти.

Для достижения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

1. Проанализировать геолого-физическую характеристику месторождения. Оценить перспективные остаточные запасы.

2. Провести анализ разработки месторождения и системы ППД. Обосновать участок ОПР.

3. С применением ГДМ обосновать применение технологии ИВПД.

Таким образом, научно-техническая разработка посвящена анализу применимости технологии создания импульсов высокого пластового давления (ИВПД) как третичного метода увеличения нефтеотдачи.

Известен патент «Способ разработки нефтяной залежи» RU 2 176 312 С2. Авторы: Бенч А. Р., Тимофеев В. К., Верещагин В. В. Технология относится к гидродинамическим МУН: вовлечение недренируемых запасов из тупиковых капилляров периферии участка. В работе описаны преимущества применения технологии ИВПД заключающейся в периодическом создании высоких пластовых давлений закачкой воды в пласт при остановленной добыче. Проведен анализ геолого-физической характеристики старооскольской залежи Кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения, разработки залежи и системы поддержания пластового давления. На основании анализа заключили, что в южном районе старооскольской залежи сосредоточены весьма внушительные остаточные извлекаемые запасы: на 01.09.2022 в выделенном регионе составляют 797 тыс. т. (рисунок 1), пластовое давление имеет тренд снижения, а система ППД способна обеспечить необходимую производительность для реализации технологии ИВПД на участках ОПР. Обоснован участок V, район нагнетательной скважины 425, сформирована дорожная карта реализации технологии ИВПД.

Рассчитано два варианта организации технологического цикла. Вариант 1 – создание импульса высокого давления «в один подход» закачкой воды в одну скважину 425/2. Вариант 2 – ступенчатое повышение давления кратковременными импульсами посредством трех нагнетательных скважин. Пластовое давление превысит начальное на 5 %. Периоды создания импульсов высоких пластовых давлений распределились следующим образом.

Выбранный участок включает в себя добывающие скважины: 341Г, 110Г, 427Г.

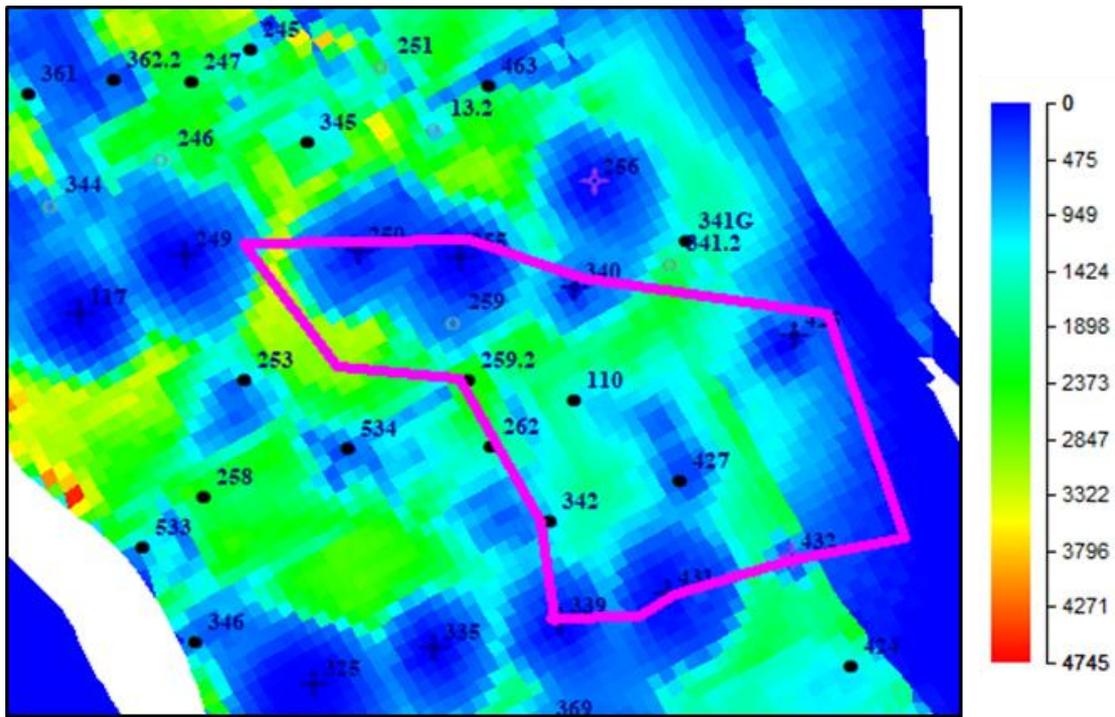


Рис. 1 – Остаточные подвижные запасы участка залежи

Таблица 1 – Распределение времени создание ИВПД

Участок V	Вариант 1, сут.	Вариант 2, сут
Отбор + закачка	100	45
Создание ИВПД «Тишина»	200	25
Отработка ИВПД	14	14
Отбор + закачка	150	70
Отбор + закачка	200	60

На корреляционных схемах (рисунок 2) отражены профили приемистости и притока. С применением гидродинамической модели была оценена эффективность предлагаемого гидродинамического метода повышения нефтеотдачи. График разработки нефтяной залежи отражен на рисунке 3.

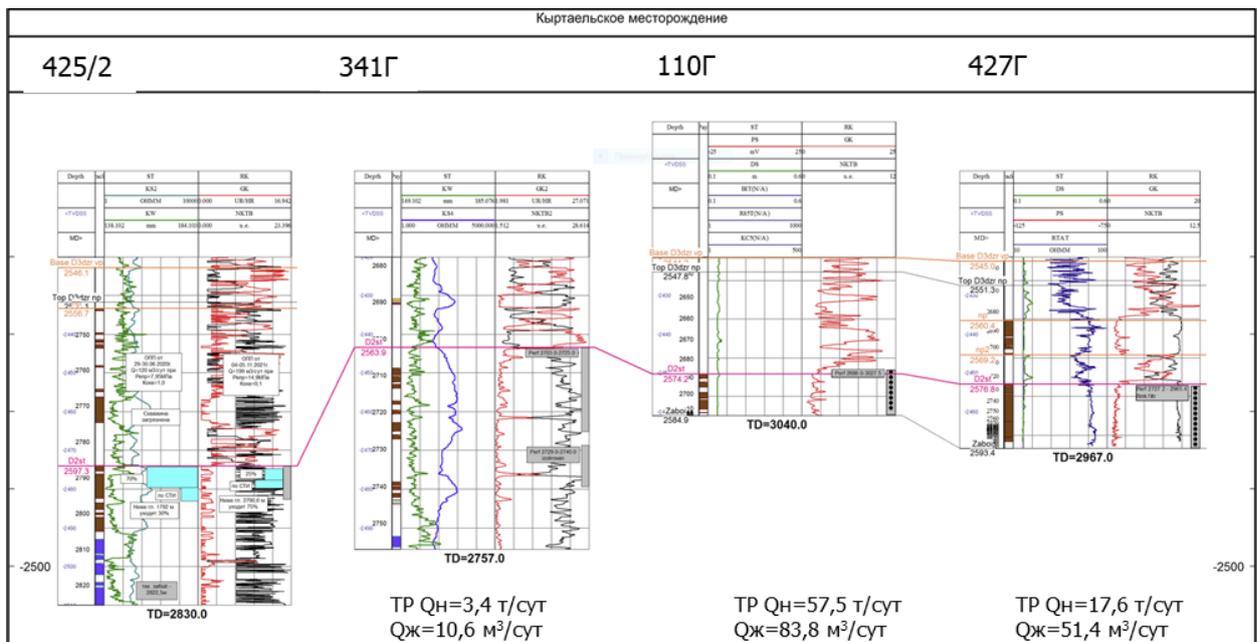


Рис. 2 – Корреляционная схема по линии скважин

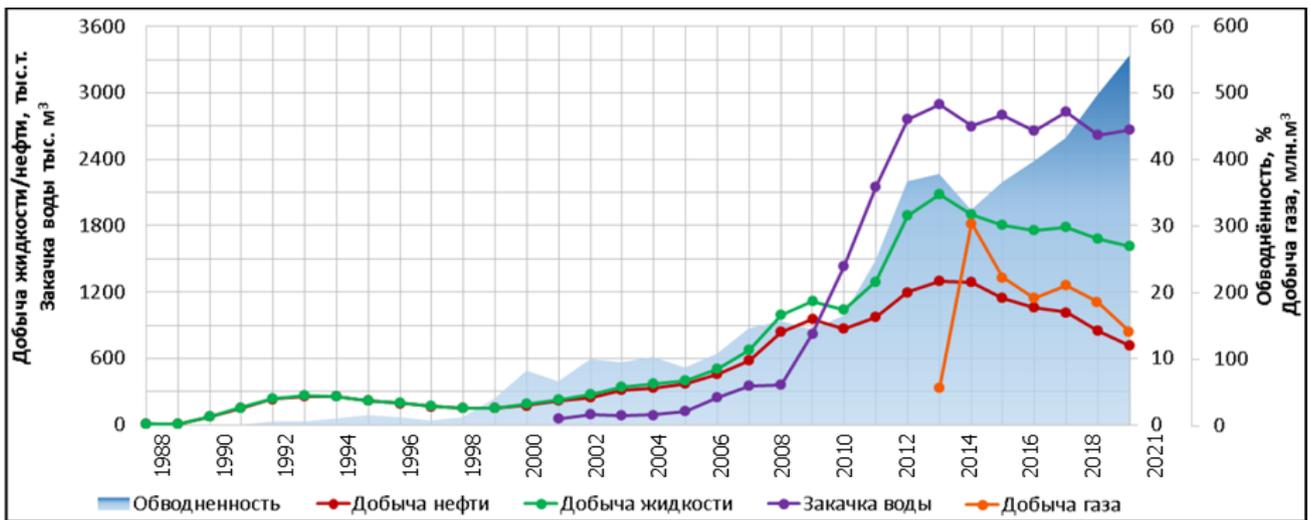


Рис. 3 – График разработки нефтяной залежи D_{2st} Кыртаельского месторождения

С применением гидродинамической модели была оценена эффективность предлагаемого метода. Приведены графики отбора жидкости и нефти для базового и озвученного Варианта 1 (рисунок 4). Накопленная добыча жидкости в сравнении с базовым вариантом снизится на 192 тыс. м³. Эффективность технология покажет уже на 7 год, а к концу разработки залежи накопленный отбор нефти превысит базовый на 33 тыс. т.

Вариант 2 (рисунок 5) предусматривает работу трёх нагнетательных скважин. Суммарная приемистость составит 800 кубических метров в сутки. Остаточные подвижные запасы в охваченном регионе составляют 797 тыс. т.

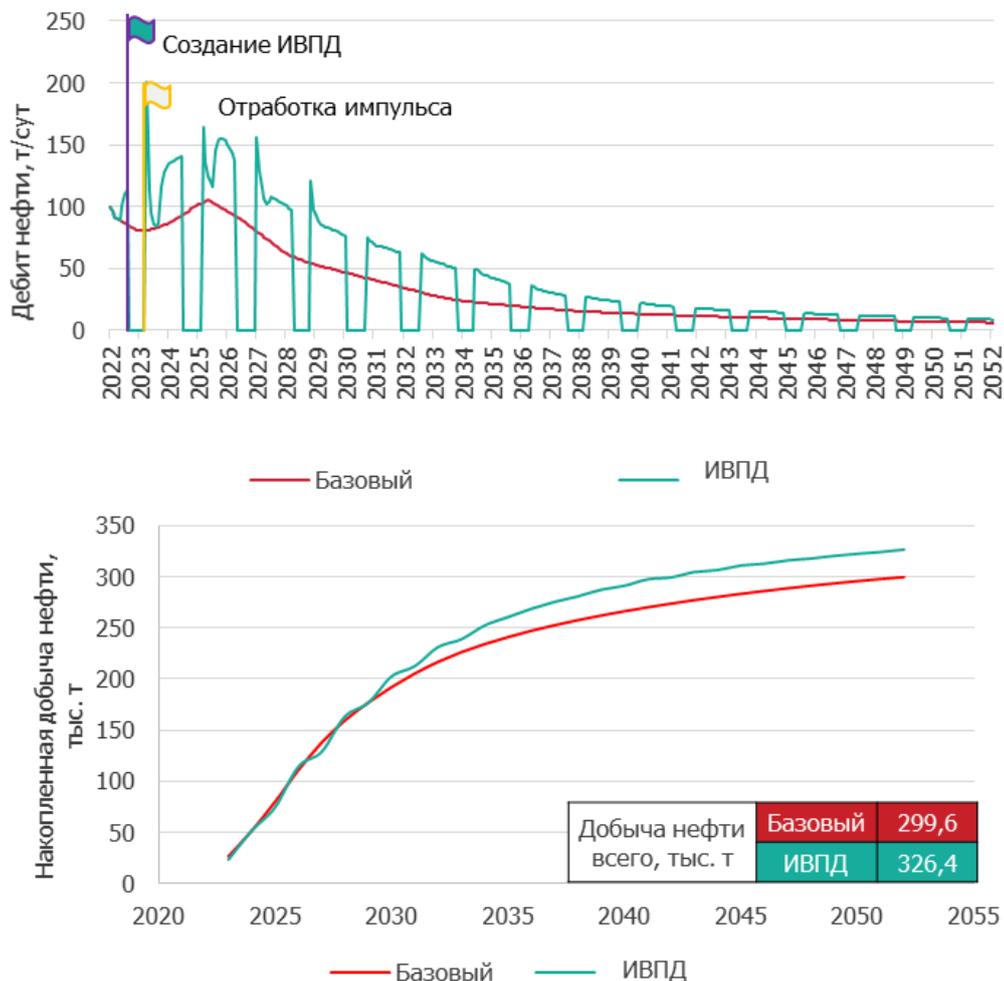


Рис. 4 – Расчет Варианта 1 для добычи нефти за период

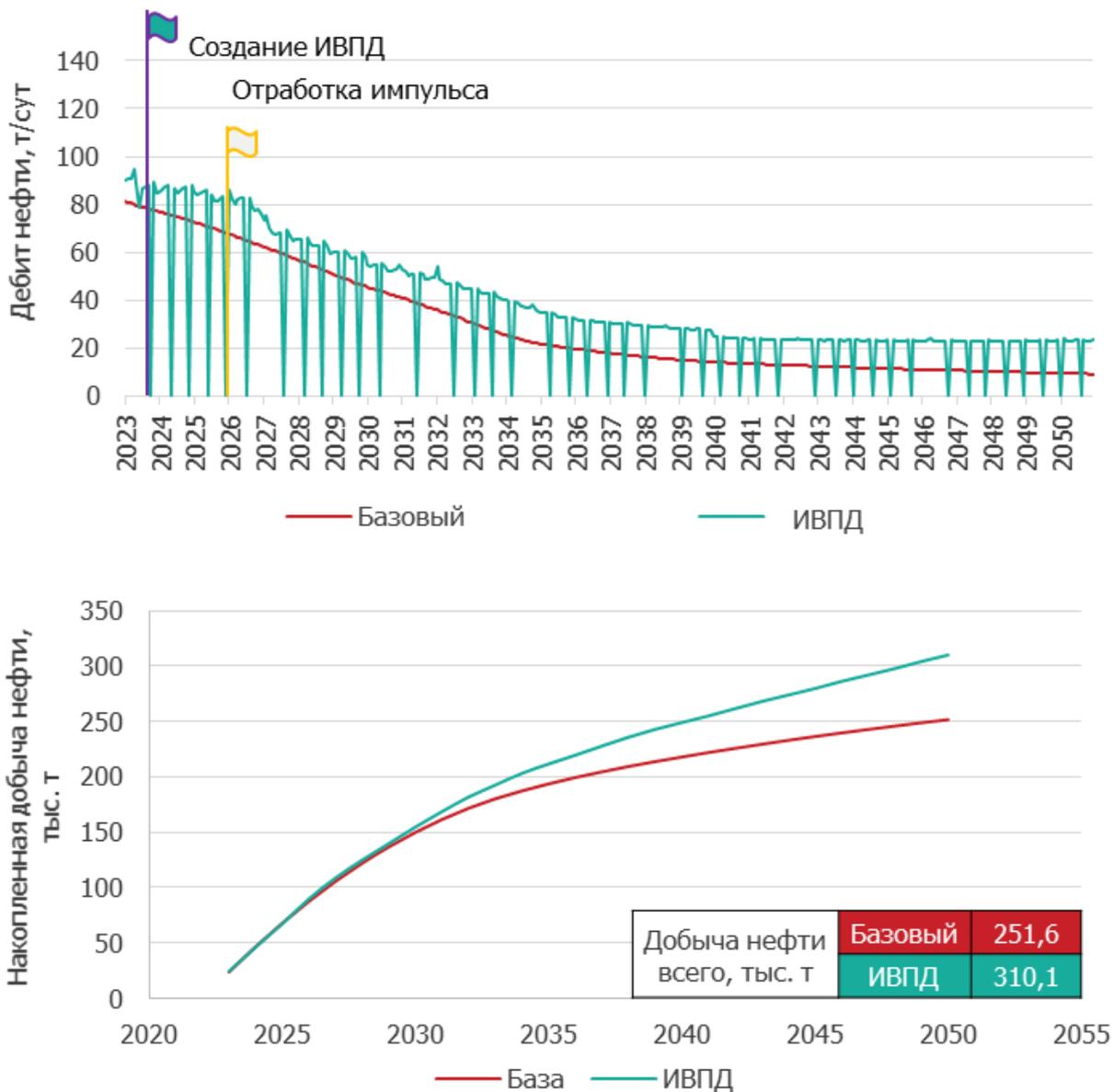


Рис. 5 – Расчет Варианта 2 для добычи нефти за период

Справедливо заметить, что ступенчатое повышение кратковременными импульсами давления избавляет нас от длительных простоев добывающего фонда: прирост накопленной добычи нефти в отличие от базового варианта составил целых 58 тыс. т. А жидкости суммарно добыли на 220 тыс кубов меньше.

Экономика рассчитана по финансово-экономической модели для участка залежи. Проект не требует инвестиционных затрат, реализация непосредственно при текущей схеме разработки залежи (в этом преимущество третичных МУН). Анализируя показатели, можно судить о снижении операционных затрат ввиду периодов остановки добывного фонда.

КИН участка залежи достигнет для Первого варианта 0,196, для второго – 0,205. Средняя обводненность продукции снизится на 6 %.

К концу реализации проекта получаем прирост как в добыче углеводородов, так и в чистом дисконтированном доходе. Проиндексированный прирост ЧДД составит 1,5 миллиона долларов для первого варианта и 1,1 млн долларов для второго. Доход складывается не только реализации нефти, но и от снижения операционных затрат на ремонты скважин, ввиду простаивания фонда на время создания и отработки импульса.

Таким образом, предлагаемая технология создания импульсов высоких пластовых давлений на выбранном участке залежи применима.

**Возможность использования геохимических данных на стадии эксплуатации
многопластового месторождения**

Садманова М. В., Невестенко М. А., Тарасова Ю. С., Ермоловский А. В., Протопопов А. А.,
Казанцев А. С., Рябокони А. В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Волгоград, Россия

Для многих многопластовых месторождений на стадии эксплуатации весьма актуальным является вопрос оценки выработки разобщенных нефтенасыщенных пластов, так как без контроля раздельной добычи существует риск неравномерной разработки залежей и потери части ресурсов.

Для отслеживания выработки совместно эксплуатируемых объектов в практике разработки месторождений используется несколько способов.

В первую очередь, это установка расходомеров. Данные приборы учета отличаются своей простотой, но могут быстро забиваться механическими примесями.

Инновационным стало использование хромато-десорбционных систем или трассеров, но для контроля притока требуется их установка заранее, непосредственно в процессе бурения и строительства скважин. Поэтому, если процесс подготовки месторождения к эксплуатации завершен, то их использование уже невозможно [1].

Высокую эффективность при отслеживании дебитов отдельных пластов показала технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Однако внедрение в скважины подобных систем требует дополнительных затрат, при этом на сегодняшний день оборудование ОРЭ зачастую характеризуется недостаточной надежностью и сложностью ремонтных работ, а отслеживание продуктивности пластов возможно только при периодической остановке скважины на исследования [2].

Тем не менее, природа сама дает нам возможность разделения пластов по молекулярным характеристикам насыщающих их флюидов. По сути из всей смеси компонентов в нефти методами резервуарной геохимии, а именно технологии «отпечатков пальцев» («oil fingerprinting» [3]) можно выделить природные маркеры, позволяющие отслеживать работу разобщенных пачек без дополнительного введения дорогостоящих трассеров или остановки скважины.

Реализация технологии «отпечатков пальцев» нефти осуществляется с использованием методов хроматографии и хромато-масс-спектрометрии, позволяющих выделить в составе флюида отдельные углеводородные компоненты, детально изучить их содержание и состав.

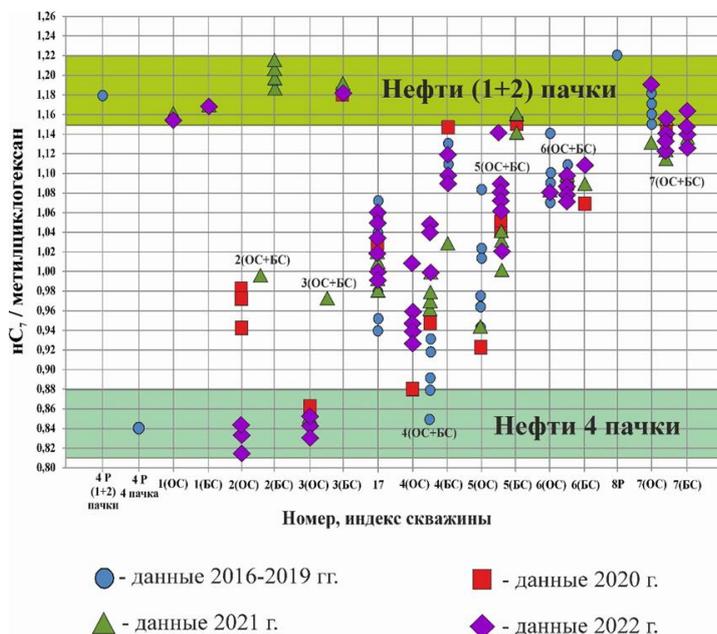
Ранее в работе [4] нами были представлены результаты геохимических исследований нефтей, проводимых на одном из месторождений Северного Каспия. Посредством хроматографического анализа бензиновых фракций нефтей еще на стадии поисково-разведочного бурения на месторождении в пределах одной залежи было установлено присутствие двух разобщенных нефтенасыщенных пачек (1+2) и 4, разделенных глинистой перемычкой (пачка 3) и имеющих разные по составу нефти. При сравнении нефтей, селективно отобранных из верхней и нижней частей залежи, было проведено сравнение различных соотношений индивидуальных углеводородов, однако, наиболее яркое различие прослеживалось в соотношении двух индивидуальных углеводородов н-гептана к метилциклогексану (нС₇/мцг). Для верхних (1+2) пачек он составлял 1,18, для нижней 4 пачки – 0,84.

Приняв данные значения за граничные, уже на стадии разработки и эксплуатации месторождения удалось разработать подход по оценке вклада каждой из пачек в совместно добываемую продукцию, который используется с 2016 г. по настоящее время.

Как видно из диаграммы (рис. 1) большая часть проб представляет собой смеси нефтей из разных пачек в определенных соотношениях, однако, есть и нефти, которые представлены исключительно нефтью (1+2) или 4 пачки, как, например, в скважине 3. Основным стволом данной скважины добыча ведется исключительно из нижней 4 пачки, боковым – из верхних (1+2) пачек, что отражается на молекулярных характеристиках получаемых нефтей и

дополнительно свидетельствует об отсутствии флюидодинамической связи между выделенными объектами.

Диаграмма геохимического мониторинга нефтей в акватории Каспийского моря



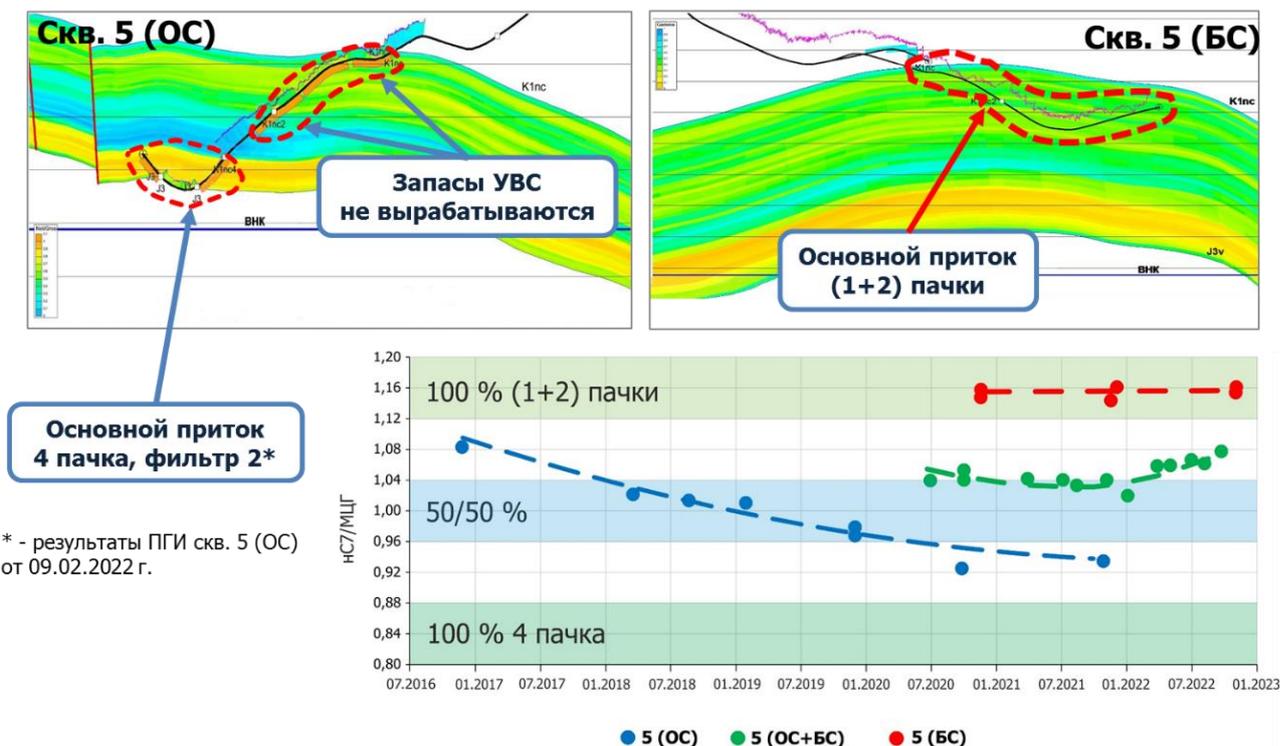
Пример расчета содержания нефтей из разных пачек эксплуатационных скважин

Номер, индекс скважины	nC ₇ /МЦГ	Содержание нефтей, % об	
		(1+2) пачек	4 пачки
4P	(1+2) пачки	1,18	100
	4 пачка	0,84	0
17	1,02	55	45
2 (OC)	0,89	15	85
2 (BC)	1,18	100	0
3 (OC)	0,84	0	100
3 (BC)	1,18	100	0
4 (OC)	0,93	25	75
4 (BC)	1,11	80	20
5 (OC)	0,98	40	60
5 (OC+BC)	1,05	60	40
5 (BC)	1,15	90	10
6	1,09	75	25
7 (OC)	1,18	100	0
7 (BC)	1,13	85	15

Рис. 1 – Результаты геохимического мониторинга нефтей месторождения Северного Каспия

Благодаря полученным данным появилась возможность и оценки работы отдельных стволов при их совместной эксплуатации, как, например, в двуствольной скважине 5 (рис. 2).

С 2016 г. большая часть притока основного ствола (OC) приходилась на верхнюю часть залежи, но по мере разработки месторождения увеличивалась доля нефти с 4 пачки, и к концу 2022 года она составила уже 87%.



* - результаты ПГИ скв. 5 (OC) от 09.02.2022 г.

Рис. 2 – Оценка работы отдельных стволов на примере скважины 5

В свою очередь боковой ствол (БС) скважины 5 работает стабильно на протяжении всего периода эксплуатации: нефти, полученные в конце 2022 г., по геохимическим данным имеют схожий состав с пробами, отобранными в предыдущие периоды, и представлены исключительно углеводородами 4 пачки. Дренирование нижнего нефтенасыщенного пласта боковым стволом не происходит.

В тоже время при анализе состава продукции, добываемой совместно из основного и бокового стволов, видно, что за время эксплуатации увеличилась доля нефти из пачек (1+2), соответственно, можно предположить, что в настоящее время основной вклад в совместную добычу вносит именно боковой ствол.

В скважине 17 геохимический мониторинг нефтей также проводится с 2016 г. За это время было собрано большое количество данных и отмечено влияние режима работы скважины на состав нефтей: с увеличением диаметра штуцера доля нефтей из (1+2) пачек повышается, а при уменьшении – снижается. Построенная зависимость на момент 2022 г. сохраняется, о чем свидетельствуют последние значения коэффициентов. В перспективе это открывает возможности контроля притока из разных пачек посредством регулирования режима работы скважины.

Опыт по геохимическому мониторингу нефтей, полученный на море, было решено транслировать и на другие месторождения компании, в том числе и расположенные на суше. В качестве примера было выбрано многопластовое месторождение, расположенное на территории Татарии. Добыча на данном месторождении ведется одновременно из трех объектов: $C_{2VI}+b$, C_{1V} , C_{1t} . По ряду скважин ведется раздельный учет добываемой продукции с помощью технологии ОРЭ, однако, остальная часть фонда скважин данной технологией не обеспечена.

В связи с этим, был проведен хроматографический анализ нефтей из продуктивных объектов и, по аналогии с подходами, использовавшимися на месторождении Северного Каспия, определены наиболее показательные и эффективные геохимические маркеры, характерные для углеводородных флюидов месторождения Татарии. В результате исследований была установлена разница в молекулярном составе нефтей нижнего и среднего карбона (рис. 3), которая в перспективе позволит эффективности разработки разновозрастных объектов.

Дополнительно были проведены исследования скважины 155, оборудованной ОРЭ на все три объекта эксплуатации. Однако, в 2022 г. дебиты скважины по нефти начали снижаться, что вызвало некоторые вопросы по работе оборудования. Геохимические коэффициенты отобранных проб позволили установить, что добываемая продукция из скважины 155 практически полностью представлена нефтями нижнего карбона, средний карбон в добыче не участвует.

Данная информация была использована при планировании геолого-технический мероприятий. В первую очередь были проведены работы по свабированию и отбору проб селективно из каждого пласта с использованием двухпакерной компоновки. Был получен приток нефти из бобриковского и турнейского пластов. Однако при свабировании башкирского пласта приток получен не был. Интервалы перфорации башкирского яруса не «работали», что подтвердило результаты геохимических исследований.

Отсутствие притока нефти из среднего карбона, предположительно, было связано с низкой проникающей способностью щадящей гидромеханической перфорации, проведенной в 2018 г. Поэтому для возобновления добычи нефти из пород среднего карбона был проведен перестрел башкирских отложений и дополнительный дострел верейского яруса. При освоении каждого пласта в отдельности был получен приток нефти (рис. 4).

После выхода скважины на режим дебит нефти составил 12,6 т/сут, прирост от проведенных работ на скважине составил 3,2 т/сут.

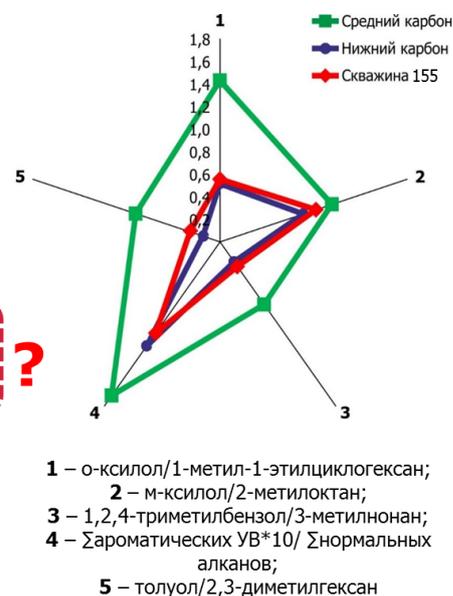
Таким образом с использованием геохимических методов исследования нефтей и технологии «отпечатков пальцев» нефти возможно создание эффективного инструмента контроля работы изолированных пластов при их совместной эксплуатации, не требующего значительных вложений или установки дополнительного оборудования на скважине.

Полученный опыт по геохимическому мониторингу нефтей в многопластовой залежи на месторождении Северного Каспия успешно применен на первоначальном этапе исследования

разновозрастных нефтей месторождения Татарии. В будущем это позволит отслеживать эффективность разработки разновозрастных объектов, уточнить геолого-гидродинамическую модель месторождения и собрать дополнительные данные для последующего применения геохимических технологий на других объектах Компании.

Соотношения углеводородов во фракции НК-180 °С

Возраст продуктивных «рабочих» интервалов	№ скв	Номер коэффициента					
		1	2	3	4	5	
Средний карбон	C _{2vr-b}	128	1,61	1,08	0,69	1,78	0,92
		133	1,67	1,17	0,84	1,69	0,86
	C _{2vr}	157	1,21	1,02	0,61	1,56	0,72
		C _{2b}	157	1,23	1,03	0,60	1,70
	Среднее		1,43	1,08	0,69	1,68	0,81
Средний + нижний карбон	C _{2vr, C_{2b}, C_{1v}, C_{1t}}	155	0,56	0,92	0,27	1,00	0,29
Нижний карбон	C _{1v}	148	0,64	0,86	0,30	1,09	0,20
		148	0,79	0,87	0,29	1,33	0,20
	C _{1t}	143	0,37	0,74	0,16	1,34	0,10
		154 (7)	0,39	0,77	0,16	1,03	0,18
		154 (8)	0,39	0,76	0,18	0,90	0,14
	Среднее		0,52	0,80	0,22	1,14	0,16



Средний карбон скв. 155 не участвует в добыче

Рис. 3 – Определение стратиграфической приуроченности нефтей, добываемых совместно из трех объектов из скважины 155

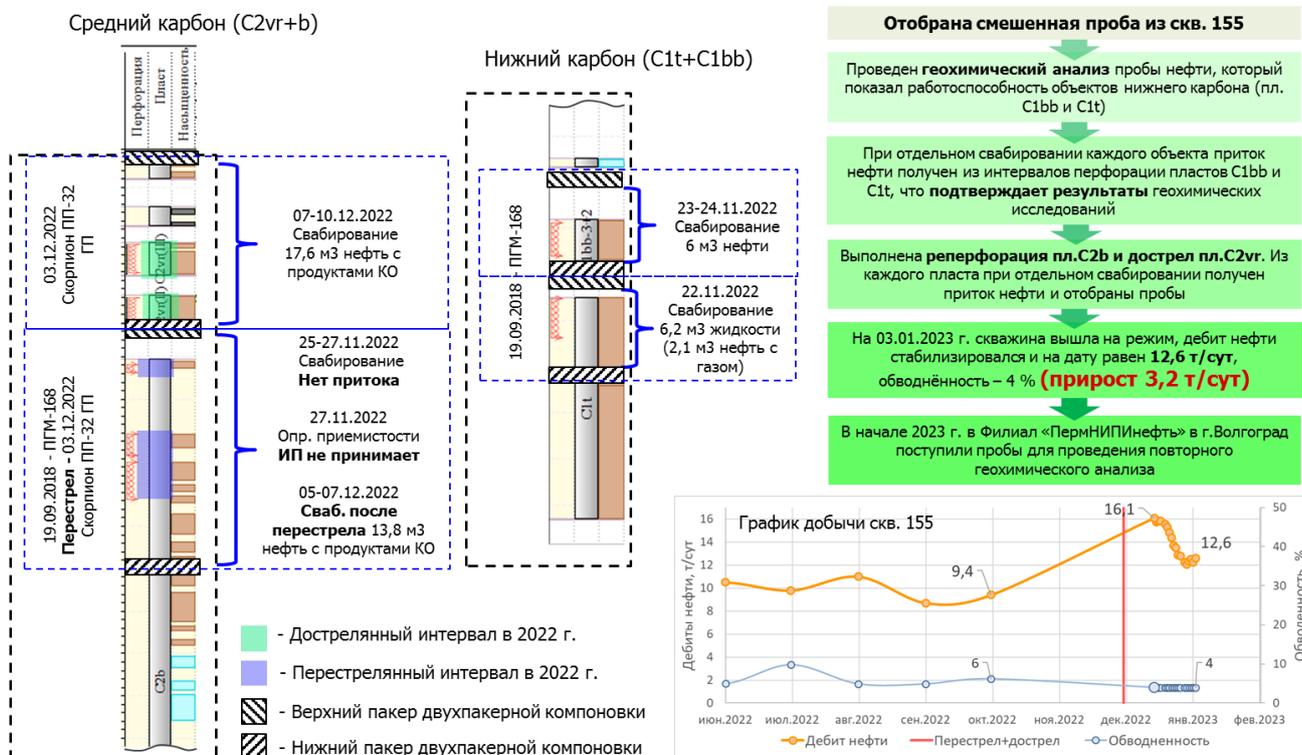


Рис. 4 – Схема геолого-технических мероприятий, проведенных на месторождении Татарии

Библиографический список:

1. Технология мониторинга интервалов прорыва газа и воды с помощью хромато-десорбционных систем: результаты проведения ОПР на месторождении им. Ю. Корчагина / С.Ю. Штунь [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 4 (245). – С. 58-64.
2. Лушпеев В.А., Цику Ю.К., Федоров В.Н. Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 3. – С. 48-53.
3. Bennet B., Adams J.J., Larter S.R. Oil fingerprinting for production allocation: exploiting the natural variations in fluid properties encountered in heavy oil and oil sand reservoirs // Frontiers + Innovation. CSPG CSEG CWLS Convention. – 2009. – P. 157-160.
4. Применение методов резервуарной геохимии при оценке вклада в добываемую продукцию каждого из двух совместно эксплуатирующихся пластов, содержащих разные по молекулярному составу нефти / А. Я. Куклинский [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 1. – С. 39–42.

УДК 622.276:51

Разработка методики обработки данных процесса механического удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах Югидского месторождения с целью прогнозирования критических осложнений

Ракк П. П., Матвеев А. А.

Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» – Вуктыльское ГПУ, г. Вуктыль, Россия

Югидское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится в Печорском районе республике Коми. Нефтегазоконденсатная залежь в девонских песчаниках представляет собой единый объект разработки, в связи с чем в скважинах совместно вскрыты и эксплуатируются нефте- и газонасыщенные интервалы. Способ эксплуатации преимущественно фонтанный.

Основные осложнения при эксплуатации скважин Югидского НГКМ связаны с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ), что вызывает уменьшение внутреннего диаметра НКТ, и, как следствие, снижение добывных возможностей скважины, вплоть до полной её остановки в результате образования глухой пробки. Так, порядка 85 % эксплуатационного фонда скважин характеризуется интенсивным образованием АСПО, основной причиной которого является наличие парафинов в продукции скважин, их содержание достигает 11 % масс.

В настоящее время на данном месторождении применяется комплекс химических, механических и физико-химических методов борьбы против данных отложений [1]. Так, для предотвращения образования АСПО закачивают ингибиторы-депрессаторы на постоянной основе, в круглосуточном режиме. Основным способом удаления уже образовавшегося слоя АСПО является ежедневная механическая очистка скребками на стальной канатной проволоке с использованием гидравлического подъемника в период остановки скважины.

Во время проведения спуско-подъемных операций (СПО) скребка могут проявляться критические и некритические осложнения. Некритические осложнения информируют об интервалах выпадения АСПО, безопасны и являются нормой в технологическом процессе.

При критических осложнениях резко повышается риск наступления негативных событий: резкая потеря веса инструмента на спуске, вплоть до полной остановки, существенное увеличение натяжения проволоки на подъёме, «прихват» скребка или даже его обрыв.

Основным способом ликвидации критических осложнений является экстренная промывка НКТ скважины углеводородным растворителем. Однако, данная операция влечет за собой простой скважины, характеризуется существенными временными и трудовыми затратами, требует привлечения спецтехники. Также, необходимо отметить, что эффективность промывки, ее продолжительность, необходимые объемы растворителя, во многом зависят от оперативности проведения работ. То есть, для проведения оптимальной

промывки нужно организовать и подготовить необходимые ресурсы до фактического обнаружения критических осложнений.

В связи с этим, актуальным является недопущение проведения экстренных промывок и своевременное проведение экономически более выгодных профилактических промывок.

Целью работы является разработка методики обработки данных процесса механического удаления АСПО для оценки текущего состояния скважины и прогнозирования критических осложнений.

Для регистрации и контроля параметров СПО на Югидском НГКМ, используется устройство контроля спуско-подъемных операций «КСПО-01», позволяющее фиксировать: скорость движения скребка, текущую глубину, натяжение проволоки (в эквиваленте массы). Скорость движения скребка при спуске и подъеме – стационарна (2 и 1 м/с соответственно). Типичная зависимость натяжения проволоки от текущей глубины представлена на рисунке 1 и имеет линейную зависимость.

В данной концепции текущее значение натяжения проволоки описывается уравнением:

$$P_i = P_{\text{скр.}} + \rho_{\text{пров.}} \cdot H_i \pm A_i(\vartheta, P_i) + B_i \pm P_{i \text{ АСПО}} \quad 1)$$

где: $P_{\text{скр.}}$ – масса скребка; $\rho_{\text{пров.}}$ – удельная масса проволоки; $A_i(\vartheta, P_i)$ – текущее изменение натяжения проволоки, обусловленное процессами трения и иными, зависящими от скорости движения скребка и текущего натяжения; B_i – текущее изменение натяжения проволоки, обусловленное стохастическими процессами и погрешностью измерений; $P_{i \text{ АСПО}}$ – текущее изменение натяжения проволоки, обусловленное АСПО.

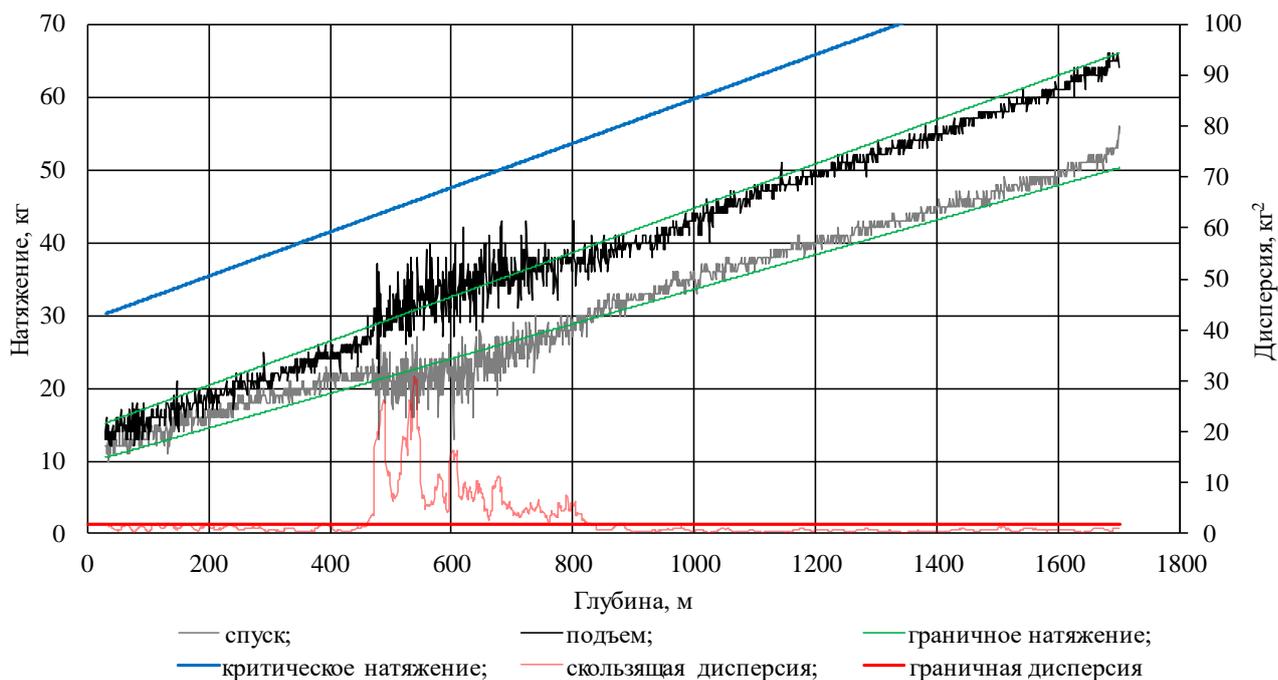


Рис. 1 – Зависимость натяжения проволоки от глубины

Задачей первого этапа обработки являлась оценка текущего состояния скважины, т.е. определение интервалов с АСПО, а также разделение в этих интервалах критических и некритических осложнений. Проведение данного этапа было реализовано в среде Visual Basic Application Excel.

Было выявлено, что дисперсия значений натяжения проволоки в интервалах с АСПО значительно выше, по сравнению с «чистым» интервалом. На основании этого выделение интервалов с АСПО проводилось на основании условия:

$$D_{20}(P_i - P_{i-1}) > D_{\text{гранич.}} \quad 2)$$

где: $D_{20}(P_i - P_{i-1})$ – текущая скользящая дисперсия значений разницы натяжений (выборка объемом 20 значений); $D_{\text{гранич.}}$ – граничное значение дисперсии (константное значение), определяли эмпирическим путем на основании исторических данных для каждой скважины.

Далее определяли величину стохастических процессов и погрешностей измерений в интервалах без АСПО, которые впоследствии можно обобщить и на интервалы с АСПО. Для этого определяли квадратичное уравнение регрессии в «чистых» интервалах методом наименьших квадратов. В интервалах АСПО, значение граничного натяжения, за границами которого находятся осложнения определены доверительным интервалом при уровне достоверности 95 % и равным двум стандартным отклонениям.

Разделение осложнений на критические и некритические проводилось на основании следующих условий:

$$\text{Спуск: } 1 - P_i / P_{\text{гран.}} > 0,9 \quad 3)$$

$$\text{Подъем: } P_i - P_{\text{гран.}} > 15 \quad 4)$$

На спуске – снижение текущего натяжения на 90 процентов и более от граничного натяжения. На подъеме – превышение текущего значения натяжения свыше 15 кг от граничного значения.

На втором этапе проводили прогнозирование критических осложнений для своевременного проведения профилактических промывок.

Подход к прогнозированию рассматривался в рамках анализа временных рядов, при этом не учитывались происходящие процессы с физической точки зрения, такие как: фазовое поведение углеводородной системы, кинетику выпадения АСПО и другие, однако предполагалось что, последующие данные в некоторой степени зависят от предыдущих.

В настоящее время при прогнозировании временных рядов предпочтительными являются модели машинного обучения. В связи с этим реализация этапа проведена с использованием языка программирования Python и библиотек, в которых реализованы алгоритмы моделей машинного обучения.

Типом задачи машинного обучения являлась задача регрессии с учителем. Объектами (признаками) обучающей выборки являются исторические данные за 2,5 года, включающие: информацию об СПО, параметры скважин, информация о проведении отработок скважин на факел и промывок. Целевой переменной (прогнозируемыми значениями) являются максимальные осложнения на подъеме. В данном случае интересующий горизонт событий – 1 день. Стоит отметить, что объем данных относительно небольшой, поэтому предпочтительнее использовать классические методы машинного обучения.

Подготовка данных включала в себя: обобщение данных по интервалам, вычисление обобщенных и скользящих метрик, использование категориальных переменных, стандартизацию данных.

Затем проводилось разделение данных на тренировочную и тестовую выборки, методом кросс-валидации с учетом особенностей временных рядов с использованием библиотеки Scikit-learn (рисунок 2).

Было произведено сравнение четырех регрессионных моделей: линейная модель с регуляризацией ElasticNet, случайный лес, градиентный бустинг XGBoost, градиентный бустинг LightGBM.

В линейной модели с регуляризацией ElasticNet применяется дополнительное ограничение на вектор весов для снижения влияния мультиколлинеарности.

Случайный лес (Random Forest) – алгоритм, основанный на ансамбле решающих деревьев, окончательная прогнозируемая величина является средним значением среди всех выходов построенных деревьев.

Градиентный бустинг – алгоритм, основанный на использовании ансамбля решающих деревьев, обучение проводится последовательно, при добавлении предсказаний нового дерева к предсказаниям обученного ансамбля снижается среднее отклонение модели. Эффективной реализацией градиентного бустинга является библиотека XGBoost. Преимущества более

современного алгоритма LightGBM заключаются в исключении наблюдений с меньшим вкладом в прирост информации и объединении взаимоисключающих признаков.

Оптимизацию гиперпараметров проводили методом случайного поиска для минимизации среднеквадратичной ошибки от целевой переменной, с достижением баланса между недообучением и переобучением.

Для оценки точности моделей использовались метрики RMSE (корень из среднеквадратичной ошибки) и R^2 (коэффициент детерминации) по тестовым данным. Результаты метрик по одной и скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрики качества моделей по одной из скважин

Метрика	Линейная регрессия	Random Forest	XGBoost	LightGBM
RMSE	1,61	1,22	1,10	1,06
R^2	0,68	0,76	0,84	0,85

Наилучшие результаты показала модель градиентного бустинга LightGBM. Так, на рисунке 3 представлена зависимость текущих осложнений за 2,5 месяца по одной и скважин. В результате по данной скважине была проведена одна экстренная промывка и две профилактические.

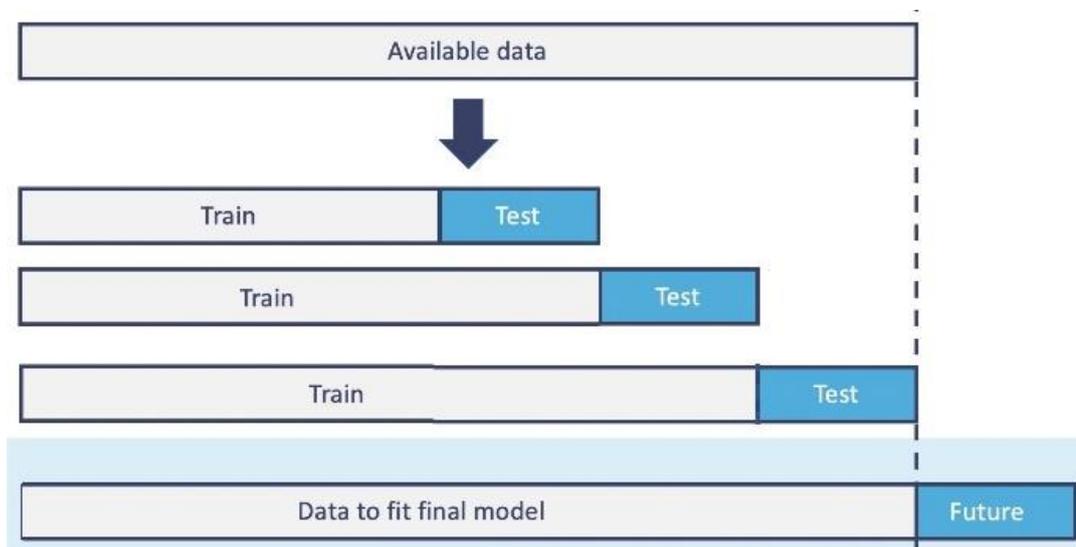


Рис. 2 – Схема разделения данных на тренировочную и тестовую выборки



Рис. 3 – Зависимость максимальной разницы текущих и граничных натяжений во времени по одной из скважин

Стоит отметить, что на сегодняшний день алгоритм прогнозирования критических осложнений работает в тестовом режиме, однако благодаря постоянно увеличивающемуся количеству входных исторических данных дорабатывается для снижения погрешностей прогнозирования.

Для снижения рисков наступления негативных событий, связанных с критическими осложнениями на основании созданной методики обработки данных процесса механического удаления АСПО, была разработана схема организации работ по депарафинизации скважин. Данная схема заключается в ежедневном проведении СПО, далее производится обработка информации. При прогнозировании критических осложнений проводится профилактическая промывка. В случае выявления текущих критических осложнений или при появлении негативных событий (остановка инструмента на спуске, существенное увеличение натяжения проволоки на подъеме, «прихват» скребка) проводится экстренная промывка.

За счет разработанной схемы организации работ по депарафинизации скважин общее количество проводимых промывок не снижается, однако ожидается, что экстренные промывки будут замещаться экономически более выгодными профилактическими, которые характеризуются снижением временных и производственных затрат, уменьшением финансовых потерь за счет сокращения времени простоев скважин. Ожидаемый экономический эффект от внедрения данной методики обработки данных и схемы организации работ состоит в снижении затрат на проведение промывок и может достигать 4 млн. руб./год на данном месторождении.

Библиографический список:

1 Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти / Д.Г. Антониади, Н.А. Шостак [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2011. – № 2. – С. 32–37.

УДК 622.776.72

О процессе сжигания газа, выбрасываемого в атмосферу сепарационными установками

Мамедов Р. М., Сулейманзаде Э. М.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Ключевые слова: декарбонизация, газовая фаза, сепаратор, аэрозоль, факельная головка, лабораторная установка, эксперимент

Глобальное сжигание на факелах и сброс попутного нефтяного газа является значительным источником выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ, находящихся в воздухе, которые с годами оказалось трудно уменьшить. Парниковые газы включают углекислый газ, метан, гидрофторуглероды, перфторированные соединения и другие. Большинство из них вырабатываются из природных источников и присутствуют в атмосфере в течение длительного времени. Лишь недавно стало известно, что антропогенные парниковые газы, возможно, способствовали глобальному изменению климата и экстремальным погодным явлениям. Сжигание газа в факелах и сброс его в атмосферу, связанные с разведкой и добычей нефти, продолжают приводить к сложным последствиям с точки зрения энергетики, здоровья людей, природной среды, социально-экономических условий и устойчивого развития. Лучшее понимание общего воздействия сжигания попутного нефтяного газа в факелах и сбросов в нефтяной промышленности важно для эффективного управления энергетическими ресурсами, снижения экологических рисков, внедрения надлежащего управления и устойчивого развития [1].

В 2021 году 144 миллиарда кубометров газа было без необходимости сожжено в факелах на объектах добычи нефти и газа по всему миру, что привело к примерно 400 миллионам тонн выбросов в эквиваленте диоксида углерода (CO₂), из которых 361 млн. тонн CO₂ было в форме CO₂, а 39 млн. тонн CO₂ - в форме метана.

Прекращение этой расточительной и загрязняющей окружающую среду практики занимает главное место в усилиях по декарбонизации добычи нефти и газа. Сжигание на факелах и сокращение выбросов играют решающую роль в снижении выбросов метана, который является более мощным парниковым газом, чем углекислый газ: килограмм метана, выбрасываемого в атмосферу, может улавливать более чем в 25 раз больше тепла, чем килограмм выбрасываемого углекислого газа. Это поднимает часто упускаемую из виду важность интеграции декарбонизации нефтегазового сектора в более широкие климатические инициативы и обсуждения.

Во время сжигания на факелах сжигается не весь попутный газ, и относительно небольшое количество метана выделяется несгоревшим. Таким образом, усилия по сокращению сжигания в факелах приводят к прямому сокращению выбросов метана. Однако ликвидация сжигания на факелах и утилизация газа также играют важную роль в обеспечении эффективного сокращения выбросов метана из других источников, таких как вентиляция и летучие выбросы. При отсутствии стратегии управления и утилизации газа эти восстановленные выбросы в конечном итоге будут направлены на сжигание, и этот важный источник энергии будет потрачен впустую [2].

Прекращение обычного сжигания в факелах на объектах нефтедобычи имеет значение, как для сокращения выбросов парниковых газов, так и для сохранения газа в производственных целях — например, для выработки электроэнергии в бедных общинах, которые используют более грязные виды топлива для удовлетворения своих энергетических потребностей.

Статья рассматривает применение факельной головки для сепараторов при процессе, когда газовая фаза выпускается в атмосферу. Так как на месторождениях отсутствуют коллекторы низкого давления, процесс дегазации нефти на поздних стадиях разработки реализуется непосредственно у скважины. Жидкая фаза направляется на сепарационную установку, откуда далее следует в накопительную емкость. Следует отметить, что газ, который выпускают в атмосферу, представляет собой аэрозоль. Учитывая это, можно сделать вывод, что более легкая-газообразная фаза, поднимается в верхние слои атмосферы, а тяжелая-жидкая, оседает на поверхность платформы и моря, что оказывает негативное воздействие с экологической точки зрения.

Обладая информацией о поведении газожидкостной смеси в вертикальных трубах, можно делать выводы об их форме, габаритных и конструктивных особенностях. Факельная головка, которая будет детально рассмотрена ниже, позволяет предупреждать дросселирование газа и частичную конденсацию тяжелых компонентов газовой фазы.

Практика добычи нефти на последних стадиях разработки месторождений, когда значения давлений в пласте и на устье низкие, характеризуется процессом дегазации добытой продукции непосредственно на устье, после чего посредством насосов жидкая фаза направляется в промысловые жидкостные коллекторы. Наиболее явно этот процесс наблюдается на морских месторождениях. В таких условиях добытая посредством газлифтного способа добычи скважинная продукция проходит процесс разделения на жидкость и газ фазы прямо на устье. Добываемый флюид направляют на сепараторную установку, где газовую фазу отделяют от жидкой и реализуют ее в атмосферу, а жидкость накапливают в емкостях, откуда ее направляют в жидкостные коллекторы, которые расположены на промысле. Такой процесс объясняется отсутствием газового вакуумного коллектора и коллектора низкого давления, а на сепараторах не имеются факельные головки, чем можно аргументировать реализацию газа в атмосферу.

Углеводороды, которые сбрасываются в атмосферу, представляют собой аэрозоль, который состоит из газообразных и жидких углеводородных компонентов [3-5]. Поднимаясь вверх, газообразная фаза достигает верхних слоев атмосферы, в то время как жидкая фаза оседает на поверхности моря и платформы, что можно объяснить ее высоким, по сравнению с воздухом, удельным весом. Такое поведение жидкой фазы наносит серьезный урон с экологической точки зрения, так как нарушается естественный процесс самоочищения морской воды.

Учитывая вышесказанное, предложена факельная головка, которая схематично изображена на рисунке 1.

Конструктивные особенности данной факельной головки следующие:

Число лопастей – 8

Направление лопастей – $45-60^\circ$

Толщина лопасти – 3 мм

Ширина лопасти - $\delta + 5$ мм, где δ - толщина стенки завихрителя.

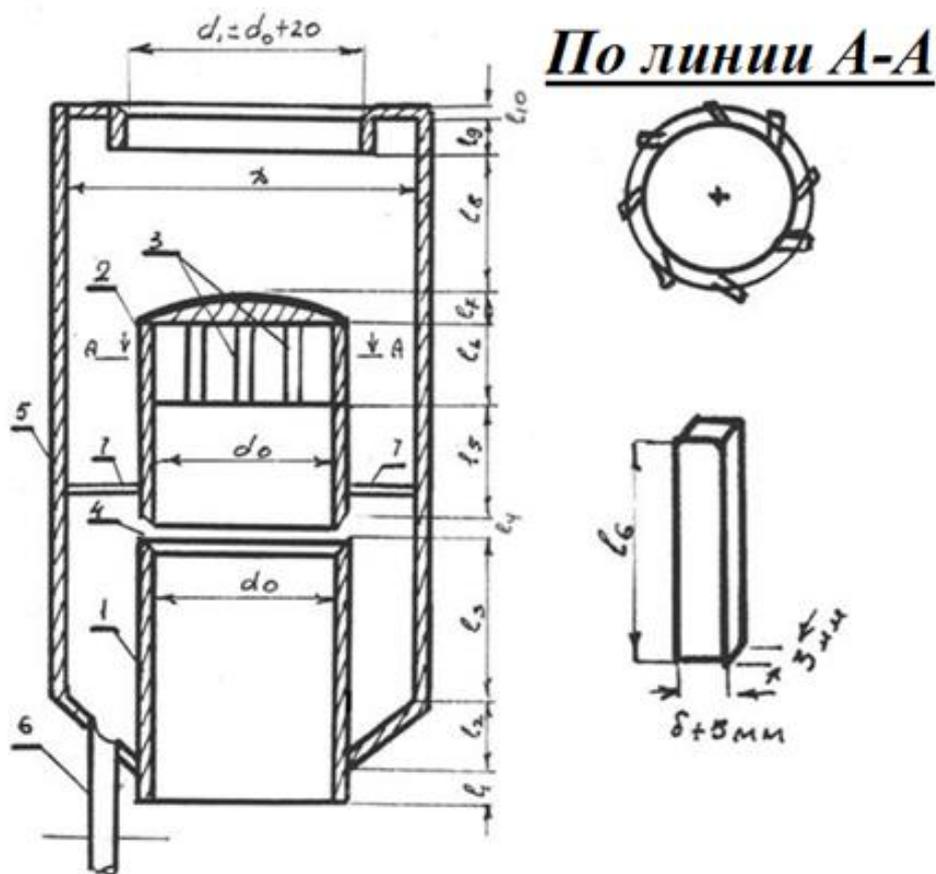


Рис. 1. 1- входной патрубок, 2- стационарный завихритель, 3- лопасти, 4- перегородка, 5- корпус, 6- выходной патрубок, 7- стальные втулки

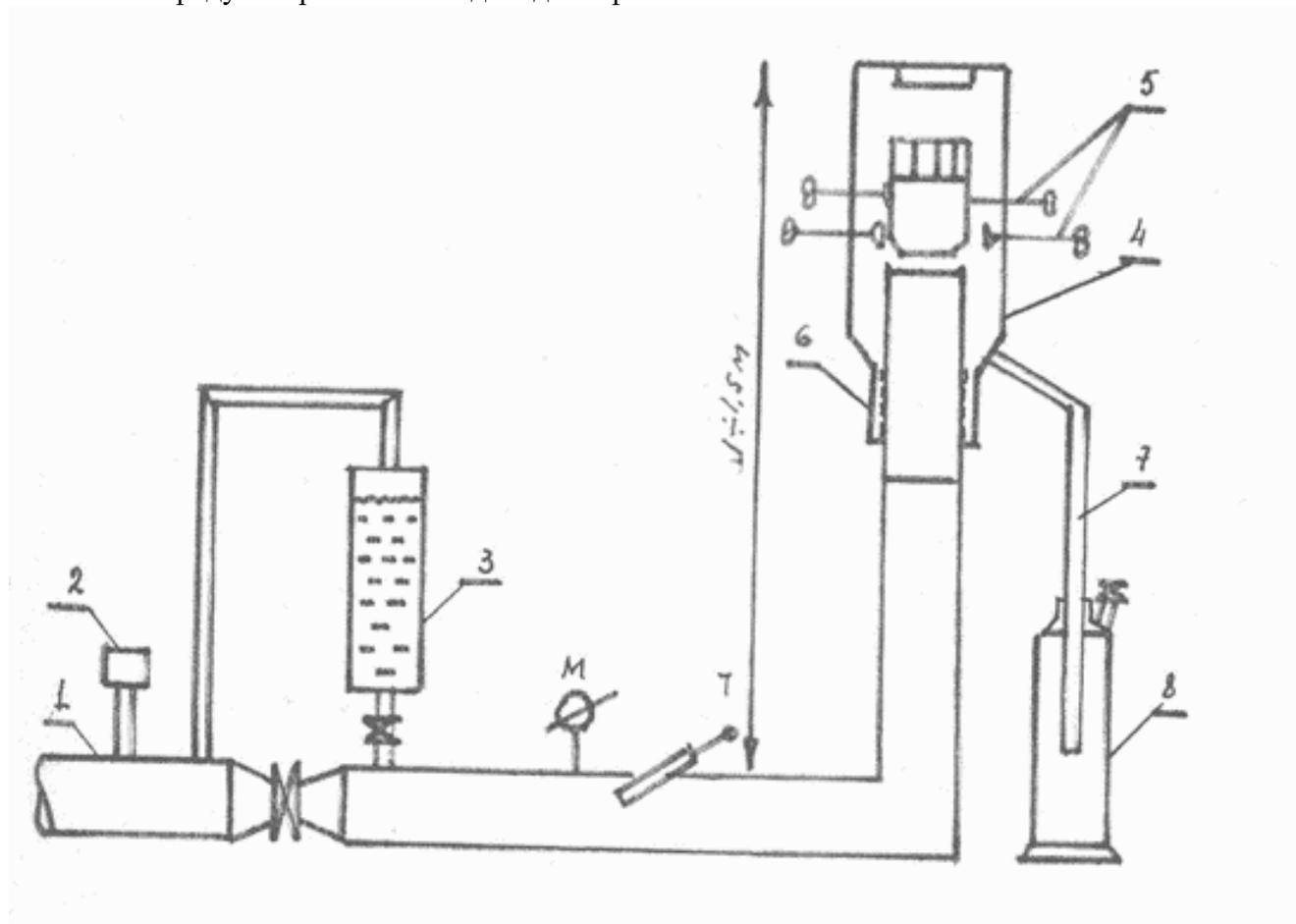
Следует отметить, что размеры описываемой головки, то есть диаметр входного патрубка приравнивается к диаметру трубы, выводящей газ из сепаратора.

Основа работы данной конструкции основывается на принципе увеличения контактной поверхности потока газожидкостной смеси и твердой (металлической) поверхности при дальнейшем закручивании потока с целью увеличения пути и времени контакта. Суть этого в том, чтобы продлить временной интервал для улавливания капельной жидкости из потока газа. Кроме того, немаловажен факт обеспечения сбалансированного направления улавливаемой жидкости в нижнюю часть сепаратора – жидкостную (или отдельные емкости).

Методы исследования

Лабораторные исследования проводились на экспериментальной установке, представленной на рисунке 2. Данная установка состоит из вертикальной трубы, длина которой составляет 1-1,5 метров. На конце трубы установлена факельная головка с рассчитанными конструктивными размерами. Кроме того, заранее выбраны соответствующие формы стационарного завихрителя, местоположения перегородок, а также определен способ улавливания и направления жидкой фазы в соответствии с различными параметрами, возможными на сепарационных установках в промышленных условиях.

Данная установка позволяет детально изучить поведение газожидкостной смеси в вертикальных трубах, а также представляет возможным определение конструктивных элементов и их особенностей и габаритов. С целью расширения диапазона проводимых испытаний предусматривается ввод жидкой фазы в поток газа.



1- линия факела, 2- газовый расходомер, 3- объем жидкости, закачиваемый в линию факела, 4- факельная головка, 5- резьбовой зажим, 6- муфта, 7- шланг, 8- емкость для измерения объема жидкости, М-манометр, Т-термометр.

Рис. 2. Экспериментальная установка для исследования факельной головки.

Следует отметить, что результаты проводимых на данной установки экспериментов могут найти применение в промышленных условиях, так как здесь учитывается возможность создания потока газожидкостной смеси, схожего с реальным. С этой целью предусматривается установка различных элементов или использование промышленных линий.

Следует отметить, что создание в потоке вихревого движения в газодинамике рассматривается как сложный вид движения. Таким образом, рациональное использование завихрения в процессе разделения фаз, в первую очередь, зависит от результатов экспериментов, полученных как в лабораторных, так и в промышленных условиях. Для этого необходимо установление оптимальной скорости потока на входе, в то время как для оптимизации сепарации необходима информация о числе вращений вихревого потока.

Обычно, завихрения в потоке получают посредством применения стационарных или нестационарных завихрителей. Преимущества стационарных завихрителей состоят в отсутствии необходимости использования подшипников с дальнейшим контролем их работы.

Далее, в таблицах 1 и 2 приведены рассчитанные значения размеров газоотводных труб диаметром $d_0 = 100 \div 300$ мм.

Таблица 3. Длины лопастей (l_6) в соответствии с диаметром трубы факела (d_0).

Диаметр факельной трубы, d_0 , мм	Расстояние между лопастями, d , мм	Длина лопастей $l_6 = F_0/8a$	Принятое значение величины l_6
Количество лопастей: 8			
100	83,0	29,7	40
150	47,0	46,9	50
200	72,0	54,5	60
250	90,0	68,1	75
300	110,0	80,3	90
$l_6 = 0.785 \frac{d_0^2}{8a}$			

Таблица 4. Размеры факельных головок для факельных труб различного диаметра

Величины, мм	Диаметр факельной трубы, d_0 , мм				
	100	150	200	250	300
D	200	300	400	500	600
d_1	120	170	220	270	320
d_2	25	25	40	40	50
l_1	20	20	20	20	20
l_2	40	40	40	40	40
l_3	100	100	100	100	100
l_4	10	10	10	10	10
l_5	80	70	60	45	30
l_6	40	50	60	75	90
l_7	10	10	10	10	10
l_8	75	75	75	75	75
l_9	15	15	15	15	15
l_{10}	10	10	10	10	10

Кроме того, следует отметить тот факт, что в данном исследовании предусмотрено предупреждение дросселирования и возврат капель жидкости после контакта с корпусом, а также возвращение их в центральную часть потока. Таким образом, гидродинамические условия для разделения фаз весьма благоприятные. Данная факельная головка позволяет улавливать аэрозоль углеводородной жидкости, который выбрасывается в атмосферу и обеспечивает частичную конденсацию тяжелых углеводородных компонентов газовой смеси в потоке.

Выводы

1. Газ, сбрасываемый в атмосферу из сепарационных установок увлекает за собой определенное количество жидких и конденсируемых углеводородных компонентов, которые оказывают негативный эффект с экологической точки зрения. Кроме того, в результате этого увеличиваются потери ценного углеводородного сырья.

2. Конструкция факельной головки обеспечивает улавливание определенного количества жидких углеводородов.

3. Простота изготовления конструкции позволяет обеспечить ее изготовление непосредственно на площади, занятой производством.

Библиографический список:

1. O. Ismail and G. Umukoro, "Global Impact of Gas Flaring," *Energy and Power Engineering*, Vol. 4 No. 4, 2012, pp. 290-302. doi: [10.4236/epe.2012.44039](https://doi.org/10.4236/epe.2012.44039).

2. Vorobev, A., Shchesnyak, E. (2019). Associated Petroleum Gas Flaring: The Problem and Possible Solution. In: Glagolev, S. (eds) 14th International Congress for Applied Mineralogy (ICAM2019). ICAM 2019. Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-22974-0_55
3. Панахов Р.А., Абдуллаев Э.А. «О подготовке газа к транспорту в условиях моря», Журн. АНХ, №10, 2011 г. Баку
4. Абдуллаев Э.А., Мустафаев А.Р., Султанов Н.Н., Панахов Р.А. «Вихревые трубы и возможность их применения в газовой отрасли», Баку, УЛУПКФ, 2015 г.
5. Алиев Э.Ю., Абдуллаев Э.А. и др. «Сепарация газа в трубопроводах», Баку, “Nafta-Press”, 2009 г.

УДК 622.24.06.2

Некоторые вопросы деградации буровых растворов с высокой концентрацией кольматанта

Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н.

Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

Одним из наиболее часто встречающихся осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин является поглощение технологических жидкостей, различающееся по интенсивности в зависимости, в первую очередь, от фильтрационных свойств пласта от частичных до катастрофических. При этом поглощение является одним из наиболее сложных видов осложнений, что обуславливается как сложностью его прогнозирования, так и проблемами с ликвидацией, связанными с большим разнообразием условий, приводящих к его возникновению, а также, в большинстве случаев, отсутствием достоверной информации о структуре поглощающего горизонта.

Методы предотвращения и ликвидации поглощений условно можно разделить на несколько групп [1]:

1. Ограничение давления на пласт;
2. Оптимизация реологических свойств технологических жидкостей;
3. Закупоривание (кольматация) порового пространства.

Первый вариант подразумевает снижение как статического, так и гидродинамического воздействия за счет снижения плотности бурового раствора, его подачи, а также снижения реологических свойств. При этом часто возникающей проблемой является недооценка влияния изменения реологических свойств на очистку ствола скважины, что после кратковременного улучшения ситуации может привести к обратному процессу. В целом, оценку эффективности данного подхода можно описать параметром эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП), характеризующим состояние системы во время циркуляции и позволяющим оценить репрессию на вскрываемые пласты в процессе бурения. В общем виде, ЭЦП можно определить по формуле:

$$\rho_{\text{экв}} = \rho_{\text{бр}} + \frac{\Delta P_{\text{затр}}}{gh}$$

где:

- $\rho_{\text{бр}}$ – актуальная плотность бурового раствора;
- $\Delta P_{\text{затр}}$ – гидродинамические потери в затрубном пространстве;
- G – ускорение свободного падения;
- h – глубина скважины по вертикали.

Вследствие затрудненного расчета перепада давления в затрубном пространстве возможно использование эмпирической зависимости $[\text{г/см}^3]$ [2]:

$$\rho_{\text{экв}} = \rho_{\text{бр}} + \frac{0,2P_{\text{раб}}}{0,1h}$$

где:

$P_{\text{раб}}$ – рабочее давление (давление на насосах), атм.

Данный подход может использоваться для предупреждения поглощений в процессе бурения.

Второй вариант предполагает предотвращение поглощений бурового раствора за счет повышения сопротивления движения жидкости в поровом пространстве с малым сечением каналов. Как показывают расчеты и результаты практического применения, это можно обеспечить за счет, в первую очередь, повышения ДНС бурового раствора. Данный метод эффективен для предотвращения и ликвидации поглощений низкой интенсивности (частичных), хотя в практике строительства скважин наблюдались единичные случаи его эффективного использования и для трещиноватых пластов с высокой проницаемостью.

Третий вариант предполагает использование материалов, способных закупоривать поровые каналы, образуя барьер на пути движения жидкости. В настоящее время это основной подход к ликвидации поглощений любой интенсивности, который, в свою очередь, может быть разделен на три базовых варианта [3]:

- Применение цемента и смесей на его основе (установка цементных мостов);
- Применение активных смесей на основе полимеров, способных в процессе реакции образовывать вязкоупругие системы, закупоривающие поровое пространство;
- Применение наполнителей.

В практике бурения наибольшее распространение получило именно применение наполнителей, что связано с относительной простотой их применения при приемлемой стоимости материалов. При этом тип, размеры и количество наполнителей могут изменяться в широких пределах и зависят, как правило, от применяемой технологии бурения.

В процессе работ концентрация наполнителей, которые могут быть использованы для приготовления кольматационных пачек, варьируется, в первую очередь, в зависимости от оборудования, включаемого в состав КНБК. Учитывая, что подавляющее большинство скважин, строящихся в настоящее время, имеют наклонный или горизонтальный, часто пространственно-сложный профиль, в компоновку практически всегда включается телесистема. Последняя, как правило, имеет жесткие ограничения по применяемым наполнителям. В большинстве случаев это концентрации в пределах 100 кг/м^3 с использованием только мелкодисперсных гранулярных наполнителей. Тем не менее, в ряде случаев в компоновку добавляют циркуляционный переводник, а для особо серьезных случаев может быть произведен спуск «голового конца». При этом концентрация наполнителей может превышать 400 кг/м^3 , ограничиваясь, в основном, способностью буровых насосов прокачивать материалы без потери работоспособности.

Как показывает практика бурения, именно пачки, особенно с высокой концентрацией наполнителей, наиболее подвержены биологической деградации. Условно их можно разделить на две группы: оперативные (приготавливаемые для ликвидации начавшегося осложнения) и резервные. При этом условия протекания ферментационных процессов в них могут значительно различаться, что зависит от времени хранения. Например, в оперативных пачках процессы деградации не успевают развиваться. По-другому складывается процесс изменения свойств кольматационных пачек длительного хранения (резервных), которые готовятся заранее при вскрытии опасных с точки зрения интенсивных поглощений горизонтов. В последнем случае в зависимости от состава кольматанта наблюдаются процессы деградации под воздействием микроорганизмов.

В настоящее время буровыми и сервисными компаниями используется широкий спектр кольматационных материалов, позволяющих обеспечить ликвидацию большинства поглощений, которые подразделяются на 3 группы:

1. Минерального происхождения.

К таким материалам относятся, в первую очередь, разнофракционные карбонатные материалы, асбест и его производные, минеральное волокно, слюда. Благодаря относительной дешевизне, номенклатура таких материалов отличается значительным разнообразием. Необходимо отметить, что данная группа максимально устойчива к биологической деградации.

2. Искусственного происхождения.

Примерами таких коьматантов являются резиновая крошка, вискозное волокно, производные целлюлозы и многие другие. Деструктивные процессы в таких коьматационных пачках происходят только в том случае, если матрица (основа) пачки представлена водными растворами полисахаридов [4].

3. Биологического происхождения.

К данной группе коьматантов относятся, главным образом, отходы пищевой, целлюлозной, строительной, лесной промышленности. Наиболее распространены ореховая скорлупа, опилки, торф. Именно торф является самым биологически уязвимым материалом.

Это подтверждается опытом строительства скважин на месторождениях Восточной Сибири, где одним из наиболее частых осложнений являются поглощения бурового раствора [5] и соответственно используются как оперативные, так и резервные коьматационные пачки длительного хранения. При использовании в качестве коьматанта торфа биологическая деградация пачки, которая сопровождалась снижением водородного показателя, изменением реологических показателей и появлением запаха сероводорода, наступала достаточно быстро, в течение 1-5 суток практически при любой минерализации, что подтверждает результаты исследований на кафедре Бурения деструктивных процессов в полимерных буровых растворах, содержащих водорастворимые полисахариды.

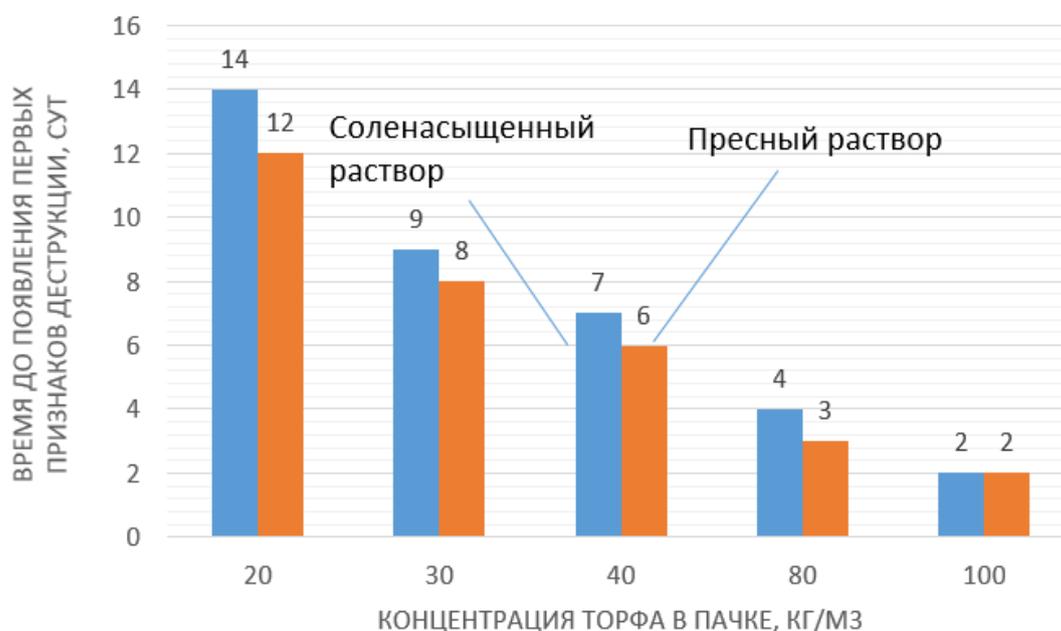


Рис. 1- Зависимость времени появления начальных признаков биологической деструкции от концентрации торфа в растворе, обработанном бактерицидом в концентрации 0,5-1 кг/м³

Использование бактерицидных препаратов может несколько снизить интенсивность процесса, но полностью, особенно при значительном количестве торфа, не исключает (Рисунок 1).

Причина такого поведения коьматационных пачек, содержащих торф, связана с составом этого материала, в котором значительное место занимают гуминовые кислоты (до 50%), которые способствуют деструктивным процессам микроорганизмов.

При этом не надо сбрасывать со счетов условия хранения коьматанта и время до начала использования пачки. В свежеприготовленных коьматирующих пачках начальная концентрация бактерий, способных вызвать быстротечно протекающую ферментацию, незначительна. Тогда как в пачках долгого хранения картина бактериального поражения иная. В этом случае необходимо учитывать изменения, происходящие в структуре раствора, в т. ч. возможность развития специфической группы анаэробных бактерий, вносящих серьезные коррективы в технологический процесс работы с растворами. Активное развитие

сульфатовосстанавливающих бактерий возможно только в условиях достаточного присутствия органического субстрата и сульфата, при незначительном содержании кислорода. Именно поэтому наличие ряда природных реагентов и материалов (например, торфа, в составе изолирующих пачек) является благоприятным фактором для интенсификации процессов микробиологического разложения, сопровождаемого продуцированием сероводорода. Результатом действия сульфатовосстанавливающих бактерий является загрязнение сероводородом добываемых пластовых флюидов, сопутствующей коррозией бурового оборудования и оборудования для добычи полезных ископаемых, кольматацией призабойной зоны скважины и продуктивного пласта бактериями и продуктами их метаболизма. Связано это с принципом воздействия бактерий на кольматанты природного происхождения и, как следствие, на реологические и фильтрационные свойства промывочной жидкости. Деструктивные изменения бактериального характера в буровых растворах всегда необратимы. Торможение распада органики бактерицидами, щелочами или электролитами носит временный характер. Перерасход химических реагентов увеличивает стоимость промывочных жидкостей. Кроме того, создается прецедент заражения пластового флюида сульфатовосстанавливающими бактериями, которые для построения внутриклеточных структур и роста колонии, используют органику, в том числе, торф. Продукты распада данного класса бактерий вызывают резкое ухудшение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Отличие данных бактерий анаэробов в том, что они образуют, в результате сульфатредукции, сероводород, в отсутствие окислителя кислорода. Крайними значениями рН, при которых сульфатовосстанавливающие бактерии способны редуцировать в природе, являются 2,8 и 9,9, поэтому использование щелочей, в качестве антиферментаторов – не эффективно. Большинство представителей бактерий данной группы, такие как *Desulfovibrio* и *Desulfotomaculum* прекрасно растут в благоприятных средах, к которым относится и кольматирующая торфосмесь. Исходя из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Использование материалов на основе торфа для приготовления кольматационных пачек создает дополнительные риски биологической деструкции раствора, причем риск развития процесса зависит от срока хранения материала;
2. Материалы на основе торфа вызывают разложение буровых растворов на водной основе вне зависимости от их типа;
3. Интенсивность протекания процессов деструкции зависит от количества торфа в кольматационной пачке;
4. Рекомендуется ограничить содержание торфа в кольматационной пачке не более 30 кг/м³.

Библиографический список:

1. Ясов, В. Г. Осложнения в бурении: Справочное пособие./В. Г. Ясов, М. А. Мыслюк. – М: Недра, 1991. – 334 с.
2. Baroid Drilling Fluids Handbook. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pdfprodocs.vip/download/4687814-baroid-drilling-fluids-handbook> (date of treatment: 15.08.2022).
3. Уляшева, Н. М. Технология буровых растворов. Учебно-методическое пособие [Текст]/ Н. М. Уляшева, М. А. Михеев, В. В. Дуркин. – Ухта: УГТУ, 2019. – 112 с.
4. Цуканова, А. Н., Исследование процессов деструкции полимерных реагентов, применяемых в буровых растворах /А. Н. Цуканова, Н. М. Уляшева // XVII Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»: тезисы докл. (Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 30.06.2022 г.).
5. Михеев, М. А. Кольматационные пачки как индуктор деградации буровых растворов./М. А. Михеев, Н. М. Уляшева, А. Н. Цуканова//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023, №1. – С. 26 – 30.

Разработка газонефтяных залежей Среднеботуобинского месторождения горизонтальными скважинамиВаганов Е. В.¹, Сохошко С. К.¹, Краснов И. И.¹, Данилов А. П.², Плазун А. В.¹*1 – Кубанский государственный технологический университет, г. Армавир, Россия**2 – Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Мирный, Россия*

Резюме: В статье рассматриваются особенности разработки горизонтальными скважинами газонефтяных залежей пласта Бт (ботуобинский горизонт) Среднеботуобинского месторождения, расположенного в Западной Якутии. Разработка изучаемого горизонта осложняется геологическим строением (совместное залегание газовой шапки, нефтяной оторочки и водоносного горизонта). В связи с отсутствием плотных (непроницаемых) глинистых пропластков между нефтяной оторочкой и водоносным горизонтом (в литологически однородных пластах) происходит неконтролируемое обводнение скважин. Поэтому реализация оптимальной безгазовой выработки запасов нефти в условиях разработки пласта Бт Среднеботуобинского месторождения нашли применение горизонтальные и субгоризонтальные скважины, с помощью которых происходит равномерное распределение депрессии в залежи. Такие горизонтальные скважины позволяют увеличить предельные безгазовые и безводные дебиты.

В работе выполнена оценка основных показатели работы скважин с горизонтальным окончанием, расположенных вдоль водо-нефтяного контакта (ВНК) и вдоль газонефтяного (ГНК). Таким образом, применение горизонтальных скважин большой протяженности позволило увеличить безгазовый период разработки подгазовых залежей Ботуобинского месторождения.

Ключевые слова: нефтяная оторочка, обширная газовая шапка, безгазовый период эксплуатации, ограничение прорыва газа, горизонтальная скважина, Среднеботуобинское месторождение.

Разрабатываемые в настоящее время газонефтяные и нефтегазоконденсатные залежи относятся к категории сложнопостроенных. Наиболее типичное осложнение данных залежей является прорыв газа из газовой шапки в нефтяной пласт, а также подтягивание прорыв тяжелых фракций нефти в газовую шапку.

Для осуществления оптимальной безгазовой выработки запасов нефти в условиях разработки пласта Бт Среднеботуобинского месторождения нашли применение горизонтальные и субгоризонтальные скважины, с помощью которых происходит равномерное распределение депрессии в залежи. Внедрение данных скважин позволяет увеличить предельные безгазовые и безводные дебиты[1,2].

Актуальным является рассмотрение в ближайшем будущем добычи углеводородов из сложнопостроенных месторождений, требующих усовершенствования и оптимизации технологий разработки с применением субгоризонтальных скважин. Поэтому просматривается схема разработки как сочетание геолого-технологической систематизации и целенаправленного подбора технологий.

В настоящей работе рассмотрен подход разработки обширных подгазовых зон и залежей крупных газонефтяных месторождений Западной Якутии, где сложились предпосылки для его реализации. В результате обобщения информации об основных продуктивных пластах, содержащих газонефтяные залежи, получено представление об условиях загазовывания продуктивных нефтесодержащих горизонтов. На основании рассмотренных данных исследований, а также использовать результаты при обосновании и выборе оптимальной длины горизонтального участка скважины[3,4].

Запасы нефти Ботуобинского горизонта являются трудно извлекаемым потому, что по всей площади залежи представлена тонкой нефтяной оторочкой, заключенной между обширной газовой шапкой и подошвенной водой. Продуктивные пласты Ботуобинского горизонта залегают на глубинах от 1868 до 1953 метров. Таким образом, с точки зрения геолого-

технологических условий, в пределах Центрального тектонического блока Среднеботуобинского месторождения объектами разработки являются пласты Бт [5,6].

В газонефтяной залежи для анализа выбраны скважины, которые располагаются в ГНЗ и ВНЗ. Для группы скважин применялось два типа профиля – вдоль ВНК (скважины №3057, 3063) и вдоль кровли пласта (скважины №3356, 3323). На рисунке 1 показана схема расположения скважин на исследуемом участке Среднеботуобинского месторождения.

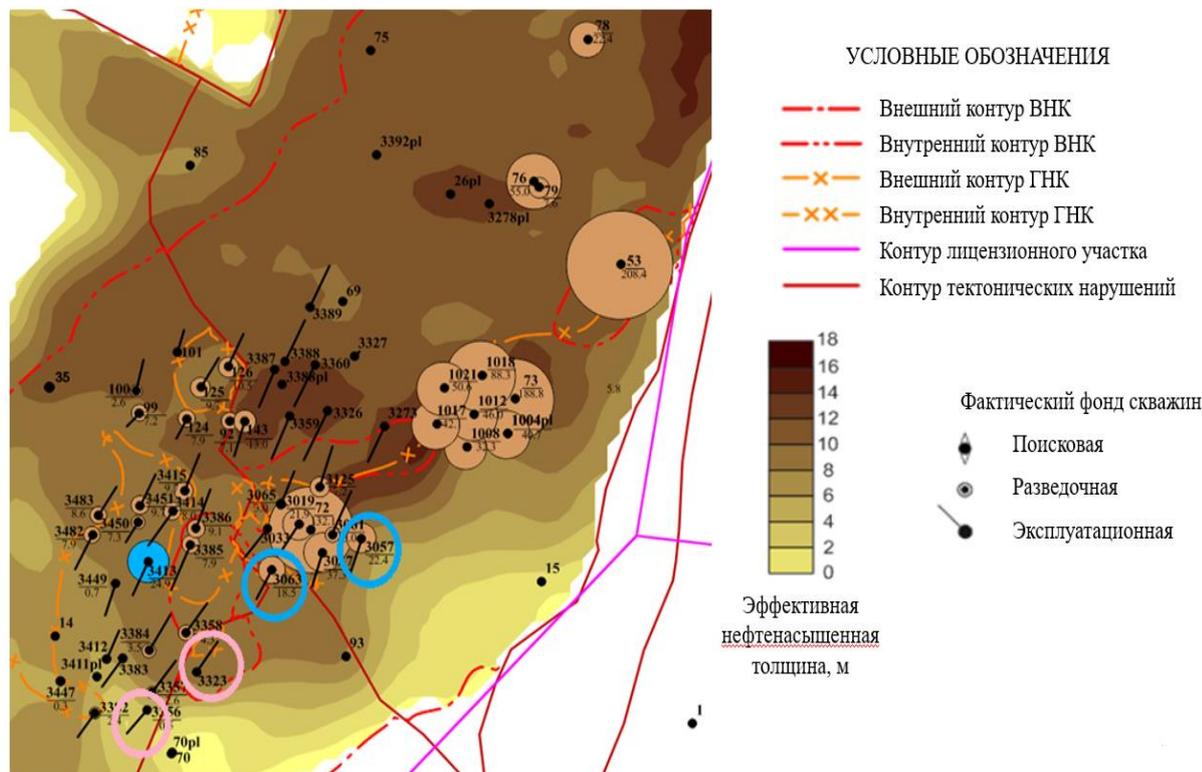


Рис. 1 – Схема расположения скважин при разработке пласта Бт Среднеботуобинского месторождения

В группу объединены скважины №3323 и №3356, расположенные вдоль газонефтяного контакта. Профиль данной группы горизонтальных скважин является пологим вдоль кровли пласта, имеющая нисходящее строение. На рисунке 2 схематично представлен профиль проводки скважин, расположенных вдоль газонефтяного контакта.

На рисунках 3 – 6 приведена динамика основных показателей разработки горизонтальными скважинами газонефтяной залежи ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения вышедших из бурения, такие как: дебит нефти, обводненность, забойное давления и газовый фактор.

Средний запускной дебит был равен 67 т/сут. В предыдущем случае, где профиль скважины проходил вдоль ВНК средний запускной дебит был равен 120 т/сут. Такая разница обусловлена карбонатизацией кровли коллектора, что в результате половина ствола прошла по интервалам с низкими физико-емкостными свойствами. Как и в скважинах с проводкой вдоль ВНК, на конец анализируемого периода скважины работают с невысоким газовым фактором. Динамика роста загазованности присутствует в скважине №3356. По скважине №3323 не наблюдается динамика роста обводненности. На конец второго года выбранного периода скважина №3323 работает с дебит нефти 145 т/сут, а скважина №3356 – 32 т/сут. Причиной роста обводненности скважин №3063 и 3356 является заколонные перегородки. Причиной этому может являться плохое качество цементного камня за обсадной колонной труб.



Рис. 2 – Схема проводки горизонтальной скважины вдоль ГНК

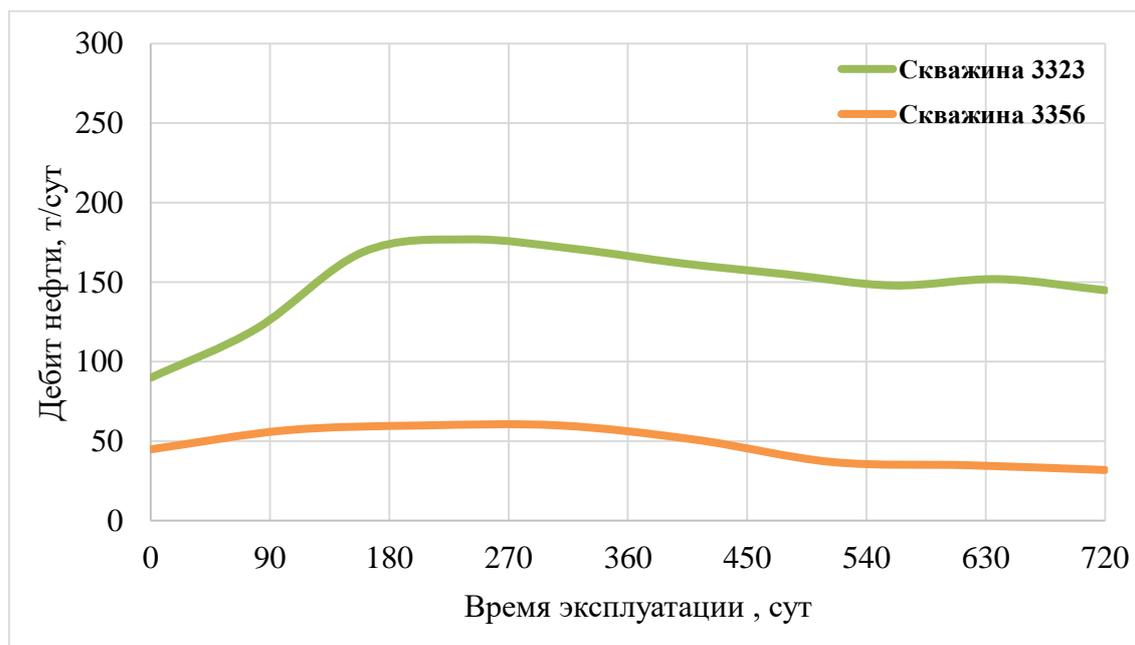


Рис. 3 – Динамика дебита нефти скважин с профилем вдоль кровли пласта

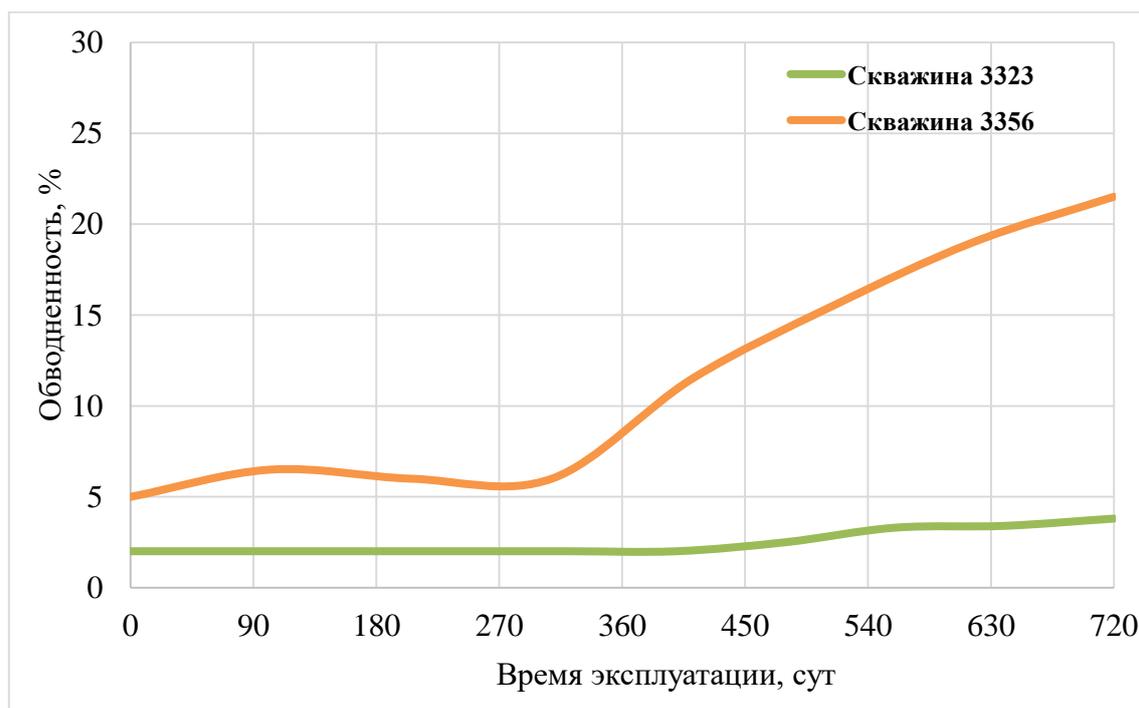


Рис. 4 – Динамика обводненности скважин с профилем вдоль кровли пласта

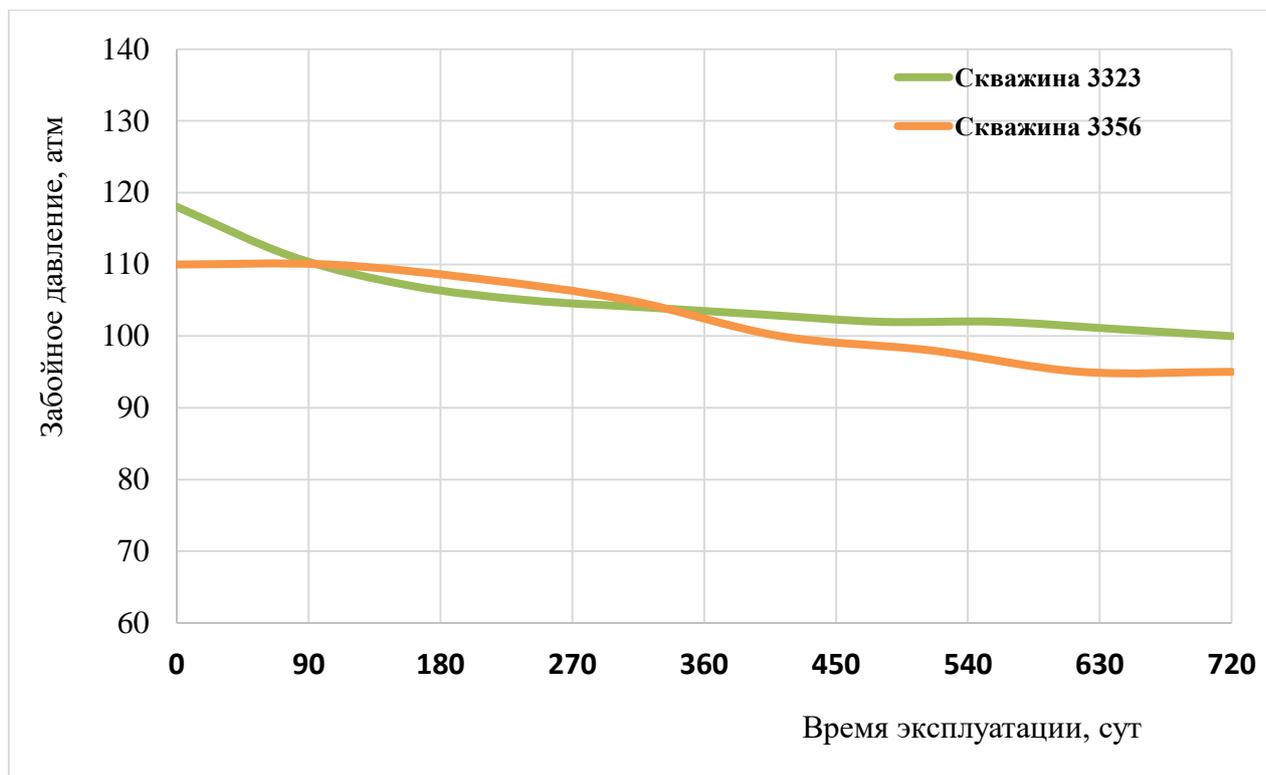


Рис. 5 – Динамика забойного давления скважин с профилем вдоль кровли пласта

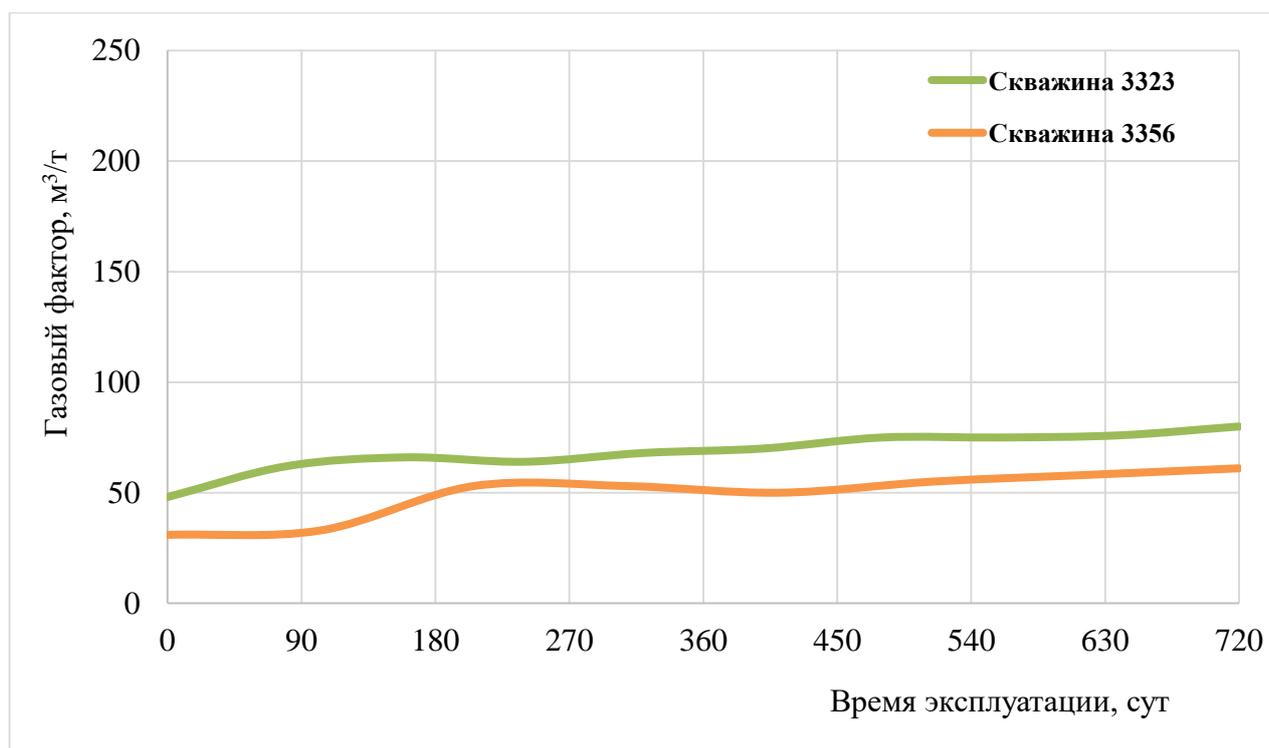


Рис. 6 – Динамика газового фактора скважин с профилем вдоль ГНК

Таким образом, по результатам анализа проведенных исследований по выявлению причин и характера загазовывания скважин на месторождении было установлено следующее:

1. Большинство скважин с горизонтальным стволом являются проблемными в основном вследствие прорыва газа. Количество скважин, осложненных прорывом газа и с тенденцией его роста, составляет более 74%.

3. На обводнение скважин оказывает влияние ориентация горизонтальной части ствола в продуктивном горизонте по отношению в ВНК или ГНК.

Библиографический список:

1. Инякина Е.И. и др. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой. Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – № 1. – С. 41-56.
2. Краснов И.И. Особенности разработки нефтегазовых залежей месторождений Западной Сибири. / Краснов И.И., Левитина Е.Е., Инякина Е.И., Ваганов Е.В. // Москва, 2021. – с.160.
3. Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RU 2249100 С2, 27.03.2005. Заявка № 2002112132/03 от 06.05.2002.
4. Краснов И.И. Перспективы разработки осложненных нефтегазовых залежей с применением геолого-технических мероприятий. / Краснов И.И., Инякина Е.И. // Нефть и газ: опыт и инновации. 2018. Т. 2. № 2. С. 29-52.
5. Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RU 2059064 С1, 27.04.1996. Заявка № 5064134/03 от 15.06.1992.
6. Магарил Р.З., Земцов Ю.В., Кобелев Ф.Н., Краснов И.И. Способ обработки призабойной зоны пласта. Авторское свидетельство SU 1652520 А1, 30.05.1991. Заявка № 4658615 от 04.01.1989.

УДК 622.276

О проектировании испытаний на продуктивность в газовых скважинах

Мустафаев А. А., Аббасаде Э. Э.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Ключевые слова: пластовое давление, скважина, проницаемость, метод установившихся отборов, одноточечный, изохронный метод, испытание на продуктивность.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС), которые включают испытания, направленные на количественную оценку важнейших свойств пород коллекторов и флюидов, можно условно разделить на две группы. Первая – это комплекс испытаний, характеризующий такие показатели системы, как проницаемость, пористость, среднее пластовое давление. Кроме того, представляется возможным выявление степени неоднородности пласта и ее распространения по площади. При проведении ГДИС, относящихся к первой группе выявляются также типы неоднородностей, а именно экранирующие разломы, природные трещины, слоистость.

Вторая группа исследований представлена мероприятиями, направленными на изучение продуктивности с дальнейшим определением объемов потенциальной добычи скважин.

Проведение гидродинамических исследований подразумевает замеры давления по истечении определенных временных интервалов. Такого рода ГДИС способствуют определению условий вблизи скважины, свойств коллектора на достаточном расстоянии от скважины, где пласт представлен в естественных условиях, не затронутых процессами бурения и заканчивания. В результате таких исследований представляется возможным дать характеристику важнейшим параметрам продуктивных пластов, что способствует выбору оптимального плана разработки залежей. Следует отметить, что ГДИС классифицируют на проводимые в одиночных скважинах или кустах скважин [1].

Как видно из названия, методы исследований для одиночных скважин проводятся в отдельных скважинах. Наиболее распространенным является метод обработки кривых восстановления давления (КВД). Сутью этого метода является изучение изменения давления в результате изменения дебита. В результате интерпретации данных, полученных в ходе проведения испытания, и интерпретации массива информации выявляют среднее пластовое давление и показатели проницаемости площади, где осуществляется отбор флюида

посредством скважины. Кроме того, определяют свойства пород коллекторов в зоне, которая непосредственно прилегает к стволу скважины [2].

Еще одним методом испытания, получившим широкое распространение, является метод понижения уровня (испытание на приток), который реализуют в фонтанирующих скважинах при известных значениях дебита. В ходе проведения такого испытания производится замер динамики пластового давления. Следует отметить, что другим названием такого вида ГДИС для одиночных скважин является исследование на производительность пласта и предельную добычу. При правильном проведении испытаний и детальном и точном анализе полученных результатов указанный метод рассматривается как вполне приемлемая альтернатива.

В случае изменении дебита в одной скважине, а замеры времени реагирования на изменение давления проводятся в нескольких других скважинах целесообразно говорить о проведении испытаний для куста скважин. Целью таких испытаний является исследование параметров и свойств пород коллектора для значительных площадей. Следует также отметить тот факт, что реализация указанных исследований для группы (куста) скважин обеспечивает информацией о наличии соединительных каналов в толще продуктивного пласта. Результаты исследований позволяют определить значения пористости и проницаемости, а также дать определение анизотропии для определенной площади, охваченной исследованиями.

Общеизвестными методами испытаний группы скважин являются гидропрослушивание и метод импульсного исследования. Отличительной чертой гидропрослушивания является нахождение активной скважины в эксплуатации с постоянным известным дебитом на протяжении всего времени проведения исследования. Окружающие скважины закрывают с целью исследования наблюдаемого возмущения давления лишь в работающей скважине [3,4].

Импульсное исследование представляет собой последовательность из остановки и пуска скважины, длительность которых не превышает нескольких часов. Таким образом, изучение возмущения в скважине исследуют даже при работающих соседних скважинах.

Как было указано выше, целью проведения исследований на продуктивность является определение возможного объема добычи из скважины при определенных пластовых условиях. Кроме того, такого рода исследования проводятся, в основном, в газовых скважинах. При реализации этого типа исследований основным фактором, оказывающим влияние на точный анализ результатов, является стационарный характер условий фонтанирования. Типовой параметр, который замеряется в ходе исследований – это потенциальный абсолютно свободный дебит. Кроме того, неотъемлемым шагом является построение индикаторных кривых для продуктивного пласта или кривых противодействия газа. Величина соотношения забойного давления фонтанирования, которая характеризует связь с дебитом на устье и забое фонтанирующей скважины, применяется при составлении проекта добывающих мощностей на поверхности.

Исследования на продуктивность разделяют на следующие типы – метод установившихся отборов, одноточечный, изохронный метод и его модификация.

Проведение исследований скважины на различных режимах работы также называют методом испытания на противодействие. Суть метода – это измерение значения забойного давления при установлении стационарного дебита. Обычно, этот метод представляет собой ступенчатый процесс замеров при последовательно возрастающем дебите. Основным ограничением для метода установившихся отборов следует отметить необходимость поддержания притока до момента стабилизации, что в случае достижения условий стационарного характера в низкопроницаемых пластах требует значительного времени.

При проведении исследований на одиночном режиме исследуется восстановление давления до определенного уровня в фонтанирующей скважине. Этот метод хорошо зарекомендовал себя, как один из методов получения оперативной информации, а метод исследования на одиночном режиме является хорошим инструментом при обновлении информации по продуктивности скважины. Следует отметить, что проведение этого типа исследований требует обеспечения продолжительности притока к скважине при отсутствии влияния ствола скважины, то есть при установлении псевдостационарного режима [5].

Разработка изохронного метода подразумевала сокращение срока проведения исследований, так как сутью данного подхода является ряд испытаний на одиночных режимах при условии восстановления давления на каждом этапе исследований. Отличительной чертой данного метода является тот факт, что временные интервалы работы скважины должны быть постоянны. В данном случае нахождение скважины на притоке не играет основополагающей роли.

Примечателен тот факт, что процесс восстановления давления до практически начального значения требует значительно меньшего времени по сравнению с достижением притока стационарного характера. Таким образом, этот метод хорошо зарекомендовал себя в условиях пластов с низкой проницаемостью.

Модификация изохронного метода исследований заключается в сокращении времени ожидания восстановления пластового давления до средней величины перед открытием скважины и получением притока, так как этот аспект, в некоторых случаях, является достаточно долгим с практической точки зрения [6].

Отличительной чертой модифицированного изохронного метода исследований по сравнению с традиционным, является тот факт, что периоды остановки не только должны быть равны между собой, но и быть равны или превышать показатели продолжительности периодов притока. Следует отметить, что в большинстве случаев давление не восстанавливается до среднего значения пластового давления. Поэтому давление на забое закрытой скважины регистрируется перед каждым моментом начала очередного периода.

Таким образом, модификация изохронного метода наименее точна, по сравнению с традиционным изохронным методом.

Основной отличительной чертой аналитических подходов исследования скважин по отношению к гидродинамическим исследованиям является необходимость наличия информационного массива, который был получен при условии установившегося характера притока. Таким образом, базовым критерием при проектировании испытания является определение времени выхода на стационарные условия. Указанное условие является основой исследования газовых скважин при различных режимах работы [7].

Время стабилизации – параметр, определяющийся как период, при котором не наблюдается значительных изменений гидродинамического давления. С физической точки зрения указанную характеристику можно рассматривать как время, в течение которого возмущение давления подвергается влиянию непроницаемых границ, которые могут быть как непроницаемыми границами продуктивных пластов, так и искусственного происхождения в результате воздействия активных скважин, окружающих объект, в котором проводятся исследования.

Следует отметить, что в случае высокопроницаемых пластов временной интервал стабилизации, то есть установление режима притока, является небольшой величиной. В то время как для низкопроницаемых пород процесс установления притока может занимать месяцы, а иногда и годы.

В таблице 1 приведена информация о влиянии значений проницаемости и площади, охваченной процессом дренирования на время стабилизации.

Таким образом, одной из основных задач при проектировании исследований на продуктивность является определение времени стабилизации, так как информация об этом параметре оказывает непосредственное влияние на степень достоверности полученных результатов, а также на тип исследований на продуктивность. Определение времени стабилизации реализуется посредством расчета в соответствии со следующей формулой:

$$t_s = \frac{704\bar{\phi}\bar{\mu}_g\bar{c}_1r_e^2}{k_g} \quad (1)$$

где t_s - время стабилизации, часы;

$\bar{\phi}$ - общая пористость, доли ед.;

$\bar{\mu}_g$ - вязкость газа, соответствующая давлению \bar{p} , сПз;

\bar{c}_t - суммарное значение сжимаемости, установленное при значении давления \bar{p} , бар⁻¹;

r_e - расстояние до непроницаемой границы, м.;

k_g - эффективная проницаемость по газу, мД.

Таблица 1

Проницаемость, мД	Площадь, га	Время стабилизации, часы
0,01	16	25 953
0,01	260	415 242
0,1	16	2 595
0,1	260	41 524
1,0	16	259,5
1,0	260	4 152,4
10,0	16	25,95
10,0	260	415,2
100,0	16	2,59
100,0	260	41,52
1000,0	16	0,259
1000,0	260	4,15

Кроме того, при проведении испытаний на продуктивность необходимо наличие информации о свойствах пласта и насыщающего его флюида. Определение средних свойств газа проводится в соответствии со средним давлением по участку вокруг скважины, охваченному процессом дренирования. Необходимо отметить также, что среднее давление может быть определено в процессе испытаний. Тогда свойства газа рассчитывают на основе корреляционной зависимости.

Анализ исследований продуктивности предполагает получение данных при условии установившегося характера притока. Таким образом, замеры дополнительных точек при установившихся режимах для изохронного метода и его модификации должны быть равны значению времени стабилизации, или превышать его. Однако продолжительность периодов для изохронного метода рассчитывается в соответствии с иными критериями. Аналогично периодам притока при реализации гидродинамических исследований, изохронные периоды фонтанирования должны быть больше периодов, когда влияние ствола скважины искажает результаты, полученные в результате исследований. Таким образом, указанные интервалы определяются в соответствии со следующей формулой:

$$t_{wbs} = \frac{(26434 + 1586s)C}{\frac{kh}{\mu}} \quad (2)$$

Кроме того, согласно работе [8], посвященной этой проблеме продолжительность притока должна соответствовать четырехкратному значению длительности периода, характеризующегося влиянием ствола скважины. Типовое исследование на продуктивность предусматривает поддержание постоянного дебита на протяжении каждого периода притока. Однако данный аспект представляет ряд трудностей, особенно в низкопроницаемых коллекторах, где стационарный характер притока достигается за достаточно длительный временной отрезок. Поэтому для методик анализа, которые основаны на постоянном дебите, применимы условия плавного и равномерного снижения дебита.

Последовательность дебитов при проведении исследований должна соответствовать стационарным условиям на каждом этапе, то есть для отдельных шагов должно поддерживаться постоянное значение. Это обуславливает правильное соотношение при интерпретации результатов исследований на продуктивность.

Кроме того, одним из факторов, оказывающим влияние на выбор последовательности дебитов, является наличие жидкости в скважине, а также вероятность гидратообразования. В этом случае, когда задержка жидкости, которая движется в эксплуатационной колонне, представляет проблему, наиболее целесообразнее выбирать последовательность из снижающихся дебитов. Такой подход наиболее эффективен, если существует вероятность образования гидратов.

При выборе дебитов для реализации испытаний следует рассматривать несколько факторов. Минимальное значение дебита должно быть равно наименьшей величине, которая обеспечит постоянный подъем жидкости в стволе скважины. Этот фактор приобретает особую значимость, если существует вероятность образования жидкостной пробки. Кроме того, минимальное значение дебита должно быть достаточно для поддержания температуры в скважине выше значения, при котором возникает вероятность образования гидратов.

При условии, что гидратообразование не оказывает влияние на процесс выбора дебита, то минимальное и максимальное значения рекомендуется выбирать так, чтобы при них снижение значения давления составило бы 5% и 25% от величины давления при ее закрытии, соответственно.

С другой стороны, при известном потенциальном абсолютно свободном дебите или возможности его определения в соответствии со схожими условиями в скважинах посредством использования корреляционных зависимостей, значения наименьшего и наибольшего дебитов принимают как 10% и 75% от абсолютно свободного.

При условии возможности определения свойств пород и насыщающих коллектор флюидов, абсолютно свободный дебит можно рассчитать следующим образом:

$$q_{AOF} = \frac{k_g h \bar{p}}{18,66 \mu_g \bar{B}_g \ln \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} s' \right]} \quad (3)$$

Следует отметить, что выбор максимального дебита должен соответствовать условию, чтобы он не вызывал очень сильного снижения давления, так как данный фактор может служить предпосылками к прорыву воды в скважину или обрушению породы. Кроме того, выбранное значение дебита не должно вызывать повторной конденсации в прискважинной зоне в результате снижения давления. Если скважина не присоединена к трубопроводу и является новой, то в данном случае надо стремиться к минимизации объемов выбрасываемого в атмосферу газа.

При выборе типа испытания на продуктивность, как было отмечено ранее, основным фактором служит определение времени стабилизации притока. Если значение этого параметра не превышает несколько часов, то наиболее целесообразно проводить испытания методами установившихся отборов или противодействия. При наиболее длительном времени стабилизации притока рекомендуется применение изохронного метода или его модификации. При этом, следует отметить, что традиционный изохронный метод является наиболее точным по сравнению с его модификацией, что рекомендует его при условии повышенных требований к точности результатов, полученных в результате испытаний.

При условии, когда показатели продуктивности скважины известны, наиболее оптимальным выбором является одноточечное испытание. Этот тип испытания выступает в качестве наилучшего решения при условии, если необходимо обновить или уточнить характеристики продуктивности. Подходящее время для одноточечного испытания – это период перед закрытием скважины для снятия замеров, когда в исследуемой скважине установились условия стационарного характера. При этом измеряют лишь значения дебита и гидродинамического давления.

Заключение

✓ Приведена информация о различных методах исследований скважин при наличии различных условий;

- ✓ Установлено, что основным критерием при выборе исследования является время стабилизации притока, которая находится в зависимости от проницаемости;
- ✓ Показано, что при выборе дебитов следует учитывать ряд критериев, которые влияют на результаты исследований на продуктивность, среди которых особенно следует отметить вероятность формирования жидкостной пробки и гидратообразование;
- ✓ Кроме того, представлена информация о том, что снижение давления при отсутствии вероятности образования гидратов должно составлять 5% и 25% (минимум и максимум) от давления в скважине при ее закрытии;
- ✓ Величина дебитов – минимального и максимального не должны превышать 10% и 75% значения от абсолютно свободного дебита, соответственно.

Библиографический список:

1. Earlougher R.C. Advances in welltest analysis, Monograph series, SPE, Richardson, TX (1977), 5
2. Lee W.J. Pressure Transient Test design in Tight Gas Formations, JPT, (Oct. 1987), 1 185-95
3. Lee W.J. Well Testing, Textbook Series, SPE, Richardson TX, (1982), 1
4. Gringarten A.C., Ramey H.J.Jr., Raghavan R., Applied Pressure Analysis for Fractured Wells, JPT (July 1975) 887-92, AIME, 259
5. Bourdet D et al. Interpreting Well Tests in Fractured Reservoirs, World Oil (April 1984), 111-124
6. Smith R.V. Practical Natural Gas Engineering, Penn Well Publishing Co., Tulsa, 1983, 205
7. Winestock A.G., Colpitts G.P. Advances in Estimating Gas Well Deliverability, J. Cdn.Pet.Tech (1965) 4, 111-19
8. Riley H.G. A Short Cut to Stabilized Gas Well Productivity, JPT (May 1970), 537-42

УДК 622.2 33.361

Создание интегрированной модели месторождения с учетом наземной инфраструктуры

Труфанов С. В., Мещеряков М. С.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений в настоящее время сталкивается с необходимостью оперативного и точного расчета показателей эксплуатации, в частности в отношении точности прогноза добычи углеводородов и работы добывающих скважин с учетом наличия и развития наземной инфраструктуры. Значительная территориальная удаленность новых месторождений от единой газотранспортной системы, ввод в эксплуатацию новых объектов освоения, их подключение к существующей системе обустройства осложняют управление процессом добычи углеводородного сырья (УВС).

Основная часть этих трудностей связана с несогласованностью гидродинамических моделей и наземной инфраструктуры. Обмен данными между объектами системы пласт – скважина – газосборная сеть – наземные установки (установка комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимная компрессорная станция (ДКС)) – магистральный трубопровод учитывается дискретно (ступенчато), а часто вообще отсутствует (рисунок 1).

Существующие программы для гидродинамического моделирования хорошо описывают происходящие в пласте процессы, но при прогнозе показателей разработки месторождения, включающего несколько объектов с общей инфраструктурой, возникают сложности учета их взаимовлияния. Решить подобные проблемы позволяет создание единой интегрированной модели (ИМ) пласт – скважина – газосборная сеть – точка сдачи продукции.

В ходе исследования возможности создания единой интегрированной модели была поставлена задача создания системы, включающей 13 моделей газоконденсатных пластов 17 залежей, 33 модели скважины, объединенных единой наземной сетью сбора и подготовки продукции (рисунок 2).

На рисунке 3 представлен принципиальный алгоритм решения задач для расчета показателей в условиях многопластового месторождения с использованием частых подходов.

Из схемы следует, что количество выполняемых расчетов масштабируется пропорционально увеличению числа объектов.

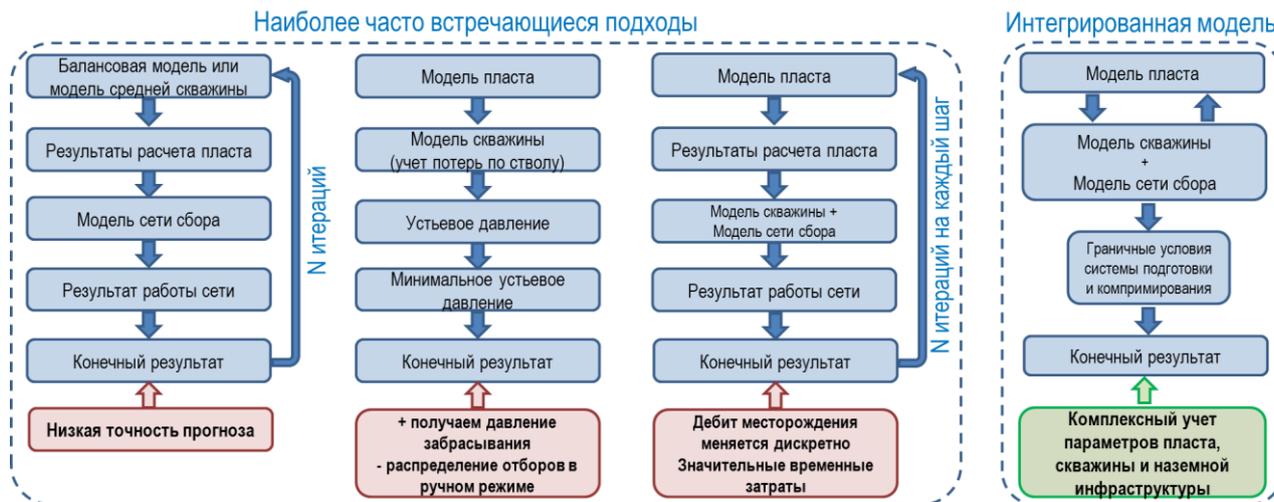


Рис. 1 – Наиболее частые подходы к прогнозу технологических показателей

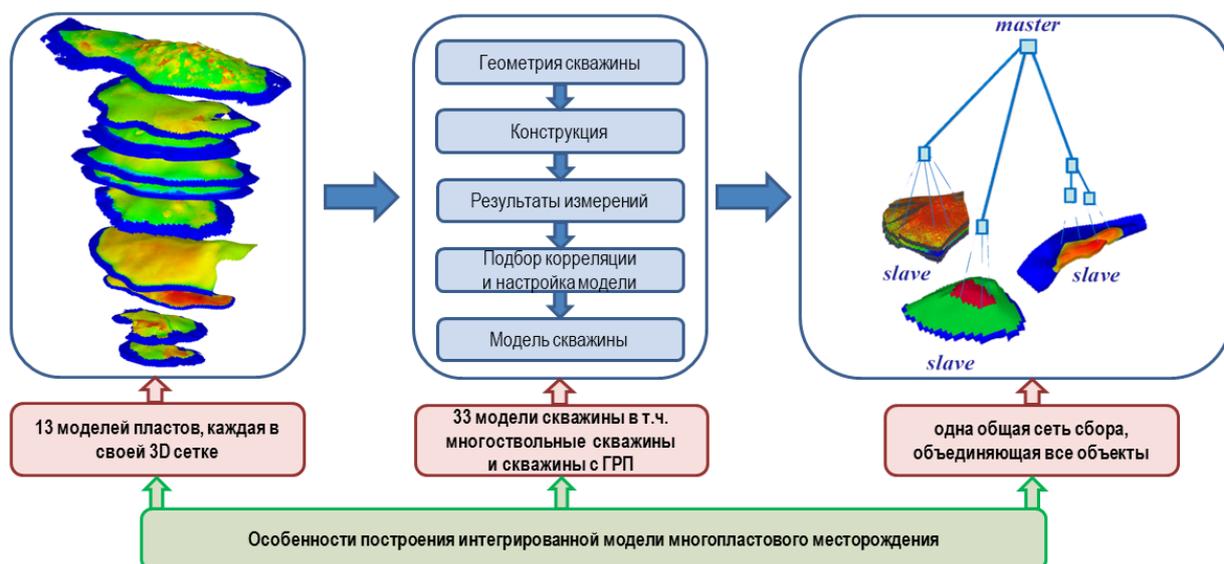


Рис. 2 – Применение интегрированной модели



Рис. 3 – Особенности прогнозирования при наиболее часто применяемых подходах

Сердцевина каждой ИМ – это модель пласта, от качества создания и настройки которой напрямую зависит точность расчета технологических показателей. Именно она позволяет учитывать неравномерность выработки запасов и как следствие различие в динамике давлений и состава продукции по скважинам, что напрямую влияет на устьевые давления и дебит.

В качестве критериев адекватности ИМ рассматриваемому объекту было выбрано соответствие [1, 2]:

- фактических и расчетных пластовых давлений в районах добывающих скважин;
- фактических и расчетных отборов газа и жидких углеводородов;
- фактических и расчетных величин забойных и устьевых давлений по скважинам в предпрогнозный период (таблица 1).

Фильтрационные модели пластов созданы с использованием программного продукта tNavigator компании Rock Flow Dynamics (Россия) [3].

Согласно проектным решениям по обустройству системы сбора и подготовки углеводородного сырья, добываемого на месторождении, транспортировка продукции газоконденсатных скважин на УКПГ осуществляется по коллекторно-лучевой схеме.

Для решения поставленной задачи в модуле «дизайнер сетей» tNavigator была создана модель газосборной системы с полностью сохраненной топологией. Это сделано в целях сохранения возможности определения оптимальных точек врезки новых скважин.

Данная модель состоит из таблиц вертикального течения флюида (VFP-tables) для добывающих скважин, горизонтального течения флюида (HFP-tables), представляющих собой трубопроводы промышленной системы сбора, и узлов (nodes), соединяющих между собой элементы сети (рисунок 4) и являющихся отчетными точками, в которых пользователь может просматривать информацию о работе газосборной системы [4].

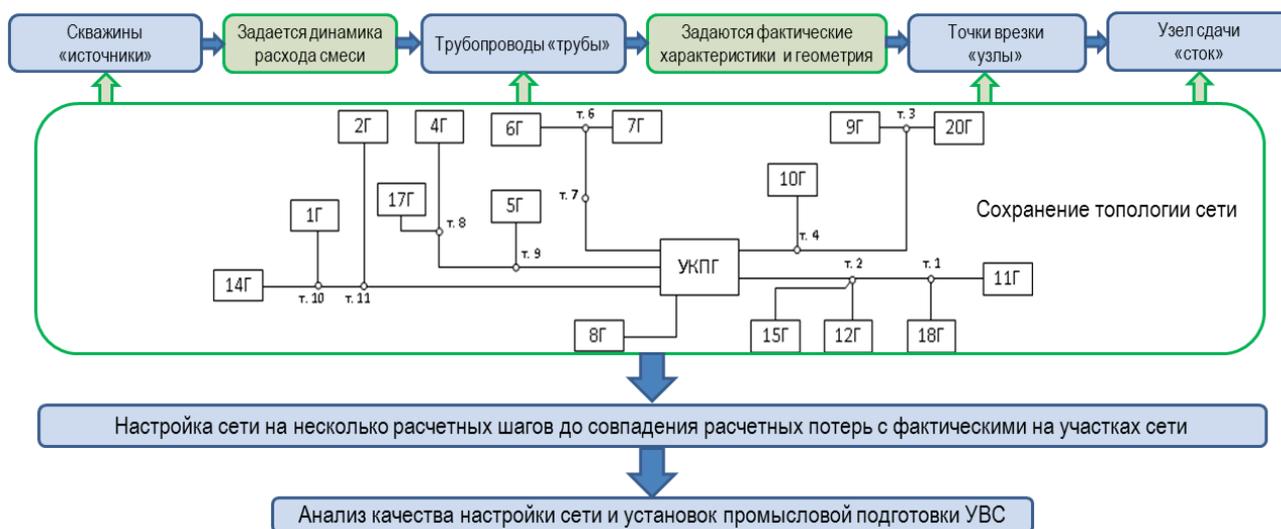


Рис. 4 – Подходы к созданию модели газосборной сети

Созданные HFP-таблицы подключались в газосборную сеть и адаптировались к уровню соответствующего фактического падения давления при установленном расходе углеводородов. Соединение газосборной системы и пласта происходит на забое скважины.

На практике именно наземные газосборные трубопроводы должны компоновать все объекты, т. е. они должны находиться в единой модели или быть связаны математически. Для решения данной проблемы было решено прибегнуть к опции «объединение моделей» (reservoir coupling).

Несколько подчиненных моделей (ПМ) объединяются посредством одной главной модели (ГМ) (рисунок 5). Совместный расчет моделей осуществляется за счет задания групповых контролей и поверхностной сети [5].

К основным достоинствам интегрированной модели «пласт-скважина-ГСС» относится возможность выявления проблемных мест в разработке месторождений, например эффекта

передавливания (рисунок 6) при подключении новых объектов к существующей системе сбора. Ввод новой высокопродуктивной скважины приводит к резкому падению дебитов соседних узлов системы.

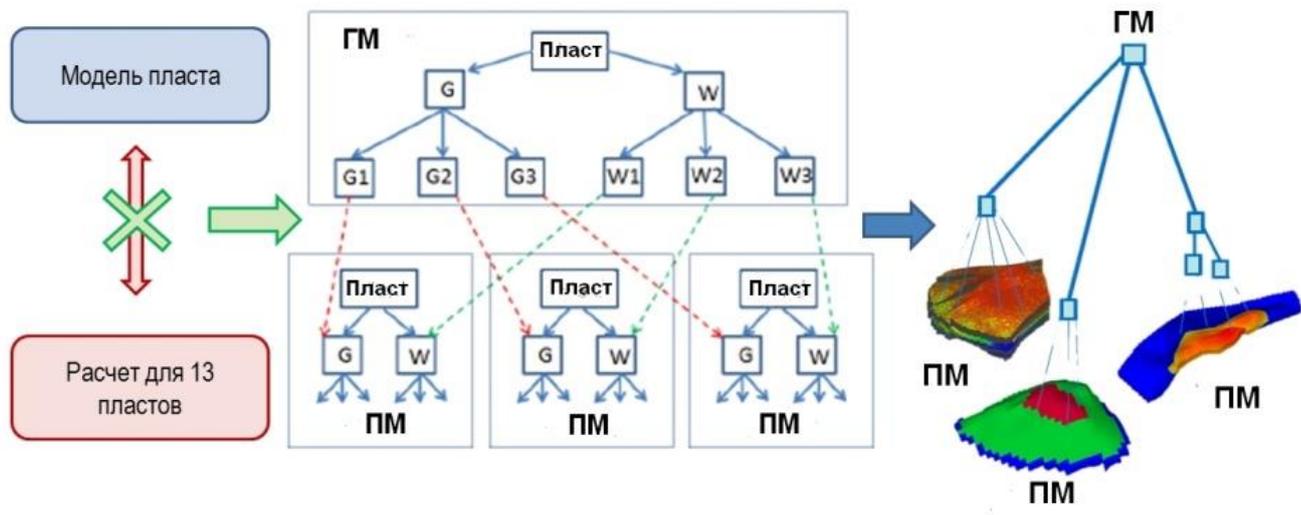


Рис. 5 – Объединение разных резервуаров одной сборной сетью

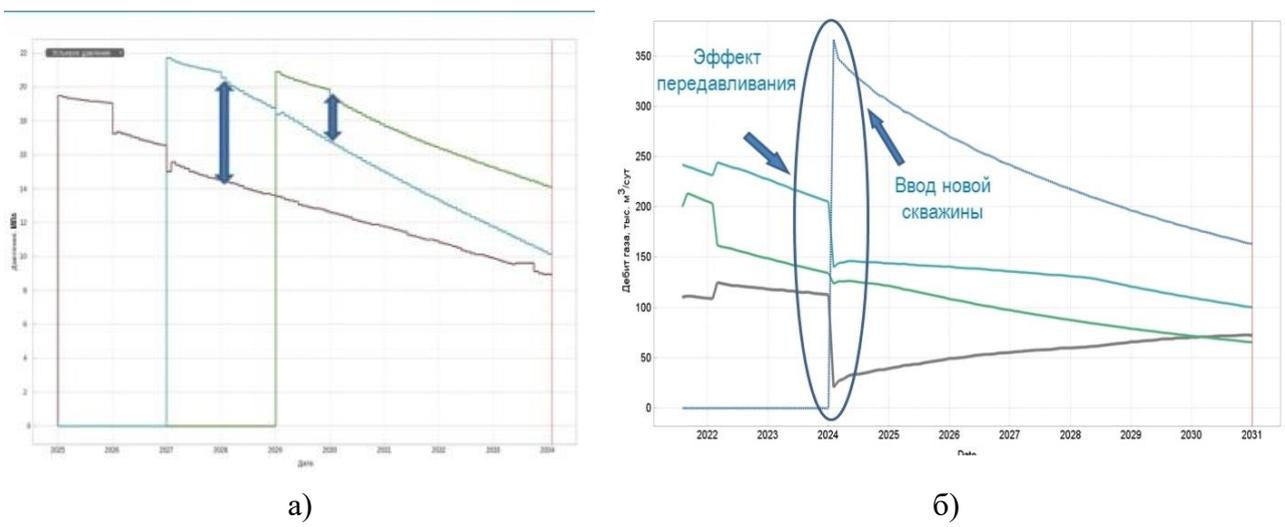


Рис. 6. Выявление узких мест на основе интегрированной модели: а) динамика устьевых давлений без учета ГСС; б) эффект передавливания скважины

Эти эффекты можно наблюдать только в условиях ИМ, позволяющих учесть влияние реконструкции наземной инфраструктуры (рисунок 7), в том числе от ввода новых объектов и ликвидации наземных сооружений (трубопроводов, компрессорных станций).

Работа по выполнению прогноза технологических показателей выполнялась на протяжении 2020 г. (настройка модели была произведена 01.01.2020), этот же год стал первым прогнозным годом.

На рисунке 8 представлены серия расчетов, выполненных на ИМ без учета поверхностной инфраструктуры, прогнозные и фактические параметры недропользователя за 2020 г.

Все расчеты выполнялись в одинаковых условиях. Полученные результаты сравнивались с фактически дебитом по месторождению за 2020 г. Погрешность составляет не более 10% в ближайший прогнозный год, которая увеличивается до 20% в течение следующего и имеет тенденцию к дальнейшему росту.

Таблица 1 – Критерии, применяемые к созданию фильтрационных 3D-моделей

Критерий	Тип модели	Относительная погрешность настройки, %				Требования к учету наземной инфраструктуры
		Пластового и забойного давления	Устьевого давления	Годовых отборов углеводородов	Накопленных отборов углеводородов	
СТО Газпром 2-3.3-1200–2020. Цифровые гидродинамические модели. Методика создания, оценки, актуализации	«Черная нефть»	25	Не регламентируется	10	5	Не регламентируется
	Композиционная (содержание C_{5+} более 250 г/м ³)					
ЦКР Роснедр по углеводородному сырью. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных геолого-гидродинамических моделей	Не регламентируется	25	Не регламентируется			
Применяемые подходы	«Черная нефть»	Менее 5 (для пластового)	Менее 5			Учет от устья скважины до точки сдачи продукции
	Композиционная (содержание C_{5+} более 250 г/м ³)	Менее 5 (для забойного)				

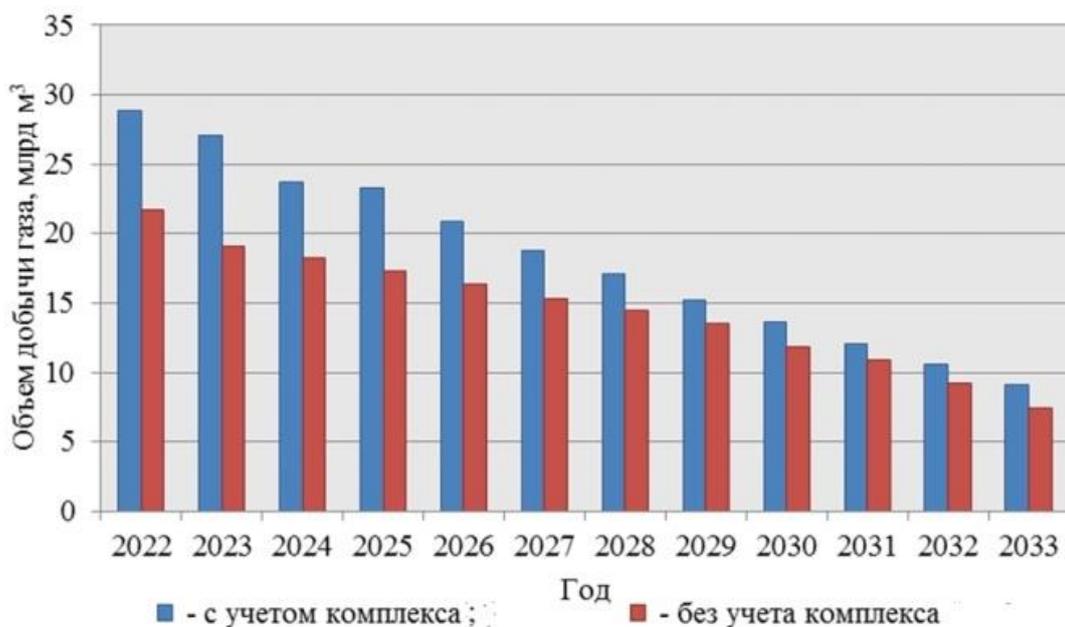


Рис. 7 – Влияние наземного обустройства на результаты расчетов

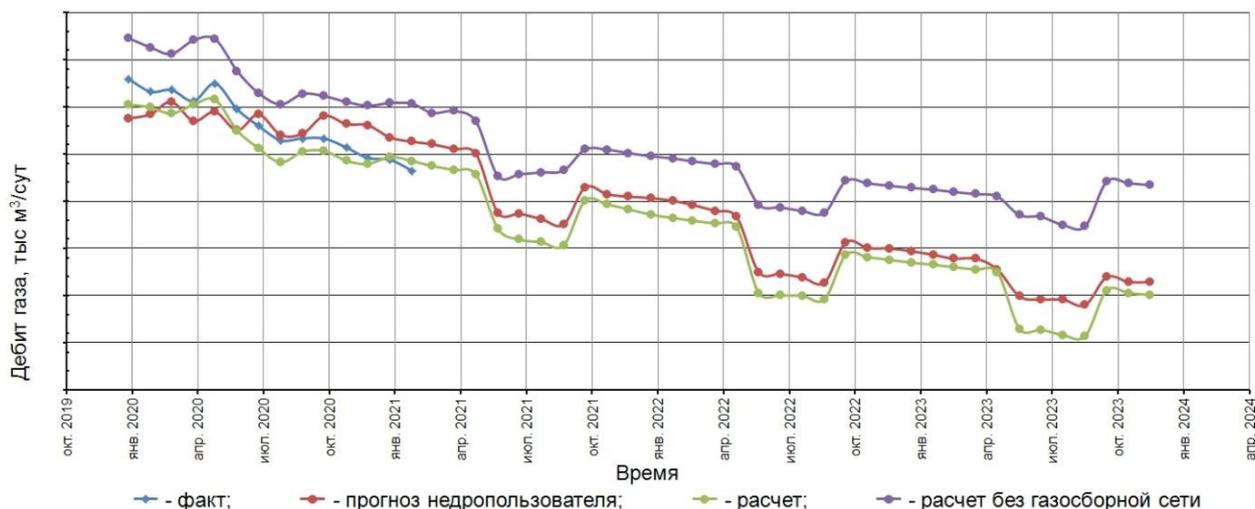


Рис. 8 – Влияние сборной сети на результаты расчетов

Представленная в работе модель позволяет с достаточной точностью прогнозировать технологические показатели разработки. Погрешность дебита в динамике составляет около 5 % по сравнению со среднесрочной перспективой и менее 5 % – с фактическими данными. Отсутствие взаимодействия модели пласта с моделью системы сбора, подготовки и компримирования месторождения может привести к значительному снижению точности расчетов и как следствие ухудшению качества прогноза разработки месторождения и принятию неверных управленческих решений.

Применение ИМ позволяет корректно распределять отборы, учитывать неоднородность коллектора, снижать трудозатраты, объединять скважины различных объектов с разными термобарическими условиями и принимать во внимание эффект передавливания низкопродуктивных скважин высокопродуктивными.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-3.3-1238–2021 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые модели. Методики оценки качества, порядок приемки и проведения экспертизы». – М.: АО «Кодекс», 2021. – 46 с.

2. СТО Газпром 2-3.3-1200–2020 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые гидродинамические модели. Методика создания, оценки качества и порядок актуализации». – М.: АО «Кодекс», 2020. – 38 с.
3. tNavigator 20.2 // Rock Flow Dynamics: офиц. сайт. URL: <https://rfdyn.ru/wp-content/uploads/2020/07/tNavigator-20.2-RUS.pdf> (дата обращения 10.11.2022).
4. СТО Газпром 2-3.3-1203–2020 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые технологические модели системы сбора и подготовки углеводородов к транспорту. Методика создания, оценки качества и порядок актуализации». – М.: АО «Кодекс», 2020. – 53 с.
5. СТО Газпром 2-3.3-1241–2021 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые модели. Методика взаимодействия и интеграции при подсчете (пересчете) запасов углеводородов, проектировании и сопровождении разработки месторождений». – М.: АО «Кодекс», 2020. – 36 с.

УДК 665.7

Состояние методического обеспечения определения капельного уноса из технологического оборудования на объектах газодобычи

Матейчук Л. В., Шиков И. А., Волков А. Н., Игумнов Д. В.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, Россия

Основным способом промышленной подготовки природных газов на газоконденсатных месторождениях ПАО «Газпром» является процесс НТС. При этом качество сепарации газа определяют основные показатели – температура точки росы по углеводородам и воде, а также потери жидких УВ. Эффективность НТС оценивается также по результатам инструментальных замеров количества капельной УВ-жидкости, уносимой с газом сепарации. Измерение количества уносов жидкости на концевых газосепараторах УКПГ – обязательная процедура, по результатам которой определяют, какой из сепараторов ухудшает качество товарного газа, и разрабатывают мероприятия по нормализации процесса его сепарации.

На сегодняшний день в условиях отсутствия действующих государственных и отраслевых нормативно-технических документов для замера в газовом потоке количества уносимой жидкости ПАО «Газпром» предприятиями применяются различные средства измерения и методики.

Практика измерений капельного уноса на предприятиях ПАО «Газпром» показывает, что уносы капельной жидкости, замеренные после технологического оборудования, изменяются в довольно широких пределах. На фоне этого важность качественного инструментального определения уноса капельной жидкости для решения задач подготовки газа приобретает особую актуальность. От успешности решения данной задачи зависит эффективность работы сепарационного оборудования, стабильность и длительность безремонтного периода дорогостоящего оборудования (ДКС, ТДА), достоверность результатов моделирования технологических процессов подготовки, технико-экономические показатели УКПГ в целом.

В разные годы методы инструментального (прямого) замера капельного уноса были предложены различными организациями, в т. ч. дочерними обществами ПАО «Газпром» (ОАО «НИПИгазпереработка», ОАО ИВЦ «Инжехим», НЛС ООО «Палл Евразия», ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург», ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ДАО ЦКБН ОАО «Газпром»).

В настоящее время в дочерних обществах ПАО «Газпром», разрабатываемые месторождения которых характеризуются различными технико-технологическими условиями подготовки УВ-сырья, для определения капельного уноса жидкости применяются различные методики и средства измерения. Данные методики основаны на принципиально отличающихся способах отбора проб газового потока из трубопровода и замера величины капельного уноса.

Отсутствие единой методики инструментального определения уносов жидкости зачастую приводит к конфликтной ситуации между разработчиком сепарационного оборудования и организацией его эксплуатирующей. Анализ обращений в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с просьбой о проведении инструментальных исследований эффективности газосепараторов дочерних обществ ПАО «Газпром» и сторонних компаний (ООО «ИВЦ Инжехим», ООО «НИПИ НГ «Петон» и др.) подчеркивает актуальность рассматриваемой проблемы не только корпоративного, но и российского уровня. Это неоднократно отмечалось на отраслевых совещаниях различного уровня. В таблице 1 представлены существующие методики и способы инструментального определения капельного уноса жидкости потоками газа.

В таблице 2 по результатам анализа приведена информация по используемым методикам, отмечены основные отличительные особенности по применяемому оборудованию и условиям проведения измерений по выделенным критериям.

Приведенная в таблице 2 сводная информация подтверждает применение предприятиями различных методик и способов замера капельного уноса жидкости газовым потоком.

Из основных недостатков методики ДАО «ЦКБН» ПАО «Газпром» можно отметить то, что в ней не определены требования к размещению врезок для исключения влияния местных сопротивлений, а параметры наконечника зонда не соответствует рекомендациям по обеспечению изокинетического отбора пробы.

В Р Газпром 1-3.3.-727 [1] наложено ограничение по содержанию капельной жидкости до 5 мг/м^3 . Не регламентируется допустимый перепад давления в системе отбора пробы и в ИУ [2]. Однако впервые на высоком техническом уровне были проработаны вопросы применения изокинетического зонда, а также требования к расстояниям для размещения технологических врезок.

Основным недостатком методик, применяемых в ООО «Газпром добыча Ямбург», следует отнести то, что получаемые результаты не соответствуют величине абсолютного уноса капельной жидкости по всему сечению газового потока, поскольку отбор пробы газа производится только «со стенки». Это обуславливает вероятность искажения результатов в условиях наличия пристеночного слоя жидкой фазы и неоднородности газового потока и как следствие приводит к ошибочным результатам измерения капельного уноса.

При проведении измерений по используемым методикам (2009 и 2014 гг.) производится определение уноса только дегазированной части конденсата, обедненного в процессе разгазирования легкими УВ. В рекомендуемый промежуток времени замера (4 мин), исходя из практического опыта, привес фильтр патрона составляет от 20 до 150 мг, а целесообразность использования методики ограничивается величиной уноса не превышающей 50 мг/м^3 . Погрешность измерения уноса по данной методике оценивается не более $\pm 20 \%$ отн. при величине уноса не более 30 мг/м^3 . Следует отметить, что материал предварительно высушенного фильтра поглощает влагу до достижения равновесия системы, но масса жидкости, принятая фильтром, не является уносимой, а лишь характеризует условие равновесия газожидкостной системы при текущих термобарических условиях. В методике 2014 г. не приводятся конструктивные особенности фильтра фирмы «Pall» марки CC05LGH1.

При проведении измерений по используемым методикам (2009 и 2014 гг.) производится определение уноса только дегазированной части конденсата, обедненного в процессе разгазирования легкими УВ. В рекомендуемый промежуток времени замера (4 мин), исходя из практического опыта, привес фильтр патрона составляет от 20 до 150 мг, а целесообразность использования методики ограничивается величиной уноса не превышающей 50 мг/м^3 . Погрешность измерения уноса по данной методике оценивается не более $\pm 20 \%$ отн. при величине уноса не более 30 мг/м^3 [3]. Следует отметить, что материал предварительно высушенного фильтра поглощает влагу до достижения равновесия системы, но масса жидкости, принятая фильтром, не является уносимой, а лишь характеризует условие равновесия газожидкостной системы при текущих термобарических условиях. В методике 2014 г. не приводятся конструктивные особенности фильтра фирмы «Pall» марки CC05LGH1.

Таблица 1 – Методики и способы инструментального определения капельного уноса жидкости потоком газа

Наименование Общества	Наименование применяемой методики (НТД) при измерении капельного уноса жидкости из сепараторов УКПГ	Способ определения капельного уноса (зондирование потока, расчетный и другие)	Применяемое (основное и вспомогательное) оборудование для определения капельного уноса жидкости из сепараторов УКПГ	Периодичность обследований	Направленность проведения измерений (оценка работы сепараторов, предоставление сведений для настройки модели УКПГ и другие)
1	2	3	4	5	6
ООО «Газпром добыча Ямбург», ЯНГКМ	Методика определения капельного уноса жидкости с газом	Прямой отбор пробы газа из трубопровода с определением массового привеса на фильтр-патроне индикатора уноса	Индикатор уноса ИУ-1 конструкции ООО «ТюменНИИгипрогаз», вспомогательное: счетчик газа ротационный, термометр, манометр, весы лабораторные	Входные сепараторы, абсорберы УКПГ гликолевой осушки один раз в три месяца, фильтр-сепараторы блоков подготовки топливного газа ДКС, ГТЭС один раз в месяц	Оценка работы сепараторов, абсорберов, контроль качества подготовки топливного газа ДКС, ГТЭС
	Методика определения состава капельной жидкости в газовом потоке. Методика определения капельного уноса жидкости из абсорберов А-2 УКПГ-1В	Прямой отбор пробы газа из трубопровода с определением объема уловленной жидкости на индикаторе уноса	Устройство ИУ-3мз, ИУ-3, вспомогательное: счетчик газа ротационный, термометр, манометр, мерная емкость, пикнометр	Сепараторы, абсорберы УКПГ (НТА) один раз в три месяца	Оценка работы сепараторов, абсорберов установки НТА
ООО «Газпром добыча Ямбург», ЯНГКМ	Методика определения капельного уноса жидкости с газом	Прямой отбор пробы газа из трубопровода. Массовый метод, количество накопленной жидкости определяется путем сравнения массы фильтра до и после пропускания определенного объема газа через него	Индикатор уноса ИУ-1 конструкции ООО «ТюменНИИгипрогаз»	Ежедекадно/ежемесячно	Определение количества капельной жидкости, оценка работы сепараторов
ООО «Газпром добыча Ямбург», ЯНГКМ	Методика определения состава капельной жидкости в газовом потоке	Прямой отбор пробы газа из трубопровода. Объемный метод, состав и количество накопленной жидкости определяется в результате фильтрования определенного объема газа через устройство. Плотность жидкости определяется при условиях отбора экспериментально	Замерное устройство ИУ-3мз конструкции ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург»	Ежедекадно/ежемесячно	Определение состава и количества капельной жидкости, оценка работы сепараторов

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ООО «Газпром добыча Ямбург», ЗНГКМ	Методика определения состава капельной жидкости в газовом потоке	Прямой отбор пробы газа из трубопровода. Объемный метод, состав и количество накопленной жидкости определяется в результате фильтрации определенного объема газа через устройство. Плотность жидкости определяется при условиях отбора экспериментально	Замерное устройство ИУ-3мз конструкции ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург»	Ежедекадно/ ежемесячно	Определение состава и количества капельной жидкости, оценка работы сепараторов
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	Методика «ДОАО ЦКБН»	Зондирование	<ul style="list-style-type: none"> - Измеритель уноса жидкости с исследовательским зондом ГПР 420.00.000; - Счетчики газа ротационные RVG G40, RVG G65; - Газосепаратор для монтажа фильтр-патронов; - Шланги высокого давления для подключения газосепаратора; - Фильтр-патроны для улавливания жидкости с сепараторов; - Шланг ПШ-20; - Весы ВЛТЭ-500; - Комплект слесарных инструментов 	<p>1. Сепараторы УКПГ – один раз в год согласно плану работ отдела исследований технологических процессов.</p> <p>2. Сепараторы Общества - при получении внеплановых заявок от газовых промыслов на замеры (не нормируется)</p>	Оценка эффективности сепарационного оборудования
ООО «Газпром добыча Уренгой»	Методика измерителя уноса жидкости ГПР 420.00.000 (ДОАО ЦКБН) Р Газпром 2-3.3-727-2013 «Замер уноса капельной жидкости и механических примесей» (срок действия истек)	Зондирование потока, весовой метод	Устройство для измерения уноса жидкости ГПР-420	Ежегодно и по запросу	Оценка эффективности работы сепарационного оборудования ЦОГ сеноманских УКПГ. Получение исходных данных для моделирования
	Методика измерителя уноса жидкости ГПР 420.00.000 (ДОАО ЦКБН)	Зондирование потока, объемный метод	<p>Устройство для измерения уноса жидкости ГПР-420.</p> <p>Измеритель уноса капельной жидкости «Циклон» конструкции ООО «Газпром добыча Уренгой»</p>	Ежегодно и по запросу; УКПГ-22: один раз в шесть месяцев и по запросу	Оценка эффективности работы оборудования ЦОГ валанжинских УКПГ, цехов НТС. Получение исходных данных для моделирования.

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
	<p>Косвенный метод СТО Газпром 5.5-2007 «Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно- фракционного и группового углеводородного состава»</p>	<p>Хроматографический анализ проб газа на выходе из НТС с определением уноса капельной жидкости по результатам моделирования</p>	<p>Пробоотборное устройство ПГО-100. Хроматограф «Хроматэк-Кристалл 5000»</p>	<p>Ежегодно и по запросу; УКПГ-22: один раз в шесть месяцев и по запросу</p>	<p>Оценка эффективности работы низкотемпературных сепараторов. Получение исходных данных для моделирования</p>
<p>ООО «Газпром добыча Надым»</p>	<p>«Методика инструментального определения капельного уноса жидкости с газом из сепарационного оборудования Бованенковского НГКМ» от 2017 г. (утв. А.В. Калинкиным)</p>	<p>Отбор пробы из потока, обработка в соответствии с методикой</p>	<p>УЗК ГПР 420 производства ДОО «ЦКБН»</p>	<p>По плану – один раз в год</p>	<p>Оценка работы сепараторов</p>

Таблица 2 – Результат сводного анализа применяемых, прямых методов, методик и средств измерения

Критерии	Р Газпром 1-3.3.-727-2013	ООО «Газпром добыча Ноябрьск» ООО «Газпром добыча Уренгой»	ООО «Газпром добыча Ямбург»		ООО «Газпром добыча Надым»	
		Методика ДАО «ЦКБН»	Методика определения капельного уноса жидкости с газом (2009 г.)	Методика определения состава капельной жидкости в газовом потоке (2014 г.)	Методика инструментального определения капельного уноса жидкости с газом из сепарационного оборудования Бованенковского НГКМ	Методика инструментального определения капельного уноса жидкости с газом из низкотемпературных сепараторов 20С-2 Бованенковского НГКМ методом «холодной» камеры
1	2	3	4	5	6	7
Технические характеристики ИУ	Приводятся	Приводятся	Не приводятся	Не приводятся	Приводятся	Приводятся
Расположение точки отбора потока газа	В фиксированной точке по сечению трубопровода	В любой точке по сечению трубопровода	Отбор с внутренней стенки трубопровода	Отбор с внутренней стенки трубопровода	Отбор в любой точке по сечению трубопровода	Отбор с внутренней стенки трубопровода
Конструкция зонда для отбора потока газа	Исполнение зонда в виде трубки с расположением отверстия навстречу потока газа	Исполнение зонда в виде трубки с расположением отверстия навстречу потока газа	Отсутствие зонда.	Отсутствие зонда.	Исполнение зонда в виде трубки с расположением отверстия навстречу потока газа	Отсутствие зонда
Соблюдение условий изотермичности	Рекомендовано	Соблюдаются	Не соблюдаются	Соблюдаются	Соблюдаются	Соблюдаются
Соблюдение условий изобаричности	Рекомендовано	Соблюдаются	Не соблюдаются	Соблюдаются	Соблюдаются	Соблюдаются
Соблюдение условий изокинетичности	Рекомендовано	Не соблюдаются, зонд не изокинетический	Не соблюдаются	Соблюдаются	Соблюдаются	Соблюдаются
Поддержание безгидратного режима	Рекомендовано	Обеспечивается	Обеспечивается	Не обеспечивается	Обеспечивается	Обеспечивается
Метод замера	Весовой или объемный	Весовой или объемный	Весовой	Объемный	Весовой или объемный	Объемный

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Расположение места отбора (ввода зонда) газа с учетом местных сопротивлений	Регламентируется	Не регламентируется	Регламентируется	Регламентируется	Регламентируется	Расположение не имеет значения
Количество определений	Не регламентируется	Не регламентируется	Регламентируется	Регламентируется	Регламентируется	Регламентируется
Предварительное насыщения фильтра	Возможно	Проводится	Не проводится	Проводится	Возможно	Возможно
Расположение приборов измерения давления и температуры на ИУ	Прибор измерения температуры и давления перед сепарационным блоком	Приборы измерения температуры и давления расположены непосредственно на фильтре	Отсутствует возможность замера давления и температуры на фильтре (замер давления производится перед фильтром, замер температуры отсутствует)	Отсутствует возможность замера давления и температуры на фильтре (замер давления производится после фильтра, замер температуры отсутствует)	Прибор измерения температуры расположен непосредственно на фильтре, датчик давления до и после фильтра	Прибор измерения температуры расположен непосредственно на фильтре, датчик давления до и после фильтра
Характеристики наконечника зонда	Приводятся	Приводятся	-	-	Приводятся со ссылкой на Р Газпром 1-3.3.-727-2013	Методика без применения зонда
Материал фильтрующего элемента	Приводится	Приводится	Приводится	Не приводится	Приводятся со ссылкой на Р Газпром 1-3.3.-727-2013	Приводятся со ссылкой на Р Газпром 1-3.3.-727-2013
Метрологические характеристики	Приводятся	Не приводятся	Не приводятся	Не приводятся	Приводятся	Приводятся
Требования техники безопасности	Приводятся	Приводятся	Приводятся	Приводятся	Приводятся	Приводятся

В методике способом зондирования потока, применяемой ООО «Газпром добыча Надым», наиболее полно освещены методические положения, необходимые для проведения достоверных измерений капельного уноса жидкости. В методике были учтены последние результаты научных исследований и требования, представленные в [1].

Выполненный анализ позволяет констатировать, что в условиях отсутствия нормативно-методической документации государственного и единой отраслевого уровня на предприятиях ПАО «Газпром» используются различные методы и способы определения капельного уноса жидкости потоком газа из сепарационного оборудования. Основным методом определения капельного уноса жидкости является прямой инструментальный метод, основанный на отборе части потока из трубопровода с последующим замером выделившейся жидкости объемным или весовым способом. Используемые методики отличаются по ряду критериев и регламентирующим условиям их применения, влияющих на результаты измерений.

Применение косвенных методов, основанных на хроматографическом определении состава газ и измерении точки росы по УВ, в настоящее время не находит своего практического применения ввиду отсутствия необходимого нормативно-методического обеспечения.

Библиографический список:

1. Р Газпром 2-3.3-727-2013. Замер уноса капельной жидкости и механических примесей. – М.: ОАО «Газпром», 2015. – 34 с.
2. Требования к сепарационному оборудованию УКПГ месторождений п-ва Ямал / Кубанов А.Н., Истомина В.А., Федулов Д.М. и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 10. – С. 34 – 41.
3. Донских Б.Д., Истомина В.А., Крашениников С.В., Русанова Г.Н. Перспективные методы определения капельного уноса с установок низкотемпературной сепарации природного газа // Вести газовой науки. – 2012. – № 3. – С. 26 – 28.

УДК 550.832:622.276.54(470.13)

Исследование действующих скважин по технологии предварительного спуска прибора под электроцентробежный насос

Кузнецова Г. Я.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», г. Ухта, Россия

Данный доклад посвящён рассмотрению актуальной проблемы низкой информативности проведения геофизических исследований скважин с аномально низким пластовым давлением, высоким коэффициентом продуктивности пласта при освоении и выводе на режим свабированием и струйными насосами (УЭГИС) на примере Печорской группы месторождений ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз».

На месторождениях ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» используются 2 стандартных метода вывода скважины на режим с целью проведения комплекса ГИС по определению профиля притока и источника обводнения (Свабирование и УЭГИС). [2]

1. Свабирование – процесс интервального понижения уровня жидкости в скважине по лифту НКТ с целью снижения гидростатического давления для вызова притока из пласта. К недостаткам метода относятся: 1) Непрохождение сваба до заданной глубины; 2) Рыбки при подъеме (потеря объема поднимаемого флюида); 3) Риски обрыва сваба; 4) Необходимость частой промывки лифта НКТ; 5) Достаточно долгий способ освоения; 6) Не применимо при низком Рпл по объектам.

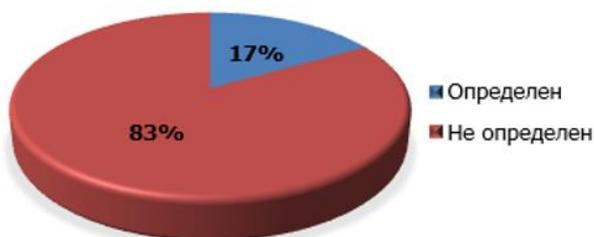
2. Отработка скважины струйным насосом - вызов притока из пласта при помощи струйных аппаратов путем снижения забойного давления в подпакерной зоне. К недостаткам метода относятся: 1) Частые засорения сопел насоса отложениями АСПО; 2) Необходимость частой замены закачиваемого агента; 3) Риски возникновения прихватов герметизирующих вставок в корпусе насоса по причине напрессования вязких фракций на верхней части узлов.

Особенности эксплуатации группы Печорских месторождений: 1) Извлекаемый флюид с высоким содержанием АСПО; 2) Высокая продуктивность пласта; 3) Аномально низкие пластовые давления; 4) Скважины эксплуатируются механизированным способом установками ЭЦН и ШГН. [1]

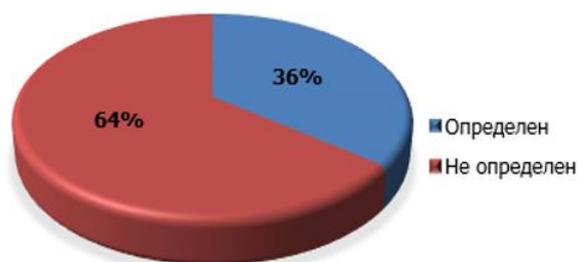
Методы рабочие, но за счет возникающих проблем качество проводимых исследований низкое. Информация, попадающая в базы добывающих предприятий, не всегда достоверна по причине нестабильных и нерегулярных исследований, которые, в свою очередь, дают приближенные данные и формируют сущность решений, принимаемых в процессе разработки месторождений.

Анализ информативности геофизических исследований при освоении методом свабирования и УЭГИС скв. группы Печорских месторождений представлен на рисунке 1.

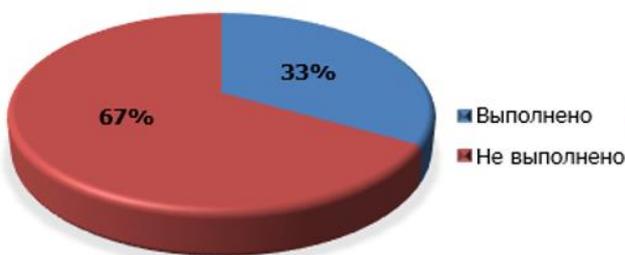
ОПП при свабировании за период 2019 – 2021



ОПП при УЭГИС за период 2019 – 2021



КВД при свабировании за период 2019 – 2021



КВД при УЭГИС за период 2019 – 2021

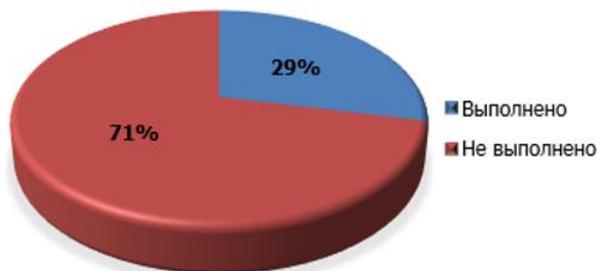


Рис.1 - Анализ информативности геофизических исследований при освоении методом свабирования и УЭГИС скважин группы Печорских месторождений.

Как видно из анализа на сегодняшний день качество проводимых исследований низкое и зачастую неинформативно.

С учетом особенностей на месторождениях группы Печорских месторождений хорошая альтернатива данным методам методика исследования действующих скважин по технологии предварительного спуска прибора под ЭЦН.

Технология направлена на возможность определения характеристик многофазного потока флюида по стволу скважины в реальных условиях добычи, выявления источника обводнения, определения интервалов притока нефти и газа в скважинах с высоким коэффициентом продуктивности, аномально низким пластовым давлением, высоким содержанием АСПО извлекаемого флюида.

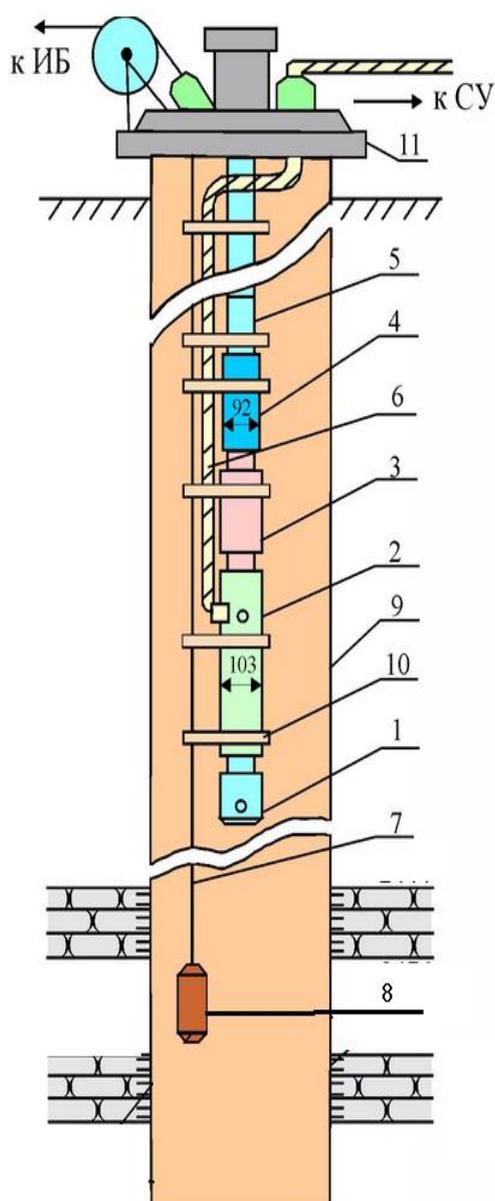
Метод основан на исследованиях пластов при работе погружных насосов после одновременного спуска ЭЦН (ШГН) и комплексного геофизического прибора. Кабели ЭЦН и прибора проходят через планшайбу с двумя кабельными вводами и по затрубному пространству с применением специального оборудования - децентраторов, обеспечивающего свободный ход прибора во всём интервале исследований.

Работы проводятся в два этапа.

На первом этапе после подготовки скважины к ГИС, производится спуск геофизического прибора в интервал исследований и регистрации фонового замера.

Второй этап заключается в спуске ЭЦН с включением в подвеску НКТ специальных децентраторов с фиксацией каротажного кабеля в межтрубье скважины. После окончания спуска подвески прибор находится ниже насоса и имеет свободный ход для проведения исследований. К колонне НКТ каротажный кабель крепится специальными децентраторами. Основные элементы скважинного оборудования представлены на рис. 3. Все последующие геофизические исследования проводятся без привлечения бригад подземного и капитального ремонта скважин.

Для контроля за работой скважины в периоды между геофизическими исследованиями на устье скважины размещается специальный поверхностный блок питания и регистрации, который позволяет регистрировать и хранить во флэш-памяти информацию с датчиков скважинного прибора. При необходимости данные, получаемые со скважинного прибора, могут передаваться по радиоканалу в режиме реального времени.



- 1 - компенсатор
- 2 - погружной электродвигатель
- 3 - гидрозашита
- 4 - насос
- 5 - колонна НКТ
- 6 - кабель - токопровод
- 7 - кабель геофизический
- 8 - геофизический прибор
- 9 - эксплуатационная колонна
- 10 - центратор
- 11 - планшайба с двумя кабельными вводами
- СУ - станция управления
- ИБ - измерительный блок

Рис. 3 – Схема монтажа оборудования для исследования скважины с предварительным спуском прибора под ЭЦН.

Важными положительными аспектами применения технологии являются: возможность мониторинга динамики работы скважины без извлечения ГНО и привлечения бригад КРС на

протяжении всего межремонтного периода; проведение прямого инструментального замера значений забойного давления и пообъектное определение дебита и состава продукции в работающей скважине с последующим построением профиля притока; контроль за разработкой новых скважин в процессе их освоения и вывода на рабочий режим эксплуатации; возможность эксплуатации одним насосом скважин имеющих несколько объектов разработки, без применения системы ОРЭ и необходимости спуска дополнительного ГНО;

Также, определены технические ограничения применения данной технологии: доставка скважинного прибора до интервала исследований осуществляется только при спуско-подъемных операциях ГНО с привлечением бригады КРС; зенитный угол скважины не более 25°; диаметр скважины не менее 146мм при диаметре насоса 103мм, и 168мм при диаметре насоса 117мм.

Подводя итог необходимо отметить, что представленная работа вносит значительный вклад в части проведения высокоинформативных исследований на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями, высоким содержанием АСПО в режиме промышленной эксплуатации скважины, где исследования с применением традиционных способов (свабирование, струйные насосы) не позволяют получить достоверную информацию о состоянии разработки залежей углеводородов.

Библиографический список:

1. «Технологический проект разработки А нефтяного месторождения» - 2021 г.;
2. Отчет – «Дополнение к технологической схеме разработки В нефтяного месторождения Республики Коми» - 2021 г.;
3. Отчет – «Дополнение к технологической схеме разработки С нефтегазоконденсатного месторождения Республики Коми» - 2019 г.

УДК 622.276

Экспериментальные исследования флуктуационных процессов при движении газожидкостных смесей в трубах

Исмаилов Ш. З., Меликов Г. Х., Сулейманов А. А.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г.Баку, Азербайджан*

Продуктивность вертикального лифта зависит как от свойств пластовых флюидов, так и от конструкции скважины. Так как в некоторых случаях достаточно трудно определять некоторые параметры флюидов, связанные соотношением давление-объем-температура, можно использовать различные параметры насосно-компрессорных труб (НКТ) и методы механизированной добычи для оптимизации отбора углеводородов [1, 2, 3].

При проведении численных расчетов течения газожидкостной смеси в пласте и в насосно-компрессорных трубах требуется точные данные большого числа различных параметров. Известно, что во многих случаях проведение промысловых исследований связано с определенными техническими и технологическими трудностями, материальными и финансовыми затратами, нежелательными остановками скважин, осложнениями в работе скважин и др. [2, 4].

Определение изменения давления в НКТ добывающей скважины с помощью различных зависимостей движения мультифазной (нефть, вода, газ) газожидкостной смеси во многих случаях затруднительно [4, 5, 5]. Кроме того, часто невозможно осуществление различных видов исследований скважин.

Экспериментальное лабораторное изучение флуктуационных процессов при лифтировании газожидкостных систем проводились на установке, представленной на рис.1:

1 - модель газожидкостного подъемника, 2 – устройство, для сохранения необходимого уровня подъема жидкости, 3 - газовый баллон высокого давления, 4 – редуктор, для

поддержания давления закачки газа, 5 – газожидкостного сепаратора, 6 – сосуда для измерения объема выходящей жидкости, 7 - прибора, для измерения расхода газа.

Процесс исследования флуктуационных явлений при течении газожидкостных систем в трубах проводился в следующей последовательности.

В модель газожидкостного подъемника 1 через устройство, для сохранения необходимого уровня подъема жидкости 2 подавалась лифтируемая жидкость (вода). Из баллона высокого давления 3 в подъемник поступал газ, объем которого контролировался с помощью редуктора 4.

Газ поступал в кольцевую зону газожидкостного подъемника, а потом с жидкостью поднимался по центральной трубе установки.

Поступающая газожидкостная система сепарировалась в 5, а потом жидкая фаза попадала в измерительный стакан 6, а газовая – в прибора, для измерения расхода газа 7.

Эксперименты были проведены для разных значений расхода газа.

На рис.2-7 представлены результаты проведенных экспериментальных исследований.

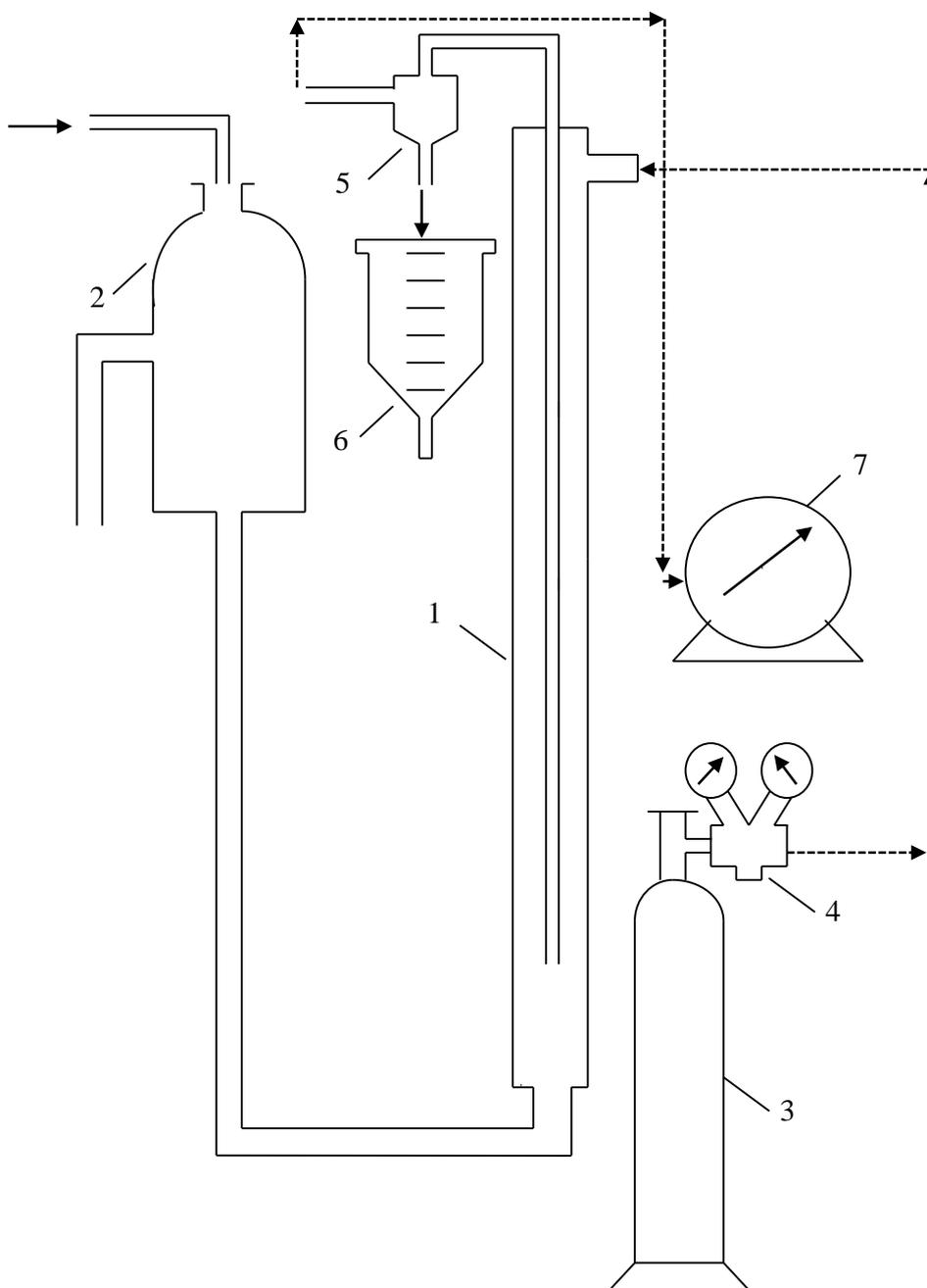


Рис. 1. Модель вертикального газожидкостного подъемника.

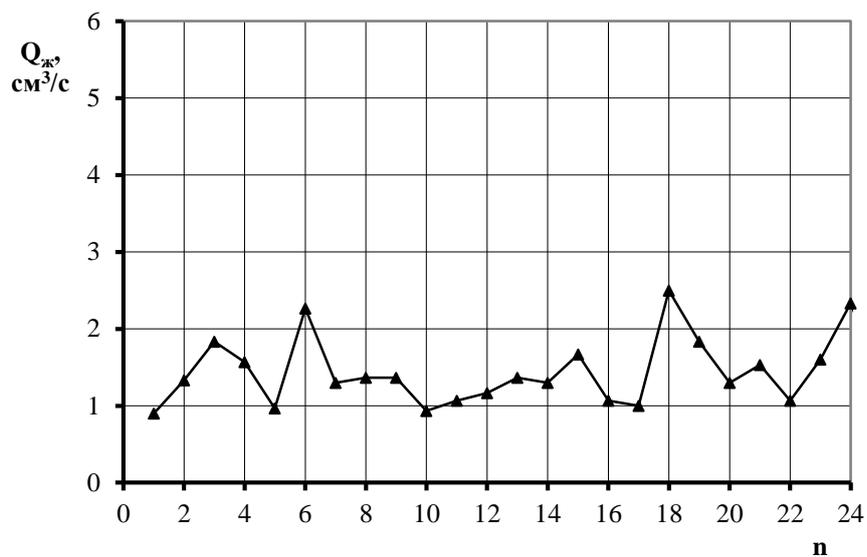


Рис.2. Расход жидкости (расход газа 180 см³/с).

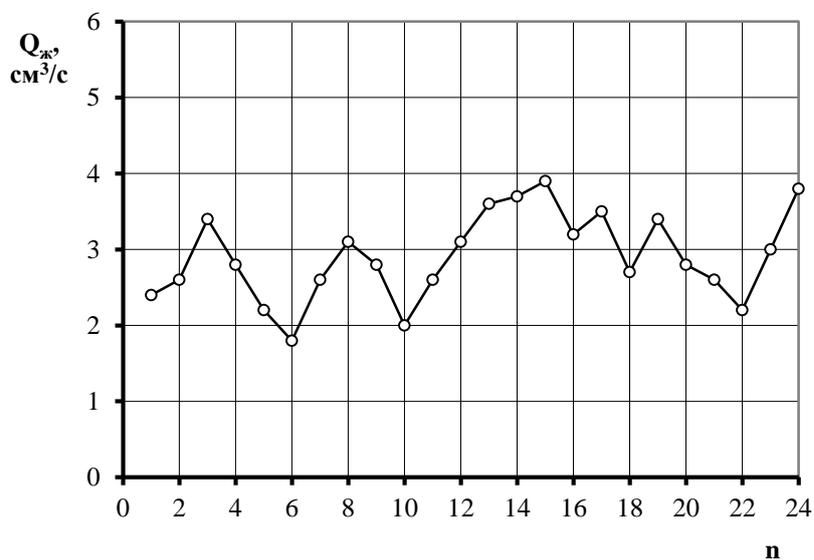


Рис.3. Расход жидкости (расход газа 250 см³/с).

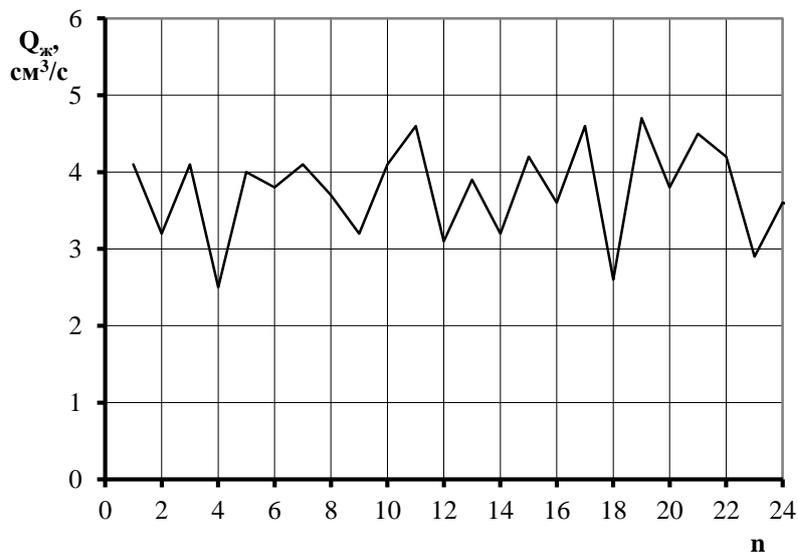


Рис.4. Расход жидкости (расход газа 270 см³/с).

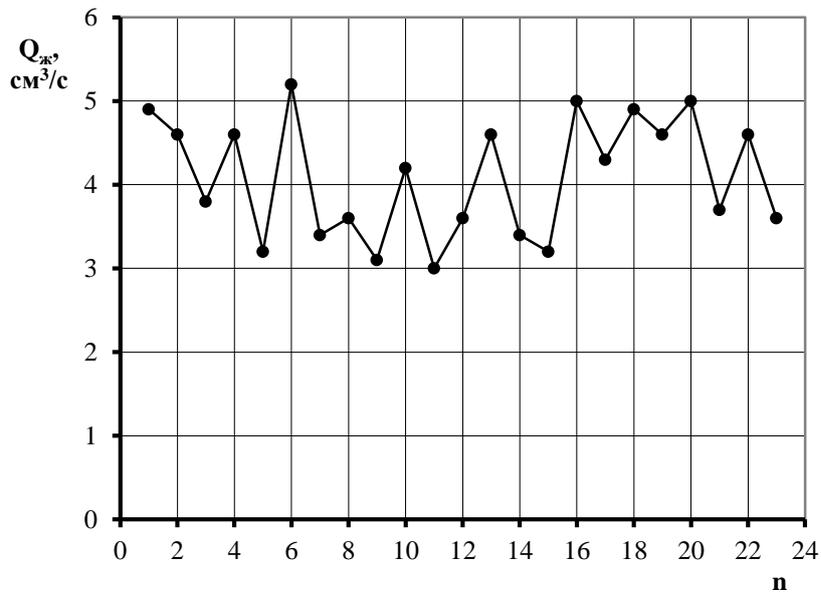


Рис.5. Расход жидкости (расход газа 360 см³/с).

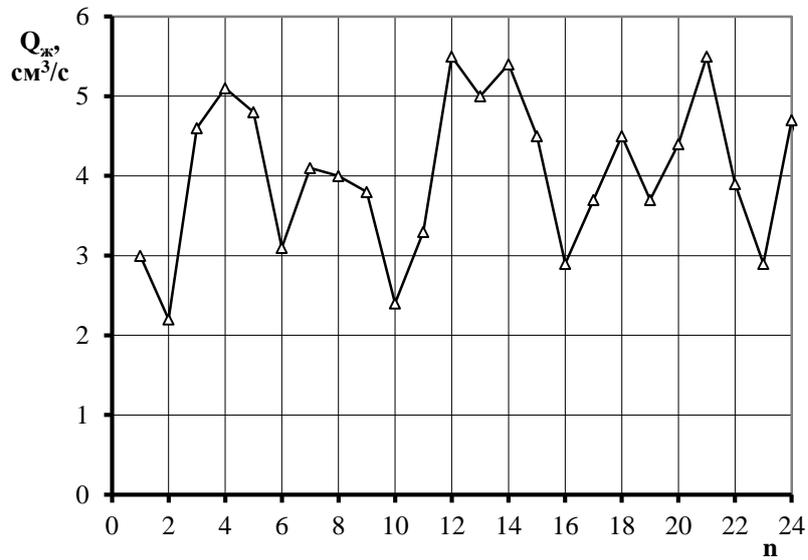


Рис.6. Расход жидкости (расход газа 400 см³/с).

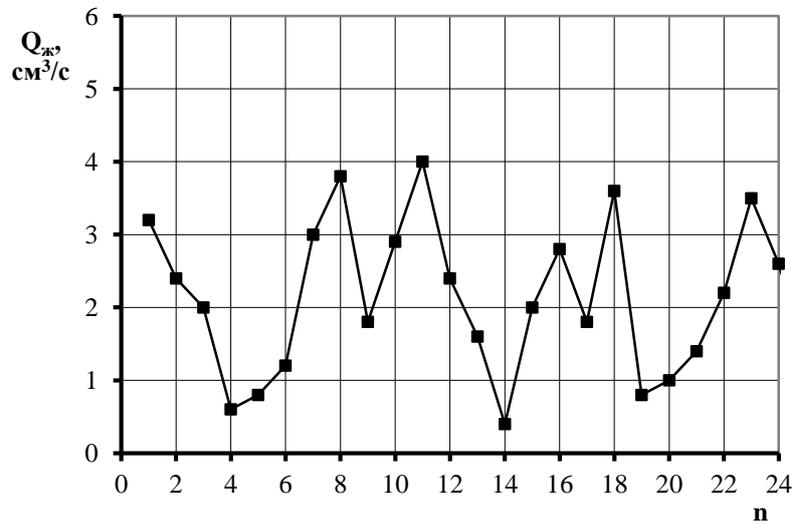


Рис.7. Расход жидкости (расход газа 500 см³/с).

На рисунке 8 показаны расход жидкости и удельного расхода газа от закачки газа для модели вертикального газожидкостного подъемника.

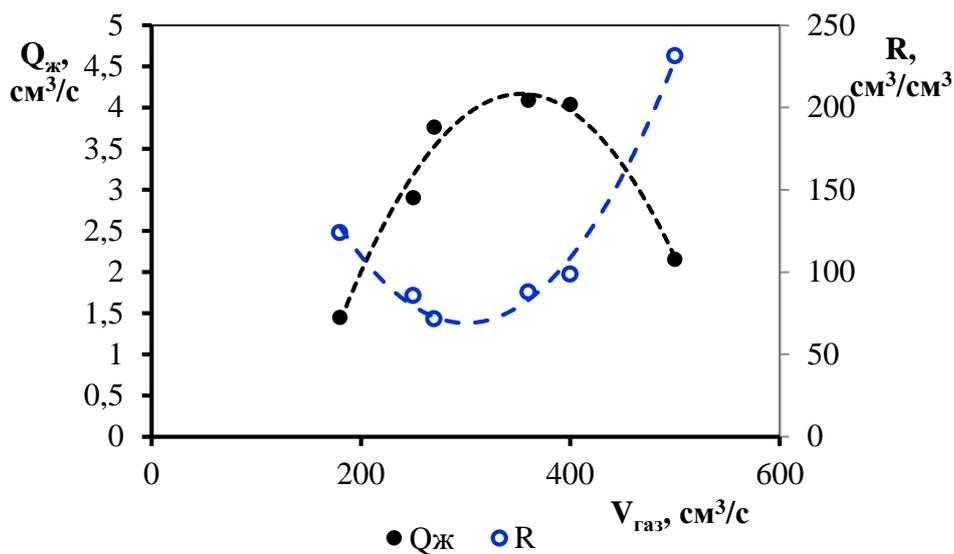


Рис.8. Расход жидкости и удельный расход газа.

Для их анализа флуктуация динамики расхода жидкости был использован метод критерия Тейла [7].

Зависимость критерия Тейла, рассчитанного для расхода жидкости, и удельного расхода газа от закачиваемого газа представлена на рис.9.

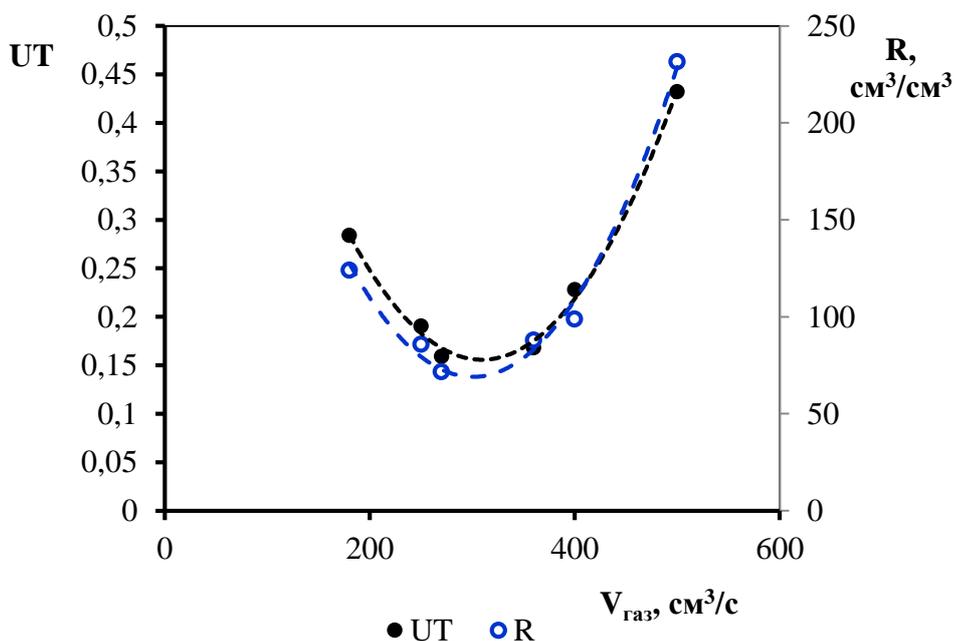


Рис.9. Зависимость критерия Тейла, рассчитанного для расхода жидкости, и удельного расхода газа от закачиваемого газа.

Полученные результаты расчетов показывают, что снижение удельного расхода газа приводит к уменьшению амплитуды колебаний расхода жидкости.

Таким образом, проведенные экспериментальные исследования показали, что на основе анализа флуктуаций расхода жидкости и давления можно диагностировать режим работы газожидкостного подъемника.

Такой подход позволит сократить число промышленных исследований, необходимых для диагностирования режима работы добывающих скважин.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. Уфа: Гилем, 1999.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Филиппов В.П., Аметов И.М. Системные методы в нефтедобыче. Москва: РМНТК «Нефтеотдача», 1998.
3. Hernandez A. Fundamentals of Gas Lift Engineering. Elsevier, Gulf Professional Publishing, 2016.
4. Golan M., Whitson C.H. Well Performance. Prentice-Hall, 1996.
5. Beggs H.D. Production Optimization. Petroskills, 2003.
6. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells. Society of Petroleum Engineers, 1999.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б. и др. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Баку: Эльм, 1997.

УДК 622.276

Многокритериальный подход к выбору диаметра и длины лифта газлифтной скважины

Исмаилов Ш. З.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г.Баку, Азербайджан*

Газлифтный способ добычи нефти является одним из широко распространенных способов эксплуатации скважин. Количество жидкости, извлекаемое из скважины с помощью компрессорного подъёмника, зависит от глубины подъёмных труб, гидростатического напора пласта, диаметра и длины подъёмных труб, вязкости и удельного веса поднимаемой жидкости, количества выделяющегося из скважин газа, количества песка поступающего в скважину и других факторов, что затрудняет теоретическое определение объема закачиваемого газа. Исследованию газлифтного способа добычи нефти посвящены многочисленные работы [1-7].

Так, например, в работе [5] исследовано влияние диаметра подъёмника на его характеристику, определяемую уравнением Крылова для движения газожидкостной смеси в элементарном подъёмнике, и показано, что дебит жидкости для данного внутреннего диаметра d подъёмника при постоянном расходе газа зависит только от параметра ξ суммарных потерь, к тому же при возрастании ξ растёт и дебит. С учётом этой зависимости в [5] проведен анализ основных показателей работы подъёмника: производительность подъёмника q , удельный расход газа R_0 и удельный расход энергии W . Для режимов подачи подъёмника, соответствующих дебитам q_{\max} и $q_{\text{опт}}$, получены функциональные зависимости этих показателей от диаметра d и длины L подъёмника $q = f_1(d, L)$, $R_0 = f_2(d, L)$, $W = f_3(d, L)$ причём при фиксированном $i \in I = \{1, 2, 3\}$ функции f_i зависят от режимов подачи (q_{\max} и $q_{\text{опт}}$).

На режиме q_{\max} для заданного диаметра подъёмника получается максимальная производительность, а на режиме $q_{\text{опт}}$ – наибольший КПД работы газа, хотя и меньшая производительность.

Цель работы – разработка метода решения условной многокритериальной задачи выбора диаметра и длины газлифтного подъёмника с применением в качестве критериев выбора основных показателей его работы при условиях рациональной эксплуатации скважины и высокой степени приемлемости решений.

Исследование скважин на приток обычно проводится методом установившегося потока. Установившийся поток характеризуется стационарным режимом работы скважины, т.е. постоянством во времени забойного $P_{\text{заб}}$ и устьевого P_y давлений и дебита скважины Q [4].

Практический интерес представляет расчет в конкретных условиях пускового давления $P_{\text{пуск}}$, под которым понимается максимальное давление закачиваемого газа, соответствующее оттеснению статического уровня жидкости в НКТ до башмака подъёмника. Для расчета значения $P_{\text{пуск}}$ используется зависимость [8]

$$P_{\text{пуск}} = \rho_{\text{ж}} g h_{\text{п}} \left[1 + \frac{f_3}{f_{\text{в}}} (1 - K_{\text{п}}) \right] \quad (1)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³; $h_{п}$ – погружение газлифтного подъёмника под статический уровень жидкости, м; $K_{п}$ – коэффициент поглощения жидкости пластом $K_{п} = \frac{V_{жп}}{V_{жв}}$, $V_{жп}$ и $V_{жв}$ – соответственно объём жидкости, поглощенной пластом и вытесняемой жидкости, соответственно; f_3 – площадь поперечного сечения межтрубного пространства, в которое закачивается газ, м² и f_b – суммарная площадь поперечного сечения кольцевого пространства между обсадной колонной и воздушными трубами (затрубного пространства) и поперечного сечения подъёмника (площадь поперечного сечения того объёма, куда вытесняется жидкость). В реальных условиях $0 < K_{п} < 1$.

Для двухрядного подъёмника f_3 и f_b определяются следующим образом. Для прямой закачки (или что то же, кольцевой системы закачки)

$$f_3 = 0,785(d_b^2 - d^2), f_b = 0,785(D^2 - d_b^2 - d^2) \quad (2)$$

где d_b, d и D – соответственно, диаметр воздушных труб, подъёмника и обсадной колонны, м. Для обратной закачки (или что то же, центральной системы закачки)

$$f_3 = 0,785d^2, f_b = 0,785(D^2 - d^2) \quad (3)$$

Рассмотрим газлифтную скважину с двухрядным подъёмником. В неработающей скважине жидкость в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) и в скважине находится на одном уровне (статический уровень; L – длина газлифтного подъёмника, h_1 – его погружение под статический уровень).

При установившейся работе скважины жидкость в затрубном пространстве устанавливается на уровне (динамический уровень), ниже статического. Давление у башмака подъёмника P_{δ} определяется длиной подъёмника L и погружением его величины h под динамический уровень:

$$P_{\delta} = (L - h_{д})\rho_{ж}g = h\rho_{ж}g, \quad (4)$$

где $h_{д} = L - h$ – расстояние от динамического уровня до устья скважины.

Рабочее давление закачиваемого газа на устье скважины P_y при установившейся ее работе представляется формулой [6]:

$$P_y = P_{\delta} \cdot \exp\left(\frac{-0,031415 \cdot L \cdot \bar{\rho}_r}{zT}\right) + \Delta P_{тр} + \Delta P_{кл}. \quad (5)$$

где $\bar{\rho}_r$ – относительная плотность газа по воздуху; z – коэффициент сжимаемости газа при средних давлении и температуре; T – температура, К; L – длина подъёмника, м; $\Delta P_{тр}$ – потери давления на трение (ввиду малых значений $\approx 6\%$ ими обычно пренебрегают); $\Delta P_{кл}$ – потери давления в клапане, определяемые по формуле $\Delta P_{к} = [(P_{к})_{от} - P_{т}] \cdot R$, $R = f_k/f_c$, f_k – сечение седла клапана, f_c – площадь сечения сильфонной камеры клапана; $(P_{к})_{от}$ – давление в межтрубном пространстве перед открытием клапана; $P_{т}$ – давление внутри клапана. Относительная плотность газа по воздуху $\bar{\rho}_r = 1,087$ кг/м³. Коэффициент сжимаемости вычисляется по формулам [8].

Как было указано выше, на режиме $q_{макс}$ для заданного диаметра подъёмника получается максимальная производительность q , а на режиме $q_{опт}$ – наибольший КПД работы газа (хотя и меньшая производительность). Поэтому мы будем в дальнейшем исследовать основные зависимости для газлифтного подъёмника только при работе на режиме оптимальной подачи $q_{опт}$.

В [5] показано, что для режимов $q_{макс}$ и $q_{опт}$ величины удельного расхода газа R_0 и удельного расхода энергии W при $(\rho_{ж}, h_0, d) = const$ и любом $\xi_0 \geq \xi_{0,min}$ удовлетворяют неравенствам $R_{0опт} < R_{0макс}$, $W_{опт} < W_{макс}$, причём $R_{0макс}$ и $W_{макс}$ убывают с возрастанием ξ_0 до некоторого предельного значения ($\xi_0 = 0,6$ для $R_{0макс}$ и $\xi_0 = 0,5$ для $W_{макс}$), в то время как $R_{0опт}$ и $W_{опт}$ убывают с возрастанием ξ_0 для любых $\xi_0 \geq \xi_{0,min}$, что подчеркивает преимущества использования $R_{0опт}$ и $W_{опт}$ по сравнению с $R_{0макс}$ и $W_{макс}$.

Здесь $\xi_0 = P_1/(\rho_{\text{ж}}gL)$, $P_1 = P_g$ - давление у башмака подъёмника, $\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости (нефть), $h_0 = H - P_1/(\rho_{\text{ж}}g)$, d - диаметр подъёмника.

В работе [8] для оптимального режима работы подъёмника $q_{\text{опт}}$ при любом давлении на устье скважины $P_y > 0$ приводятся выражения для дебита $q_{\text{опт}}$ (в т/сут), полученные Крыловым

$$q_{\text{опт}} = 15,625 \cdot 10^{-9} \frac{d^3(\rho_{\text{ж}}gL - P_{\delta} + P_y)(P_{\delta} - P_y)^{1,5}}{\rho_{\text{ж}}^{1,5} \cdot L^{1,5}} \quad (6)$$

и соответствующие расчетные формулы для удельного расхода газа в (м³/т)

$$R_{0\text{опт}} = \frac{1,227 \cdot 10^{-2} L(\rho_{\text{ж}}gL - P_{\delta} + P_y)}{d^{0,5}(P_{\delta} - P_y)lg(P_{\delta}/P_y)} \quad (7)$$

и для удельного расхода энергии (в кДж/м³)

$$W_{\text{опт}} = 0,6 \cdot 10^3 R_{0\text{опт}} \left[\left(\frac{P_{\text{т}}}{P_y} \right)^{0,167} - 1 \right] \quad (8)$$

где R_0 - удельный расход газа (в м³/м³); $P_{\text{т}}$ и P_y - соответственно давления в колонне НКТ в точке ввода газа (на глубине башмака или рабочего клапана, т.е. $P_{\text{т}} = P_{\delta}$) и на устье скважины (в МПа); при этом принимается, что процесс расширения газа политропический (с показателем $n = 1,2$), а нормальное давление $P_0 \approx 0,1$ МПа.

Основными входными переменными задачи движения притока жидкости из скважины в газлифтную установку являются диаметр подъёмника d и его длина L , которые будем обозначать через x_1 и x_2 соответственно. Тогда, согласно (6), при оптимальном режиме работы подъёмника дебит $q_{\text{опт}}$ запишется в виде следующей функции от переменных x_1, x_2 :

$$q_{\text{опт}} \equiv q(x_1, x_2) = \frac{15,625 \cdot 10^{-9} x_1^3 (\rho_{\text{ж}}g x_2 - P_{\delta} + P_y)(P_{\delta} - P_y)^{1,5}}{\rho_{\text{ж}}^{1,5} \cdot x_2^{1,5}} \quad (9)$$

а удельный расход энергии в соответствии с (7) и (8) в виде

$$W_{\text{опт}} \equiv W_{\text{опт}}(x_1, x_2) = \frac{0,6 \cdot 10^3 \left[\left(\frac{P_{\delta}}{P_y} \right)^{0,167} - 1 \right] x_2 (\rho_{\text{ж}}g x_2 - P_{\delta} + P_y)}{x_1^{0,5} (P_{\delta} - P_y)lg(P_{\delta}/P_y)} \quad (10)$$

при этом требуется максимизировать дебит $q_{\text{опт}}$ и минимизировать удельный расход. Обычно в теории многокритериальных задач все критериальные функции либо максимизируются или минимизируются, что легко достигается с учётом того, что для любой функции $f(x)$, где f переводит n -мерное евклидово пространство \mathcal{R}^n в одномерное \mathcal{R}^1 , $\max f(x) = \min(-f(x))$. Мы будем рассматривать векторный критерий $f(x) = (f_1(x), f_2(x))$, где $f_1(x) = -q_{\text{опт}}(x_1, x_2)$, $f_2(x) = W_{\text{опт}}(x_1, x_2)$ и обе функции минимизируются. Поскольку согласно (8) величина $W_{\text{опт}}$ прямо пропорциональна величине $R_{\text{опт}}$, то минимизация функции $W_{\text{опт}}(x_1, x_2)$ по x_1, x_2 , приводит к минимизации функции

$$R_{\text{опт}} \equiv R_{\text{опт}}(x_1, x_2) = \frac{1,227 \cdot 10^{-2} x_2 (\rho_{\text{ж}}g x_2 - P_{\delta} + P_y)}{x_1^{0,5} (P_{\delta} - P_y)lg(P_{\delta}/P_y)} \quad (11)$$

Так что, достаточно вместо двух функций $W(x_1, x_2)$ и $R_{\text{опт}}(x_1, x_2)$ рассматривать только функцию $W_{\text{опт}}(x_1, x_2)$. Следовательно, в случае режима $q_{\text{опт}}$ можно рассматривать векторный критерий

$$\min\{z_1 = f_1(x), z_2 = f_2(x)\} \quad (12)$$

Определим теперь ограничения задачи для двухрядного подъёмника.

В отсутствие рабочего клапана и малых $\Delta P_{\text{тр}}$ из (2.5) следует

$$P_{\delta} \approx P_y \exp\left(-\frac{0,031415 \cdot x_2 \bar{p}_{\text{г}}}{zT}\right) \quad (13)$$

откуда находим

$$\frac{P_{\delta}}{P_y} = \exp\left(-\frac{0,031415 \cdot \bar{\rho}_r}{zT} \cdot x_2\right) \quad (14)$$

и

$$P_{\delta} - P_y = P_y \left[\exp\left(-\frac{0,031415 \cdot \bar{\rho}_r}{zT} \cdot x_2\right) - 1 \right] \quad (15)$$

Подставляя выражения (14) и (15) в формулы (9) и (10), приходим при известном P_y к следующим нелинейным функциям от x_1 и x_2 :

$$f_1(x) = -\frac{15,625 \cdot 10^{-9} x_1^3}{\rho_{ж}^{1,5} \cdot x_2^{1,5}} \left\{ \rho_{ж} g x_2 - P_y \left[\exp\left(-\frac{0,031415 \cdot \bar{\rho}_r}{zT} \cdot x_2\right) - 1 \right] \right\} \times \\ \times P_y^{1,5} \left[\exp\left(-\frac{0,031415 \cdot \bar{\rho}_r}{zT} \cdot x_2\right) - 1 \right]^{1,5} \quad (16)$$

$$f_2(x) = 0,6 \cdot 10^3 \left[\exp\left(-\frac{0,5243 \cdot 10^{-2} \cdot \bar{\rho}_r}{zT} \cdot x_2 - 1 \right) \right] x_2 \times \\ \times \frac{\left\{ \rho_{ж} g x_2 - P_y \left[\exp\left(-\frac{0,031415 \cdot \bar{\rho}_r}{zT} \cdot x_2\right) - 1 \right] \right\}}{x_2^{0,5} P_y \left[\exp\left(-\frac{0,031415 \cdot \bar{\rho}_r}{zT} \cdot x_2\right) - 1 \right] \left(\frac{-0,015 x_2 \bar{\rho}_r}{zT} \right)} \quad (17)$$

Здесь $\bar{\rho}_r = 1,087 \text{ кг/м}^3$ – относительная плотность газа по воздуху; z – коэффициент сжимаемости газа. Таким образом, мы приходим к двухкритериальной задаче (12), где $x = (x_1, x_2)$ принадлежит области S двумерного евклидова пространства, определяемой ограничениями (с $m = 8$)

$$g_l(x) \geq 0, \quad l = 1, \dots, m \quad (18)$$

подробно описываемыми ниже. Забойное давление $P_{заб}$ удовлетворяет неравенствам:

$$P_{заб} - P_{нас} + \varepsilon \geq 0 \quad (19)$$

$$P_{нас} - P_{заб} > 0. \quad (20)$$

Полагая, что давление в резервуаре выше давления насыщения $P_{нас}$ и забойное давление $P_{заб}$ ниже $P_{нас}$, для псевдоустойчивого и двухфазного (нефть/газ) потока на основании модели Фогеля [7] забойное давление $P_{заб}$ выражается через дебит скважины Q по формуле

$$P_{заб} \equiv 0,125 \bar{P} \left[\sqrt{81 + \frac{144}{P_{нас}} \left(\bar{P} - P_{нас} - \frac{Q}{J^*} \right) - 1} \right]$$

при условии, что $P_{заб} < P_{нас}$. Показатель J^* – индекс продуктивности (productivity index), называемый в русскоязычной литературе «коэффициентом продуктивности» $K_{прод}$ [5]: $J^* = Q/P_l - P_{заб}$, (P_l – давление в резервуаре, *psia*).

Для псевдоустановившегося потока вокруг вертикальной скважины $J^* = Q/\bar{P} - P_{заб}$, где \bar{P} – среднее давление в резервуаре.

Принимая во внимание, что в установившемся (стационарном) потоке $Q = q$, где $q_{опт}$ – подача продукции подъёмника при оптимальном режиме его работы, неравенства (19) и (20) запишутся в виде (18):

$$g_1(x) \equiv 0,125 \bar{P} \left[\sqrt{81 + \frac{144}{P_{нас}} \left(\bar{P} - P_{нас} + \frac{1}{J^*} \cdot f_1(x_1, x_2) \right) - 1} \right] - P_{нас} + \varepsilon \geq 0 \quad (21)$$

$$g_2(x) \equiv P_{нас} - 0,125 \bar{P} \left[\sqrt{81 + \frac{144}{P_{нас}} \left(\bar{P} - P_{нас} + \frac{1}{J^*} \cdot f_1(x_1, x_2) \right) - 1} \right] - \varepsilon_1 \geq 0 \quad (22)$$

где ε и ε_1 – достаточно малые (не зависящие друг от друга) положительные числа. Ограничение на забойное давление $P_{кр.заб}$ можно записать в виде:

$$g_3(x) \equiv 0,125\bar{P} \left[\sqrt{81 + \frac{144}{P_{нас}} \left(\bar{P} - P_{нас} + \frac{1}{J^*} \cdot f_1(x_1, x_2) \right)} - 1 \right] - P_{заб.кр} \geq 0 \quad (23)$$

где $P_{заб.кр}$ выражается по формуле из [5] через газовый фактор G'_0 , отнесенный к 1 т продукции скважины (в м³/т сутки); $P_{нас}$ – давление насыщения (в МПа); $P_{пл}$ – пластовое давление (в МПа):

$$P_{заб.кр} = 3,5 + 68,33 \cdot 10^{-3} \cdot G'_0 \cdot \frac{P_{нас}}{P_{пл}} \text{ МПа.}$$

Нижние и верхние границы дебита Q можно записать (с учётом $q = Q$) в виде

$$g_4(x) \equiv f_1(x_1, x_2) + \frac{\pi x_1^2}{4} (1 + 1,8 \cdot B) \geq 0 \quad (24)$$

$$g_5(x) \equiv \left(f_1(x_1, x_2) + \frac{\pi x_1^2}{4} \right) \geq 0 \quad (25)$$

где B – объёмная обводнённость продукции (в десятичных единицах).

Так как предпочтительным считается уменьшение пускового давления, что достигается большим снижением f_3 в сравнении с $f_в$, с учётом выражений (2) и (3) для f_3 и $f_в$ в случае кольцевой системы закачки двухрядного подъёмника, получаем следующее ограничение:

$$g_6(x) \equiv \frac{D^2}{2} - d_в^2 + x_1^2 \geq 0 \quad (26)$$

где D и $d_в$ – соответственно, диаметр обсадной колонны и диаметр воздушных труб колонны НКТ. Наконец, ограничения на длину подъёмника $P_\delta / (\rho_ж \cdot g) < L < H$, (P_δ – давление у башмака, H – высота подъёмника) запишутся как

$$g_7(x) \equiv x_2 - \frac{1}{\rho_ж \cdot g} \cdot P_y \exp \left(-\frac{0,031415 \cdot \bar{p}_r}{zT} \cdot x_2 \right) \geq 0 \quad (27)$$

$$g_8(x) \equiv H - x_2 \geq 0 \quad (28)$$

Условная многокритериальная задача минимизации в пространстве переменных $x = (x_1, \dots, x_n)$ формулируется следующим образом

$$\min f(x) = \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_q(x)\} \quad (29)$$

при ограничениях

$$x \in S = \{ | x \in \mathbb{R}^n | g_l(x) \geq 0, l = 1, \dots, m, x \geq 0 \} \quad (30)$$

(в случае задачи газлифтного подъёмника $n = 2, x_1 = d, x_2 = L, q = 2, m = 8$).

Рассмотрим недоминируемые решения многокритериальной задачи, удовлетворяющих соотношению (29). По определению [12], точка z^0 критериального пространства Z из элементов $z = (z_1 = f_1(x), \dots, z_q = f_q(x))$ называется недоминируемым решением задачи (29) тогда и только тогда, когда не существует какая-либо другая точка $z \in Z$, для которой

$$\left. \begin{aligned} z_k < z_k^0 \text{ для некоторого } k \in \{1, 2, \dots, q\} \\ z_l \leq z_l^0 \text{ для всех } l \neq k \end{aligned} \right\} \quad (31)$$

В противном случае точка z^0 называется доминируемой точкой в критериальном пространстве Z .

Далее, точка $x^0 \in S$ называется эффективной тогда и только тогда, когда не существует какая-либо другая точка $x \in S$, для которой в случае многокритериальной задачи минимизации

$$\left. \begin{aligned} f_k(x) < f_k(x^0) \text{ для некоторого } k \in \{1, 2, \dots, q\} \\ f_l(x) \leq f_l(x^0) \text{ для всех } l \neq k \end{aligned} \right\} \quad (32)$$

в противном случае точка x^0 называется неэффективной.

Таким образом, задача оптимального выбора внутреннего диаметра и длины подъёмника, используемых при газлифтной добыче нефти, при оптимальном режиме работы подъёмника сформулирована в виде двухкритериальной задачи оптимизации с критериями и ограничениями, полученными на основе уравнения движения установившегося притока жидкости в скважину. Для решения поставленной задачи рассмотрена общая задача многокритериальной задачи с любым конечным числом критериев, ограничений и входных независимых переменных. Разработан генетический алгоритм решения такой задачи.

Библиографический список:

1. Данхэм Клеон. Газлифтная эксплуатация: последние достижения //ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. Журнал Нефть и газ. 2014, №4, с.66-72.
2. GAS LIFT. Book 6 of The Vocational Training series. Third edition, 1994. Explication 8t Production Departament American Petroleum Institute.
3. Gas Lift Design and Technology. Schlumberger. Well Completions and Productivity Chevron Main Pass 313 Optimization Project 09/12/00. Schlumberger, 1999.
4. Salem A. Petroleum Production Engineering 2 (PTE 431). Lectures 10-12 Principle of Gas-Lift System, November 10,11,15, 2009.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. –М.: М71 ФГУП Изд. «Нефть и газ РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2003. – 816с.
6. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. –М.: Недра, 1986. -325с.
7. Guo B., Lyons W.C., Ghilamber A. Petroleum Production Engineering. A Computer-Assisted Approach. – Elsevier Science 8t Technology Books, Februar, 2007. – 288p.
8. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. –М.: Изд-во «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2008. -296с.

УДК 622.276

Динамический анализ доразработки нефтяных залежей

Аббасова С. В.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

О существовании в продуктивных пластах значительных объемов остаточных извлекаемых углеводородов, находящихся в застойных и слабодренированных зонах могут свидетельствовать различные промысловые и геолого-геофизические исследования. Причинами образования таких зон могут стать проявления эффектов неравновесности при фильтрации многофазных потоков, увеличение начальных градиентов давления и т.п. обусловленные особенностями геологического строения залежи и фильтрационными свойствами флюидов.

Необходимый этап работ, направленный на составление рекомендации для доразработки – это вовлечение в процесс зон, характеризующихся как слабодренлируемые нефтяные. Данное определение формирует концептуальное представление структуры остаточных запасов при учете геологической и фильтрационной характеристик залежей. Эти знания в свою очередь предоставляют возможность проведения диагностики причин невовлеченности искомого запасов в разработку, локализовать зоны и оценить величины запасов по каждой рассматриваемой зоне пласта.

На основе ретроспективного анализа изменений гидродинамического перераспределения пластовых флюидов вероятность определения слабодренированных зон увеличивается. Анализ регулирования нестационарных отборов проводится с учетом периодичности, устойчивости и переходных состояний, которые характерны как для отдельного объекта, так и для залежи в целом. Расчеты проводятся на базе применения коэффициента Спирмена [1, 2]. При проведении

данных расчетов, значениям анализируемых параметров присваиваются соответствующие ранги. Это позволяет проводить анализ геологопромысловой информации не только с позиции количественных оценок, но и с позиции тенденции их изменения.

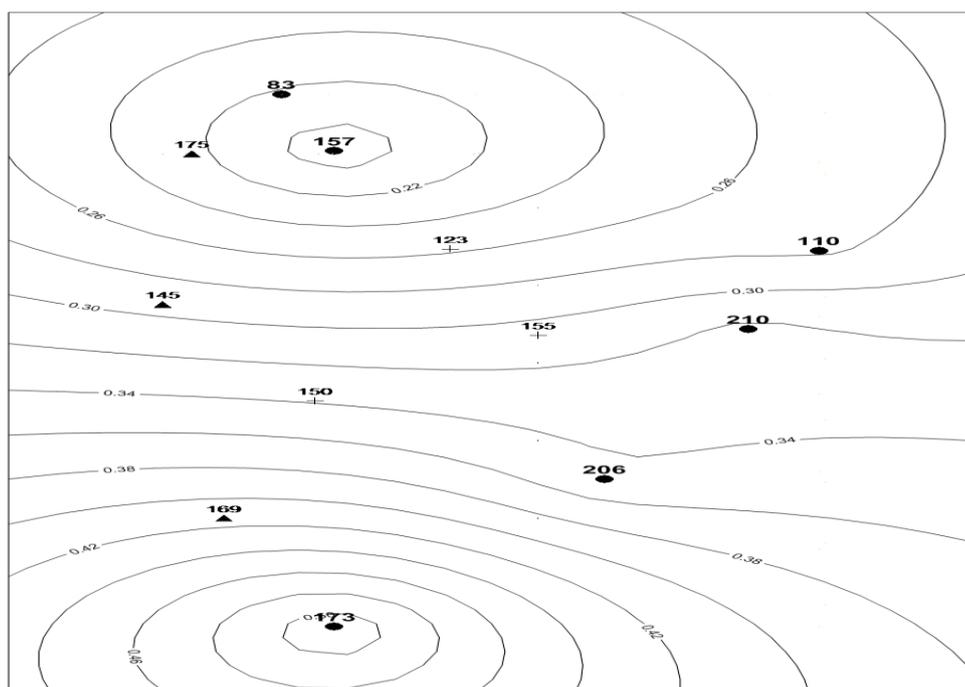
Последовательность методики расчета, что определяет степень взаимодействия скважин, проводится по следующему алгоритму.

1. Устанавливаются парные коэффициенты ранговой корреляции между дебитами нефти и воды по скважинам на анализируемый период времени.
2. Осуществляется разбиение эксплуатационных скважин на группы. При этом, с учетом местоположения скважин, одна и та же скважина может войти в состав нескольких групп.
3. Для каждой скважины рассчитывается средневзвешенный коэффициент корреляции.
4. Строятся карты равных изолиний по дебитам нефти и воды с помощью устанавливаемых значений коэффициентов корреляции [3-6].

По вышеизложенной методике до и после водного воздействия на 2 блок VI горизонта рассматриваемой залежи, были построены карты равных изолиний, позволяющие оценить тенденцию изменения гидродинамического состояния исследуемого объекта и перераспределения слабодренированных и застойных зон.

На рис. 1 представлена карта линий равных текущих отборов нефти до применения водного воздействия на залежь (сентябрь 1998 г.). Как видно из представленной карты, здесь наблюдается увеличение коэффициента взаимодействия по линии скважин №№ 83, 157, 110, 210, 206 и 173. Такое поведение средневзвешенного коэффициента корреляции, по всей видимости, может быть объяснено тем, что основная часть углеводородов не участвовала в общей системе дренажа залежи. Рассмотрено также гидродинамическое состояние исследуемой залежи на основе анализа степени взаимодействия между скважинами по дебитам воды (рис. 2). Из приведенного рисунка можно сделать вывод о низкой степени гидродинамической связи по дебитам воды между рассматриваемой группой скважин. Для оценки эффективности водного воздействия были проанализированы карты линий равных текущих отборов воды на 01.03.1999 г. (рис. 3-4).

Как видно из рисунков в процессе водного воздействия произошло перераспределение газогидродинамических потоков в залежи, что привело к активизации степени взаимодействия скважины № 173 с окружающими скважинами.



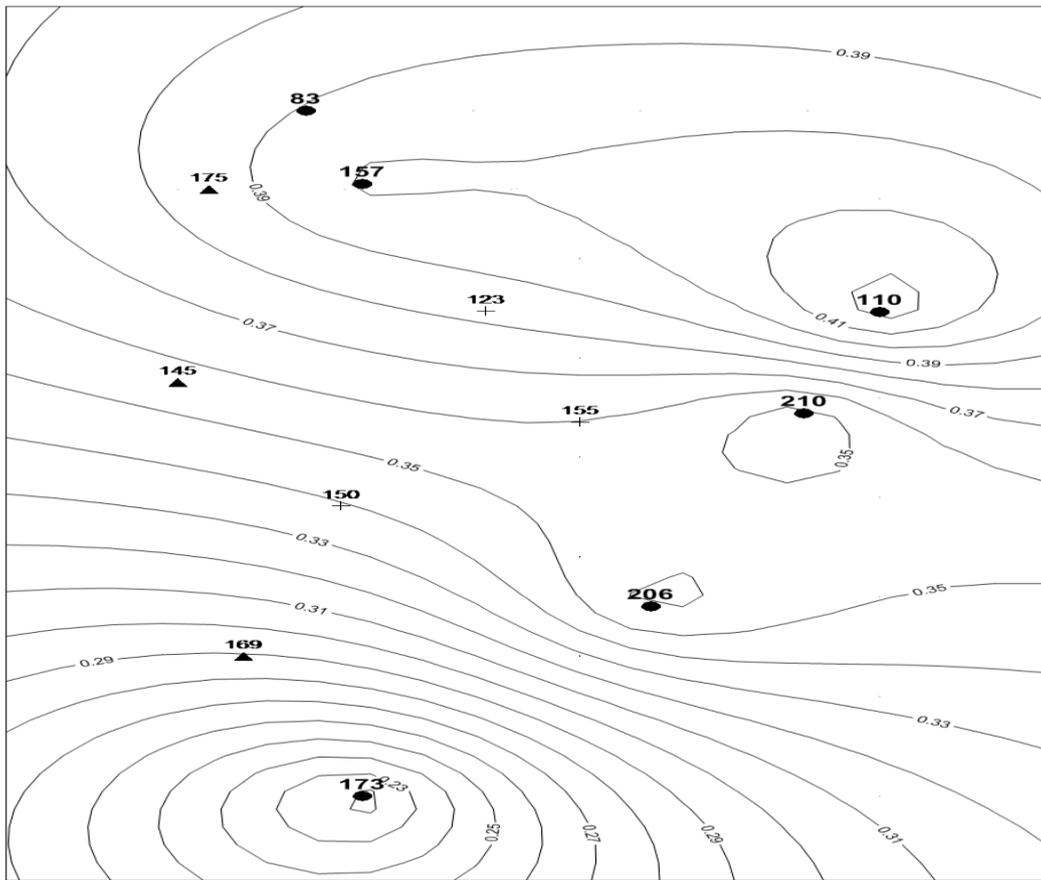


Рис. 2. Линии равных взаимодействий по воде (1 период).

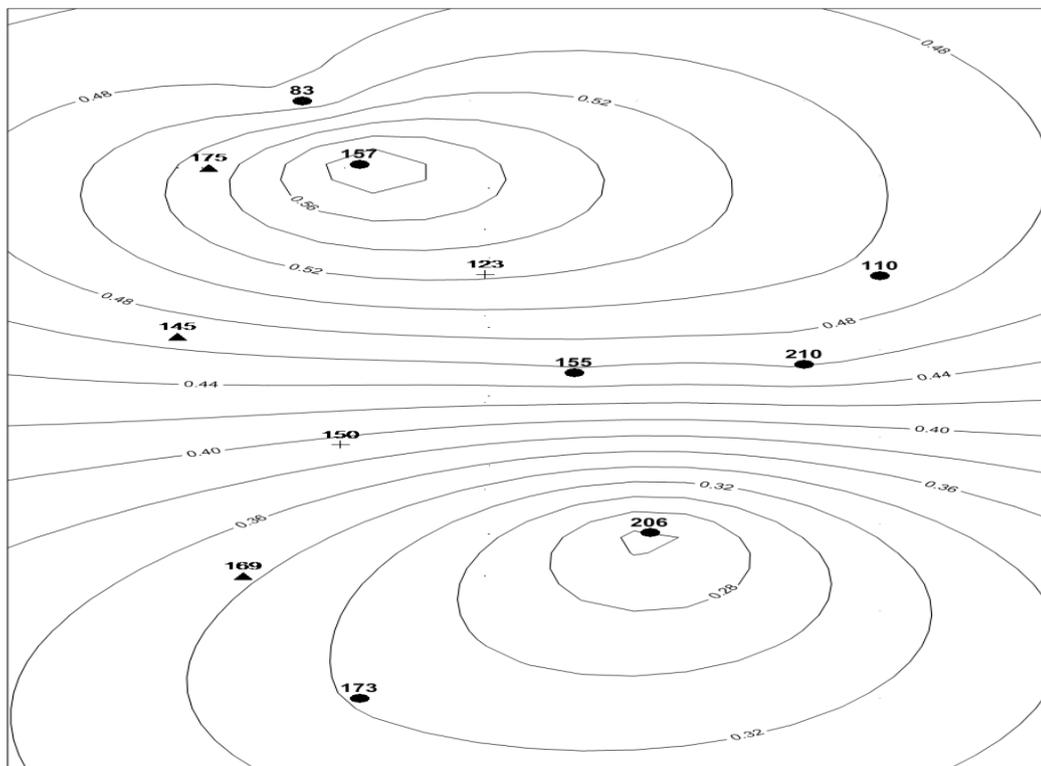


Рис. 3. Линии равных взаимодействий по нефти (2 период).

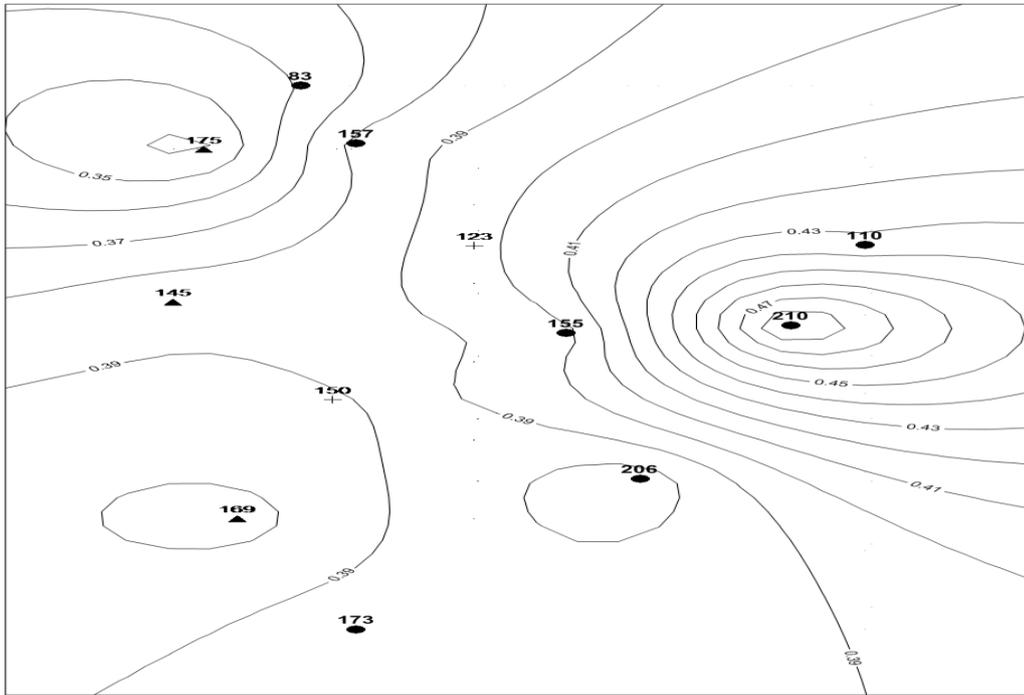


Рис. 4. Линии равных взаимодействий по воде (2 период).

По группе скважин №№ 110, 210 и 206 наблюдается аналогичная картина. Это можно объяснить тем, что водное воздействие на залежь привело к активизации фильтрационных потоков нефти и воды к забою скважин и стабилизации отбора нефти. Целесообразно рассматривать группу скважин №№ 110, 210 и 206, как единую гидродинамическую зону.

Это подтверждается и поведением технологических показателей работы скважин приведенных выше.

Также были проанализированы карты равных изолиний по дебитам нефти и воды на 01.03.2000 г. (рис.5-6).

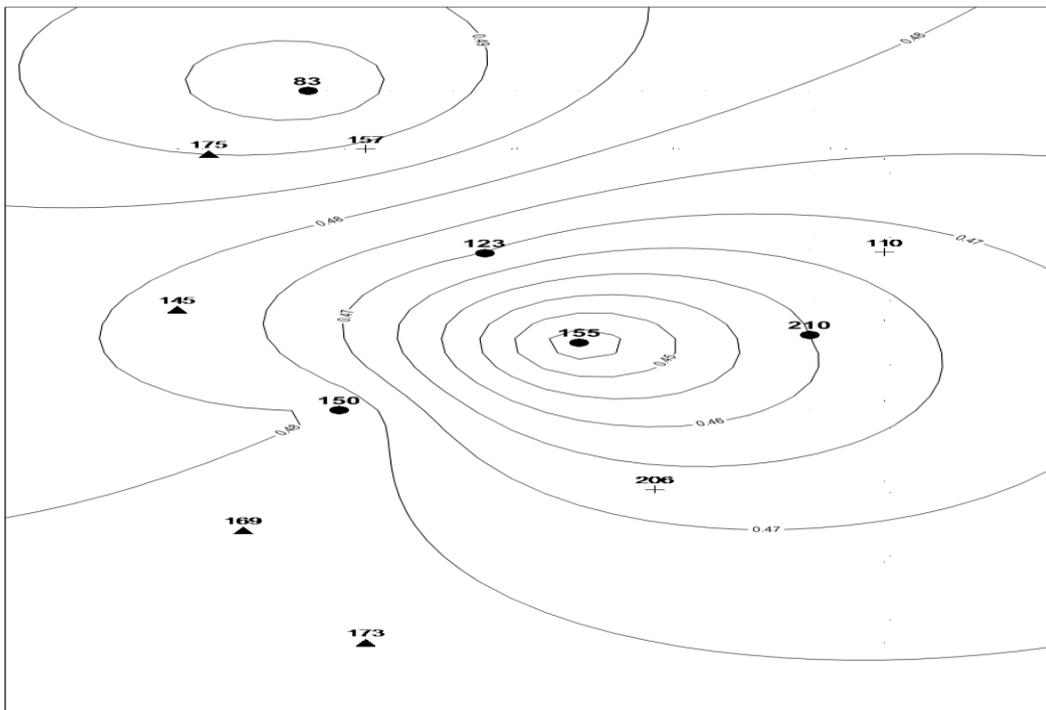


Рис. 5. Линии равных взаимодействий по нефти (3 период).

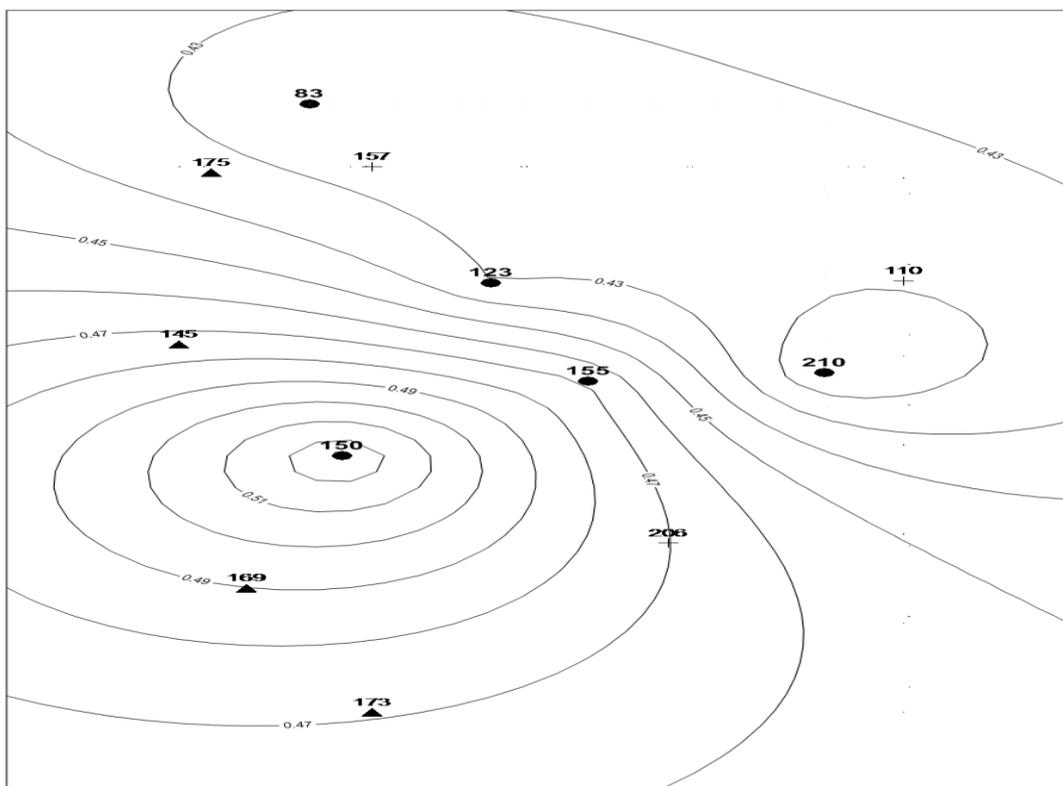


Рис. 6. Линии равных взаимодействий по воде (3 период).

В процессе водного воздействия произошли изменения в распределении фильтрационных потоков связанные с введением в разработку скважин №№ 150 и 123 и прекращением работы скважин №№ 110 и 206, обусловленных перераспределением слабодренированных и застойных зон.

Таким образом, для выяснения тенденций изменения гидродинамического состояния залежи были построены карты линий равных отборов нефти и воды до и после водного воздействия на залежь и перераспределения слабодренированных и застойных зон. В результате проведения опытно-промышленных работ по водному воздействию на залежь 2 блока VI горизонта получена возможность вовлечения в общую дренажную систему застойных зон.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Процессы нефтегазодобычи – динамическая система. Баку, АГНА, Ученые записки, 1992, №1, с.24-30.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М., Недра, 1977, 229 с.
3. Шахвердиев А.Х., Захаров И.В., Сулейманов И.В. При изучении степени информативности параметров, определяющих процесс формирования застойных и слабодренлируемых зон залежей углеводородов. Нефтяная промышленность, 2004, №8, 64-68.
4. Abbasova S.V., Mammadova G.G. Dynamic analysis as a method of wells interaction evaluation in making technological decisions. Eureka: Physics and Engineering, 2022, №5, 32-43.
5. Халимов Р.Х., Нургалиев Р.З., Лощева З.А., Махмутов А.А., Хисамутдинов Н.И. Методы построения карт неоднородности коллектора при формировании эффективных геолого-технических мероприятий. Геология, геофизика и разработка месторождений нефти и газа, 2016, №12, 53–55.
6. Абабков К.В., Васильев Д.М., Хисамутдинов Н.И. и другие. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа истории работы нагнетательных и добывающих скважин. Нефтепромысловое дело, 2014, №7, 10-13.

Повышение эффективности геолого-технических мероприятий интенсификации газовой добычи

Мамедова Г. Г.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация. С целью интенсификации газовой добычи скважин применяются различные методы воздействия: физико-химические способы, обработка кислотой призабойной зоны, термокислотная обработка, обработка призабойной зоны поверхностно-активными веществами (ПАВ), осушение призабойной зоны сухим безводным газом и др. Предложенными способами, применением новых технологий добываются увеличения добычи газа и эффективной эксплуатации газовых месторождений.

Частичное применение этих предложенных мероприятий может привести к увеличению газового дебита и, следовательно, более эффективной эксплуатации газовых месторождений.

Ключевые слова: ингибитор, методы воздействия, добыча газа, обработка кислотой, призабойная зона, новая технология

При одинаковом диаметре, одинаковом пластовом режиме и пластовом давлении добычу газовых скважин можно увеличить уменьшением сопротивления фильтрации газа забойной зоны [1,2]. Это, может быть достигнуто созданием каналов и трещин в призабойной зоне, уменьшением твердых и жидкостных частиц. С этой целью воздействуют на призабойную зону которые можно разделить на следующие способы:

– физико-химические способы; обработки кислотой призабойной зоны, термокислотная обработка, обработка призабойной зоны поверхностно-активными веществами (ПАВ), осушение призабойной зоны сухим безводным газом;

– механические способы: гидравлический разрыв, торпедирование, пескоструйная перфорация, создание взрыва в пласте;

– комбинированные способы: гидравлический разрыв пласта+кислотная обработка, пескоструйная перфорация+кислотная обработка.

Подбор влияния на призабойную зону того или иного способа зависит от литологического и минералогического состава, их степени цементирования от толщины продуктивной толщи, от неоднородности пласта и т.д.

Обработка газовых скважин кислотой проводится в следующих случаях:

- 1) для повышения добычи скважин в пластах, состоящих из карбоната и доломитов;
- 2) для выноса глинистых частиц, оставшихся в забое в результате различных процессов и очистки призабойной зоны;
- 3) для проведения термокислотной обработки при наличии частиц, слагаемых из доломитов, не растворимых в холодной кислоте.

В качестве кислоты используется хлор (Cl) и фтор (Fe). Проведение кислотных обработок осуществляется добавленными в нее различными реагентами. Этими реагентами являются ингибитора, стабилизаторы и интенсификаторы.

Ингибиторы используются для предупреждения подверженности металлического оборудования коррозии, стабилизаторы для предупреждения осадков, образованных в результате реакции между кислотой и породами, интенсификаторы для выноса на поверхность земли частиц, образованных в результате реакции при освоении. Как ингибитор используется формалин, уникол, дисалван и т.д. Как стабилизатор используется уксус и фтористая кислота, как интенсификатор разные ПАВ [4,5].

Рациональность кислотных обработок можно определить, посредством сравнения уменьшения коэффициентов сопротивления фильтрации в уравнении фильтрационного течения газа до и после обработки, также после проведения кислотной обработки, по суммарному количеству добываемого газа из скважины за

определенное время. Однако оценивать рациональность мероприятий кислотной обработки этими способами трудно и требует длительное время. Поэтому должны разработаться новые способы оценки мероприятий.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - достигается созданием трещин в результате нагнетаемой жидкости под высоким давлением в пласте или расширением трещин в пласте. Создавшиеся трещины наполняются песком (кварцем) и таким образом увеличиваются пустоты в пористой среде. Рациональность этого мероприятия оценивается сравнением дебита скважины до и после мероприятия.

Для обоих случаев неоднородности в рассматриваемой скважине в полусферических зонах и полусферических шаровых секторах выводились формулы скоростей фильтрации дебитов газа; одновременно была получена формула для давления на границе зон; в полусферических шаровых секторах установлены законы распределения давления; кроме того, найдены средние проницаемости для газовой залежи.

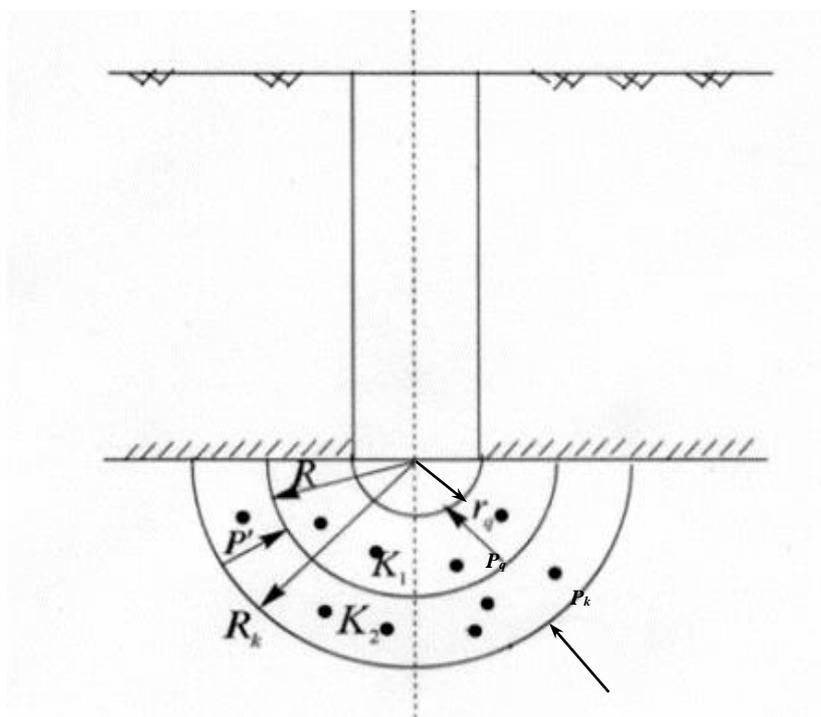


Рис. Схема системы «скважина-полусферическое неоднородное месторождение»

Первая зона с проницаемостью K_1 , близкая к забою скважины, расположена между двумя concentрическими полусферическими поверхностями с радиусами r_c и R ; а вторая зона с проницаемостью K_2 расположена между двумя concentрическими полусферическими поверхностями с радиусами R_k и R [6]. Здесь - P_k - пластовое, P_c – динамическое забойное давление и P' - давление на границе двух зон разной проницаемости.

Находим следующие выражения для среднего коэффициента проницаемости по газу неоднородной полусферической залежи (дренажной зоны)

$$k_{cp} = \frac{k_1 k_2 R_k (R - r_c)}{\left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right) \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}\right)} = \frac{k_1 k_2 r_c (R_k - R)}{\left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right) \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}\right)} \quad (1)$$

Как видно из этих формул, коэффициент средней проницаемости неоднородной газовой залежи в данном случае, прямо пропорционален отдельным коэффициентам проницаемости различных залежей, а также зависит от радиусов контура питания скважины и радиуса границы зон залежи.

Как известно, газовый дебит скважины равняется произведению скорости фильтрации газа и площади поверхности фильтрации. Поэтому дебит газа в первой зоне залежи будет:

$$Q_1 = v_1 F = \frac{\pi K_1 (P'^2 - P_q^2)}{P(r) \mu \left(\frac{1}{r_q} - \frac{1}{R} \right)} \quad (2)$$

И дебит газа во второй зоне неоднородной залежи газа будет:

$$Q_2 = v_2 F = \frac{\pi K_2 (P_k^2 - P'^2)}{P(r) \mu \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k} \right)} \quad (3)$$

В газовой залежи различной проницаемости в пути последовательной фильтрации газа на основе закона постоянства расхода газа и неразрывности газового фильтрационного потока, можем написать: $Q_1 = Q_2$

Из этого равенства получаем следующие формулы для давления на границе двух зон залежи с различными проницаемостями:

$$P'^2 = \frac{P_k^2 [k_2 R_k (R - r_c)] + P_c^2 [k_1 r_c (R_k - R)]}{k_2 P_k (R - r_c) + k_1 r_c (R_k - R)} \quad (4)$$

Таким образом, выведенные формулы необходимы для составления проекта разработки данного месторождения газа, а также при решении различных задач теории разработки месторождений [7].

Пескоструйная перфорация – проводится в твердых скважинах с малой проницаемостью и пористостью, с высоким давлением. Здесь смешиваемая жидкость с песком с высокой скоростью закачивается в скважину, в это время песчаная жидкость, пробивая эксплуатационную колонну и цементное кольцо, поступает в пласт и открывает там каналы. Если скважина будет правильно подбираться для обработки, то высока рациональность мероприятия. Рациональность пескоструйной перфорации можно оценимо индикаторными кривыми, коэффициентом производительности и приведенным радиусом, найденным из кривых восстановления давления.

Интенсификация добычи взрывчатыми веществами проводится в призабойной зоне созданием взрыва посредством взрывателя твердого и жидкого типа. В это время создаются трещины в призабойной зоне и увеличивается дебит. Это мероприятие может быть применено только в пластах, составленных из твердых пород.

Наряду с вышеуказанными мероприятиями предлагается проведение следующих мероприятий в газовых и газоконденсатных участках месторождений:

1) разработка призабойной зоны новой технологией с использованием водного раствора ПАВ. Промысловый опыт показывает, что при закачке такого раствора в скважину с перерывами, увеличивается рациональность обработки. Было уставлено, что раствор надо закачать в 4-5 циклов, с перерывом 2-3 час;

2) увеличение плотности перфорационных отверстий в фильтрационной зоне. Известно, что, с увеличением плотности перфорационных отверстий, диаметра и глубины вскрываемых каналов, можно уменьшить сопротивление фильтрации из пласта в скважину, а это становится причиной увеличения дебита скважины. Наряду с этим, при увеличении фильтрационной площади в забое уменьшается проявление песка, создается возможность получить ожидаемый дебит с малой депрессией;

3) ускорить освоение скважины. При бурении скважин, ремонте и перфорации забой бывает загрязненным. Для очистки от грязи она должна быть вытеснена в глубину пласта нагнетанием водяного раствора ПАВ. В результате улучшается освоение скважины, увеличивается дебит;

4) изоляция пластовых вод тампонажным раствором с глиной с целью уменьшения проявления песка. Один из факторов, действующих на нарушение режима работы скважин, находящихся в эксплуатации, является обводнение скважин и увеличение проявления песка. С целью борьбы против этого используется новый тампонажный материал следующего состава, основа которого состоит из глины (все в %): бентонитовая глина -35-40; цемент - 5-7; сополимер – 0,5-1,0; вода (морская) – остальное.

Частичное применение этих предложенных мероприятий может привести к увеличению газового дебита и, следовательно, более эффективной эксплуатации газовых месторождений.

Библиографический список

- 1.Аметов И.М., Бахишев В.Ю. «Работа газовой скважины при наличии жидкости на забое», Нефть и газ, 1987, с.39-42
- 2.Салаватов Т.Ш., Шыхыев М.Н., Хыдыров Р.Н. «Исследование повышения эффективности влияния кислотой при условии образования эмульсии в призабойной участке» Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2004, № 7, с. 12-21
- 3.Керимов Ф.Н., Акперов Р.М., Юсифов Р.А. «Диагностика эффективности при разработке призабойной зоны раствором поверхностью–активного вещества, Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2008, № 8, с. 29-32
- 4.Гусейнов Ф.А., Азизов А.М. «Технологии для рационального использования возможностей потенциальной добычи скважин» Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2007, № 4, стр.77-80
5. Салаватов Т.Ш., Мамедова Г.Г.» Газодинамическая стационарная задача о сферически-радиальной фильтрации газа в неоднородной круговой залежи" Нефтепромысловое дело "ОАО" ВНИИОЭНГ 2021, №7(631), с. 22-25
6. Саяхов Ф.Л., Шагиев Р.Г. и др. Гидродинамические аспекты остановки газовых скважин при наличии жидкой водной фазы в условиях крайнего севера // Нефть и газ, 1989, с. 93
7. Мамедова Г.Г. «Способы ликвидации столба жидкостей, накопившихся на забое газоконденсатных скважин». «Оборудование и технология для нефтегазового комплекса» - ВНИИОЭНГ, №2, 2017, с.48-50.

УДК 55.620 (479.24)

Гидродинамические условия МАйкопских отложений Евлах-Агджабединского прогиба / Hydrodynamic conditions of the Maikop Sediments of the Yevlakh-Agdzhabedinsky trough

Мамедова С. Б., Алиярова Х. Э.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация: Гидродинамическое условие майкопских отложений Евлах-Агджабединского прогиба, изучено на основе 30 замеров первоначальных пластов давлений, полученных при опробовании параметрических, разведочных и эксплуатационных скважин на 13 площадях. Установлена зависимость изменения температуры от глубины и составлено уравнение регрессии ($P=aH+b$) по всем исследованным площадям и определены значения коэффициентов (а и b) и их значимость составлена схематическая карта приведенных напоров по майкопским отложениям Евлах-Агджабединского прогиба и определены региональные направления движения флюидов.

Ключевые слова: гидрогеологические условия, водообмен, нефтиды, пьезоминимумы, пьезомаксимумы, давление.

Summary: The hydrodynamic conditions of the Maikop deposits of the Yevlakh-Agdjabedi trough have been studied on the basis of 30 measurements of the initial pressure strata obtained in the time of testing parametric, exploration and production wells in 13 areas. The temperature-to-depth relationship has been determined and the regression equation ($P=aH+b$) compiled for all the

areas studied, the values of the coefficients (a and b) and their significance have been determined. A schematic pressure head map has been compiled for the Maikop deposits of the Yevlakh-Agdjbedi trough, and regional directions of fluid motion have been determined.

Key words: hydrogeological conditions, water exchange, naftides, piezominimums, piezomaximums, pressure.

В практике гидрогеологических исследований для определения направления движения вод в целом по региону и его отдельных частях, выявления основных зон создания напора, стока и разгрузки, а также локальных и аномальных участков повышенных (пъезомаксимумов) и пониженных (пъезоминимумов) напоров целесообразно использовать приведенные давления (или напоры) [1-2].

Поскольку все данные пластовых давлений получены путем замера глубинными манометрами, то приведенные давления целесообразно представить в виде столба гипотетической пресной воды и вычислять их по формуле:

$$H_{\text{прив. абс.}} = 100 P_{\text{пл.}} - (H-h).$$

где, $H_{\text{прив. абс.}}$ – абсолютная высота столба гипотетической пресной воды, м; $P_{\text{пл.}}$ – замеренное (или подсчитанное) пластовое давление, МПа; H – глубина средней части фильтра, м; h – альтитуда устье скважин, м. Вместе с тем замеренное пластовое давление ($P_{\text{пл.}}$) отражает истинное энергетическое поле пласта, поэтому $100 P_{\text{пл.}}$ всегда будет соответствовать высоте столба пресной воды, давление которого на уровне средней части фильтра равно $P_{\text{пл.}}$.

Данные первоначальных пластовых давлений, а также расчет приведенных гипотетических столбов пресной воды (напоров) согласно вышеприведенной формуле, приведены в таблице. Оценками истинных величин приведенных напоров послужили определённые напоры по каждой площади в отдельности [3].

Гидродинамические особенности майкопских отложений освещены данными 30 замеров первоначальных пластовых давлений, полученных при опробовании 13 параметрических, разведочных и эксплуатационных скважин [4-5].

На основании осредненных значений оказалось возможным построение схематической карты приведенных напоров по майкопским отложениям (рис.), из которой следует, что эти отложения прогиба характеризуются элизионным режимом. Условной границей зоны распространения элизионного режима служит нулевая изолиния приведенных напоров. Инфильтрационный режим развит на крайней ЮЗ бортовой части прогиба, в ограниченном масштабе. Область создания наибольших напоров в майкопе несколько смещена в СВ направлении и расположена в центральной части впадины, где мощность майкопских отложений значительно возрастает.

Согласно изменению мощности, условиям залегания и литофациальным особенностям зона создания наибольших напоров майкопских отложений в пределах прогиба представляет собой центральную, наиболее глубоко погруженную часть высоконапорной зоны одноименных отложений.

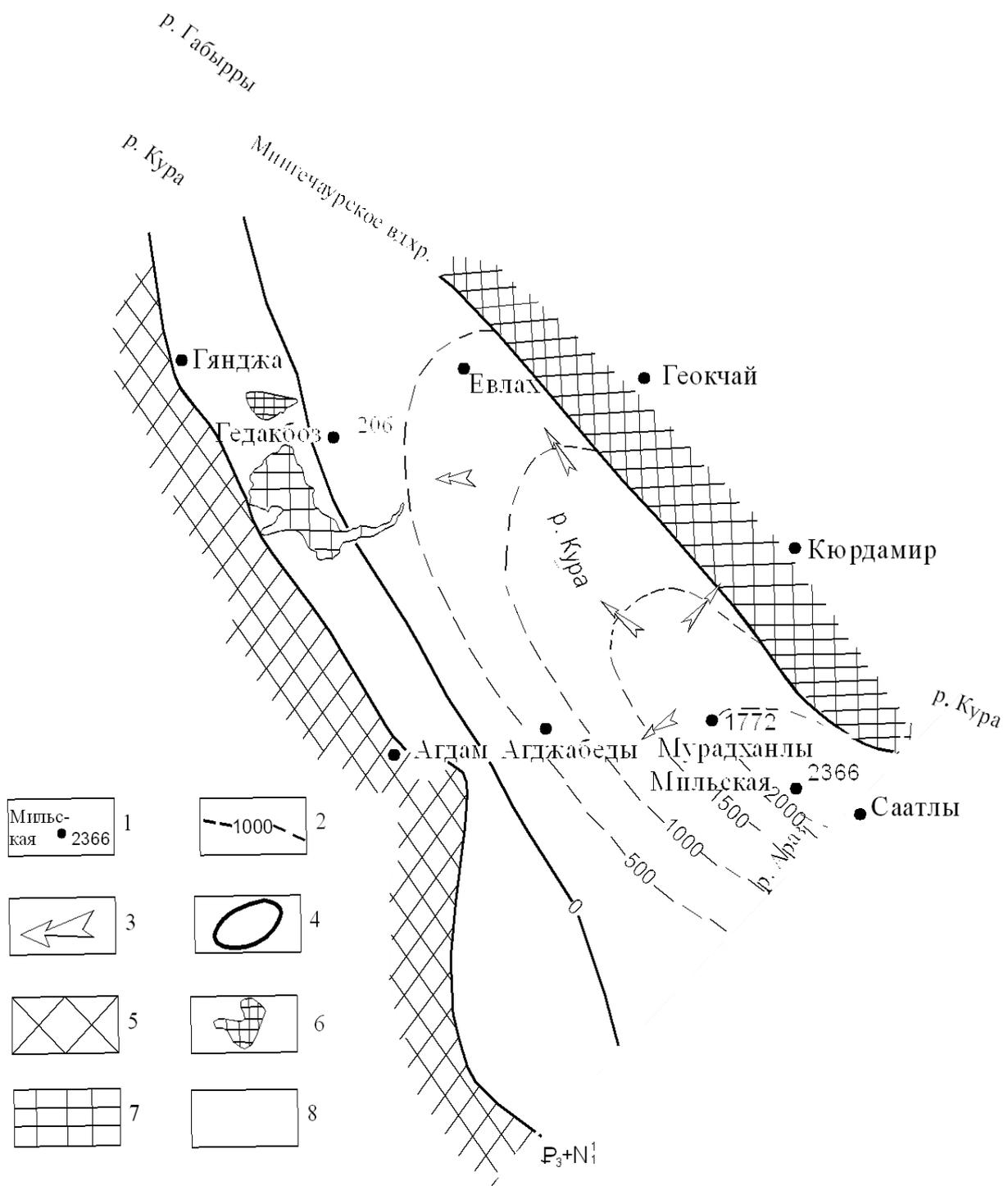
По юго-западному борту напоры вод майкопских отложений снижаются (рис.). За пределами этой полосы, в направлении к северо-восточному борту, напоры вод майкопских отложений возрастают до +2044 м над уровенной поверхностью. Следует также отметить, что на ЮЗ борту прогиба большинство известных нефтегазопроявлений и промышленных залежей нефти (месторождения Нафталан, Казанбулаг, Аджидере, Тертер) в майкопских отложениях связаны с этой полосой пониженных давлений.

Выводы

- Майкопские отложения характеризуется, в основном элизионным режимом.
- Зона создания наибольших напоров вод майкопских отложений расположено в центральной части прогиба и несколько смещено на северо-восточном направлении.
- Инфильтрационный режим развит только на крайней юго-западной части прогиба.

Таблица 1. Коэффициенты линейной регрессии зависимости первоначальных пластовых давлений от глубины по Евлах-Агджабединскому прогибу

Название площади или месторождения	Количество		Интервал глубин замера начальных пластовых давления ($H_1 \div H_2$)	Коэффициенты линейной регрессии зависимости давлений от глубин по формуле $P=aH+b$		Коэффициенты корреляции		Заключение о наличии ($r < r_n$) или отсутствии ($r > r_n$) регрессии
	Скважин	Замеров		a	b	Эмпирический r	Табличный при $P=0,05$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. 1. ЮЗ борт Евлах-Агджабединского прогиба (Гянджинская моноклиналь)								
Советляр	3	8	1225,0÷3369,0	0,01457	-4,4109	0,958	0,632	Есть
Ширванлы	2	7	1122,0÷4417,5	0,01458	-5,0968	0,984	0,666	Есть
Тергер	33	33	615,5÷1040,5	0,00818	0,4296	0,702	0,349	Есть
Борсунлу	1	16	800,0÷2600,0	0,00951	0,4919	0,967	0,468	Есть
1.2. СВ борт Евлах-Агджабединского прогиба								
Гедакбоз	3	20	2352,5÷3960,0	0,01500	-9,2578	0,659	0,423	Есть
Дуздаг	1	11	3566,5÷4724,5	0,01822	-22,9569	0,760	0,553	Есть
Дальмамедлы	3	8	781,5÷1815,0	0,01011	0,3790	0,981	0,632	Есть
Саатлы Южная	1	3	2706,0÷3618,0	0,01264	-2,5220	0,907	0,878	Есть
Мильская	2	16	2396,0÷4482,0	0,00146	-4,9841	0,932	0,468	Есть
Джарлы	3	23	3045,5÷4534,0	0,01081	16,7016	0,566	0,423	Есть
Сорсор	3	25	2920,0÷4663,5	0,01596	-3,6462	0,985	0,381	Есть
Караджалы	2	21	3167,5÷4263,0	0,01351	4,3246	0,592	0,423	Есть
Мурадханлы	72	336	2154,5÷4967,5	0,008525	21,2211	0,554	0,195	Есть



1 – площадь с замеренными пластовыми давлениями: слева – название площади, справа – осредненное значение приведенного напора, в м; 2 – изолиния равных значений приведенных напоров (к уровню Мирового океана), в м; 3 – направление движения вод при современном эксфильтрационном режиме; 4 – южная граница образования высоконапорных вод в майкопском водоносном комплексе; 5 – зона отсутствия майкопских отложений; 6 – зона выхода майкопских отложений на дневную поверхность; 7 – относительное поднятие; зона развития гидростатических напоров превышающих гидростатические: 8 – до 1 м.

Рис. 1. Схематическая карта приведенных напоров по майкопским отложениям Евлах-Агджабединского прогиба

Библиографический список:

1. Богомолов Г.В., Силин-Бекчурин А.И. Специальная гидрогеология. М., Госгеолтехиздат, 1955, с. 247

2. Геология Азербайджана, том VII, Нефть и газ. Баку, изд-во «Nafta-Press», 2008, с.672. Главный редактор академик НАНА Ак.Али-заде, редколлегия: Юсуф-заде Х.Б. (ответственный редактор), Гулиев И.С. (ответственный редактор), Алиев Г.А. (ответственный секретарь), Алиев Ад.А., Алиев А.И., Гусейнов Д.А., Дадашев Ф.Г., Нариманов А.А., Феузуллаев А.А.
3. Корценштейн В.И. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М., «Недра», 1976, с. 168
4. Пустынный Е.И. Статистические методы анализов и обработки наблюдений. М., «Недра», 1968
5. Суббота И.И., Клейменов В.Ф., Стадник Е.В. и др. Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазопоисковых целях. М., «Недра», 1980, с. 271

УДК 622.276

Совершенствование подхода по применению многозабойных скважин на примере Осваньюрского месторождения

Шуленин В. С.¹, Кудаков Д. В.²

1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», г.Усинск, Россия

2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ЦАУА, г.Усинск, Россия

Многозабойные скважины один из наиболее эффективных методов разработки месторождений, коллекторы которых обладают низкими фильтрационно-емкостными характеристиками (проницаемость менее $0,1 \text{ мкм}^2$), а нефть является высоковязкой ($\mu > 25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) или сверхвязкой ($\mu > 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$). Использование таких скважин позволяет вовлечь в разработку не дренируемые зоны пласта, снижая объем буровых работ в сравнении со строительством новых скважин. Данная технология направлена на увеличение полезной протяженности ствола скважин, увеличивая его площадь контакта с пластом-коллектором.

В данной работе будет рассмотрена технология применения многозабойных скважин на примере Осваньюрского месторождения, предложен альтернативный вариант реализации и проведен экономический расчет.

В рамках поиска экономически эффективного варианта освоения ассель-сакмарской залежи (P1a+s) Осваньюрского месторождения, на совещании по эксплуатационному бурению руководством Компании был принят вариант, согласно которому будут пробурены по три скважины на кустах №№ 4 и 47 с тремя горизонтальными ответвлениями (многозабойные скважины). Проектные решения отображены на рисунке 1.

Показатели технологической эффективности представлены на рисунке 2 и 3.

Не смотря на отрицательную экономическую эффективность проектов, выявленную в ходе актуализации финансово-экономических моделей по кустам (ФЭМ) рамках формирования ПДПР, в работе будет акцентировано внимание на альтернативном подходе к применению технологии МЗС со следующей целью: показать расчетным путем, что выбор более удачного расположения отводов многозабойных скважин и уменьшение их количества может принести дополнительную экономию и тем самым улучшить экономическую эффективность проектов при сохранении первоначального профиля добычи.

Осваньюрское месторождение обладает следующими геологическими характеристиками: коллектор – поровый и каверно-поровый, проницаемость по керну составляет $0,108 \text{ мкм}^2$. Нефть является сверхвязкой, обладающей $\mu = 472 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ в пластовых условиях. Данный факт свидетельствует о потенциальной эффективности применения многозабойных скважин.

Проанализировав карты распределения плотности подвижных запасов (рисунок 4) и коэффициента нефтенасыщенности (рисунок 6) было принято решение разместить скважины и кустовые площадки таким образом, чтобы вовлечь в разработку участки залежи с наиболее высокой подвижностью запасов и нефтенасыщенностью учитывая допустимое расположение

скважин. На основании полученного материала был составлен вариант альтернативного расположения забоев скважин (рисунок 8).

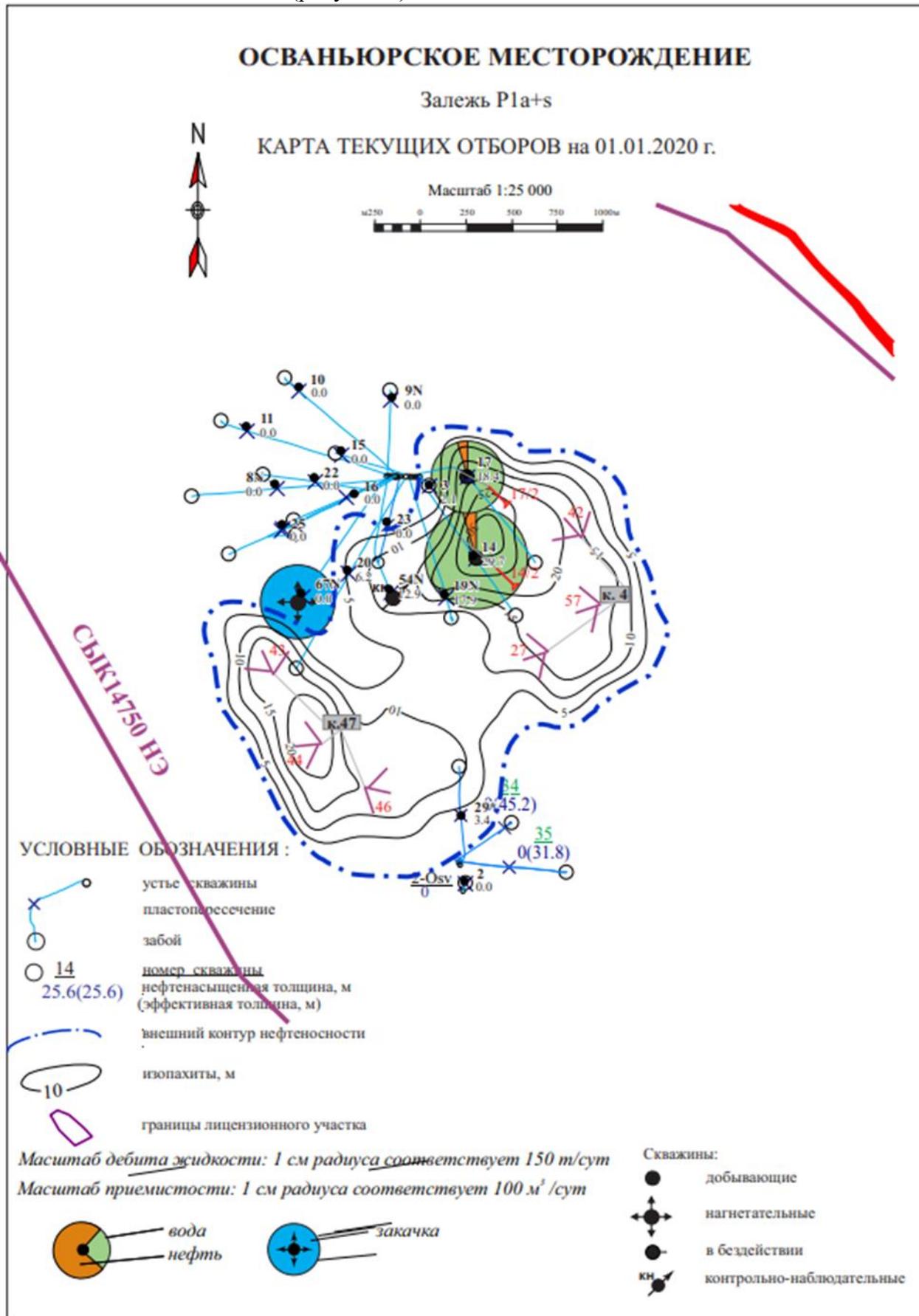


Рис. 1 – Схема расположения трех горизонтальных участков на кусту 4 и 47

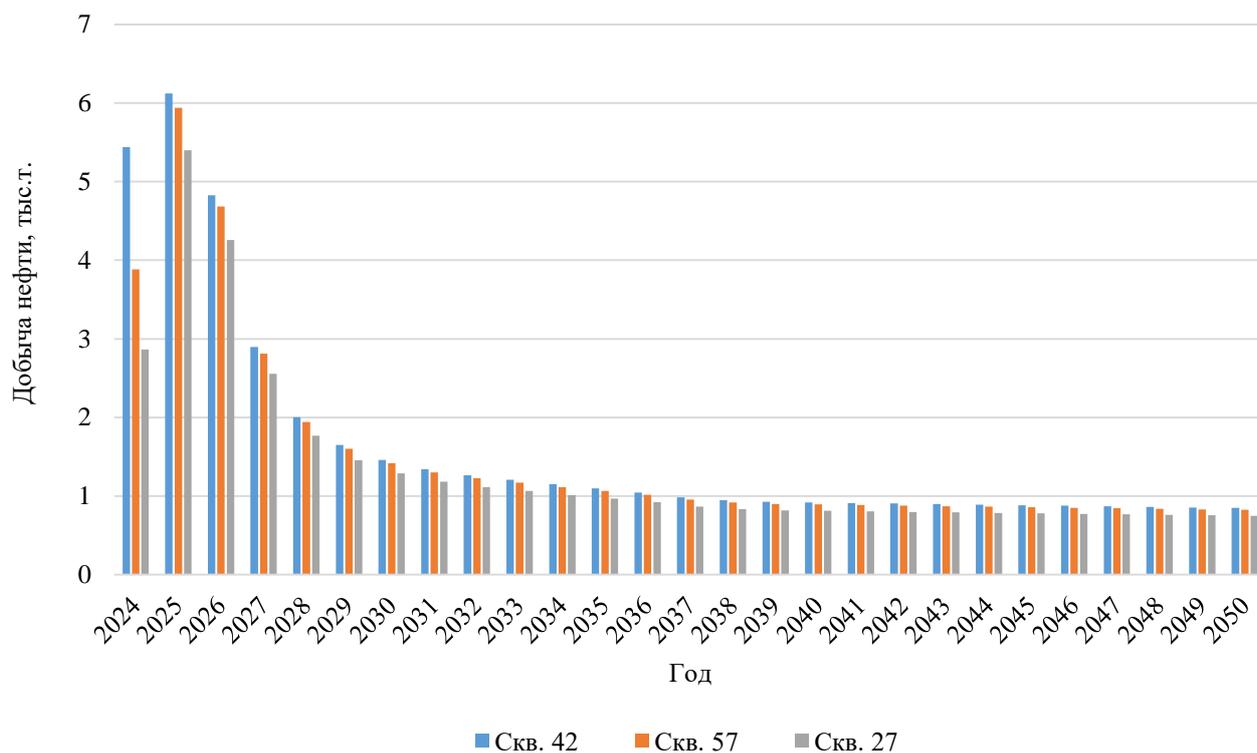


Рис. 2 – Добыча нефти на скважинах куста 4

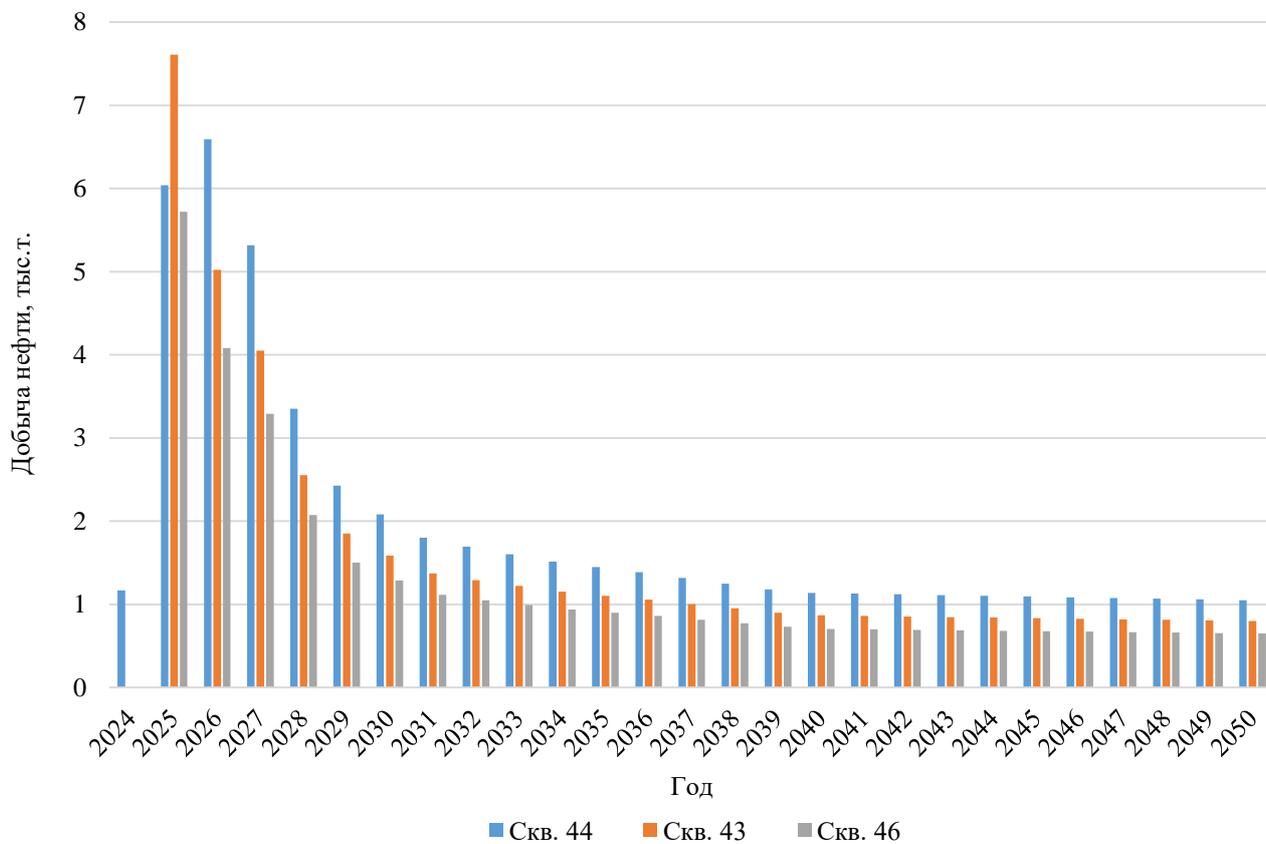
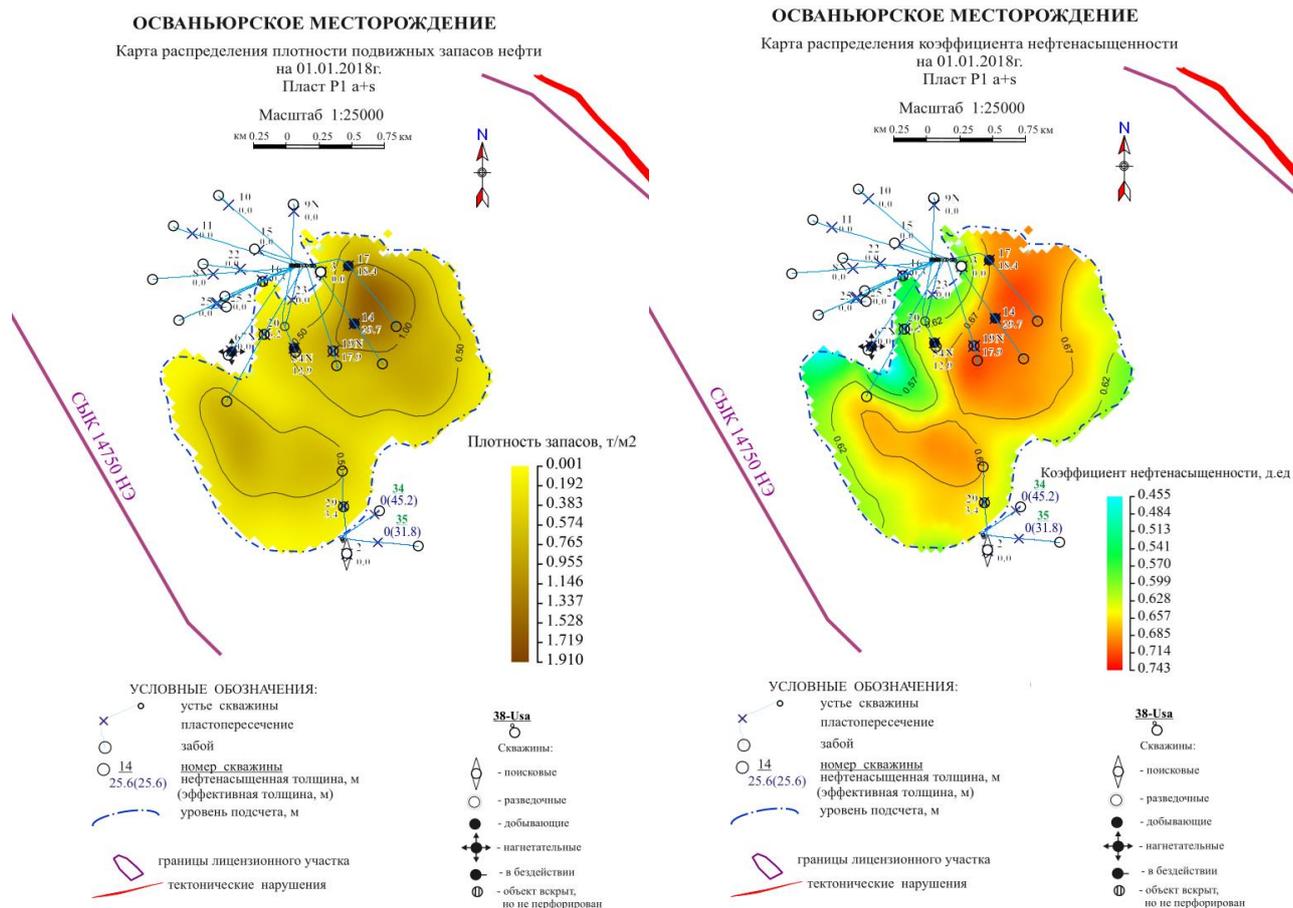


Рис. 3 – Добыча нефти на скважинах куста 47



а) Плотность подвижных запасов нефти, б) нефтенасыщенность

Рис. 4 – Карты распределения плотности подвижных запасов и коэффициента нефтенасыщенности Осваньюрского месторождения залежи P1a+s

Проектируя многозабойные скважины предложенным образом, их применение становится более целесообразным с точки зрения выработки запасов и соотношения инвестиционных затрат. Изменив количество отводов с трех на два, сложность бурения таких скважин уменьшается, а за счет изменения геометрии траекторий и размещения забоев в местах с наибольшим количеством и подвижностью запасов, удастся сохранить проектный технологический эффект (профиль добычи). Следующим этапом является выбор способа заканчивания скважин.

В рассматриваемых в работе многозабойных скважинах будет применяться уровень заканчивания TAML-4 (обсажен и зацементирован основной ствол и дополнительные стволы (боковой ствол имеет хвостовик (фильтр))). Данный выбор обосновывается обеспечением высокой устойчивости стенок скважин, что увеличивает сохранность горизонтальных ответвлений в течение продолжительного времени.

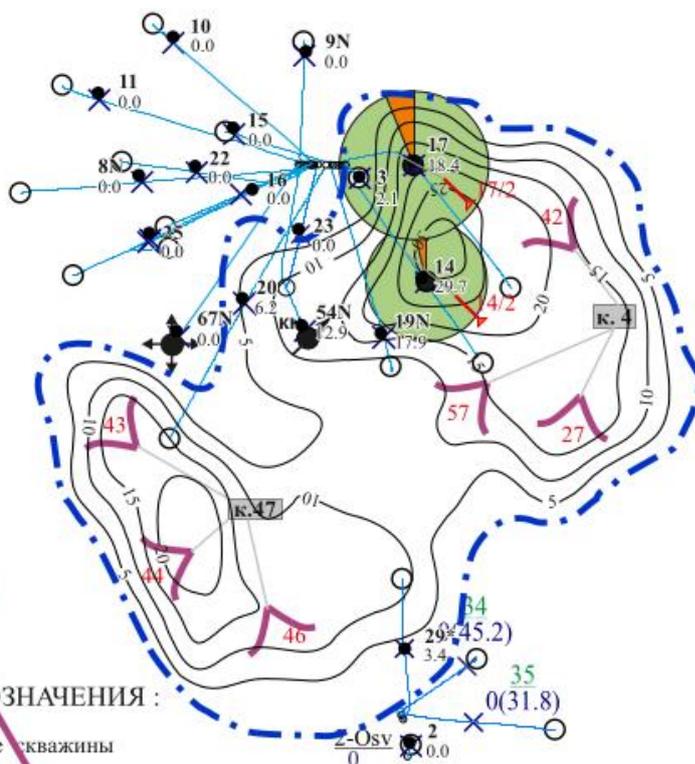
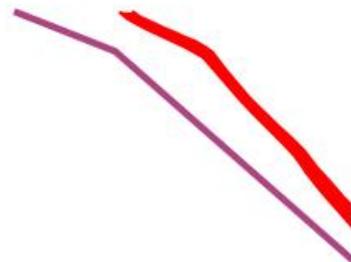
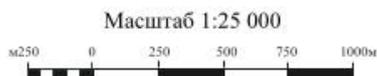
При альтернативном расположении скважин и двух отводов (рисунок 8) был достигнут такой же уровень годовой добычи нефти, как при изначально предложенном варианте с тремя отводами (рисунок 1). Таким образом, изменив местоположение скважин, направление, траекторию и количество горизонтальных ответвлений получилось снизить инвестиционные расходы и срок окупаемости, а также увеличить чистый дисконтированный доход и внутреннюю норму доходности путем снижения объема буровых работ, сократив проходку. Общий объем буровых работ снизился на 434 м на к.4 (скв.42 – 149 м, скв.57 – 140 м, скв.27 – 145 м) и на 425 м на к.47 (скв.44 – 140 м, скв.43 – 141 м, скв.46 – 144 м).

Результаты расчета изменения показателей коммерческой эффективности предлагаемого в работе варианта представлены в таблице 2.

ОСВАНЬЮРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Залежь P1a+s

КАРТА ТЕКУЩИХ ОТБОРОВ на 01.01.2022 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ :

- устье скважины
- пластопересечение
- забой
- 14
25.6(25.6) номер скважины
нефтенасыщенная толщина, м
(эффективная толщина, м)
- внешний контур нефтеносности
- 10
изопахиты, м
- границы лицензионного участка

- Скважины:
- добывающие
 - нагнетательные
 - в бездействии
 - контрольно-наблюдательные

Масштаб дебита жидкости: 1 см радиуса соответствует 150 т/сут
 Масштаб приемистости: 1 см радиуса соответствует 100 м³/сут

- вода
- нефть
- закачка
- скважины с дебитом жидкости менее 75 т/сут.

- проектные многозабойные
- проектные БГС

Рис. 6 – Карта альтернативного расположения многозабойных скважин куста 4 и 47 с двумя горизонтальными участками

Таблица 2 – Результаты расчета изменения показателей коммерческой эффективности предлагаемого в работе варианта

Показатель	Значение	
	Куст 4	Куст 47
Инвестиционные расходы, млн руб.	-25,1	-24,5
NPV(ЧДД), млн.руб.	17,41	16,81
IRR(ВНД), %	3,88	4,49
Срок окупаемости, мес	-9,08	-7,26

Согласно проведенным расчетам, данный подход к проектированию многозабойных скважин имеет положительную коммерческую эффективность и в случае изменения макроэкономических показателей и включения кустов №№ 4 и 47 в проект ССП даст дополнительную экономию и улучшит экономическую эффективность проектов при сохранении первоначального профиля добычи. Кроме этого, выработанный подход может применяться на других месторождениях при проектировании многозабойных скважин в целях улучшения эффективности.

Библиографический список:

1. Dake, L.P. “The Practise of Reservoir Engineering” Elsevier, Ams 1994.
2. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Текст] : учебник для вузов / В. С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Павловская, А.В. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности [Текст] : учеб. пособие / А.В. Павловская. – Ухта: УГТУ, 2010. – 208с.
4. Многозабойное бурение скважин - развитие, проблемы и успехи / А.С. Оганов, Г.С. Оганов, С.В. Позднышев. -М.: ВНИИОЭНГ, 2001.

УДК 62-97

Анализ эффективности колтюбинговых технологий для интенсификации добычи флюидов из продуктивного пласта.

Калашников Д. С., Верисокин А. Е.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

В настоящее время типовой ряд колтюбинговых установок включает в себя оборудование для бурения и капитального ремонта скважин с использованием гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), имеющие диаметры от 20 до 80 мм и длиной до 5000 м, которые базируются на стандартных одиночных шасси автомобилей МАЗ, КРАЗ и др.

Необходимость в соблюдении двух аспектов, а именно снижение затрат при эксплуатации месторождений и соблюдение всех норм и требований по охране окружающей среды, вынуждают исследователей искать варианты решения данных проблем без сокращения добычи углеводородов.

Одним из комплексных вариантов решения данных вопросов является применение ГНКТ вместо бурильных и промывочных труб.

Проведя литературный обзор [4] установлено, что ремонтные операции с применением ГНКТ включают в себя следующее: ликвидацию осложнений; обработка призабойной зоны пласта; освоение скважин; вторичная перфорация; промысловые исследования; обслуживание внутрискважинного оборудования; шаблонирование колонн; ремонтно-изоляционные работы (РИР).

В свою очередь, буровые операции с ГНКТ включают в себя: бурение боковых стволов (многозабойные или многопластовые скважины); бурение горизонтальных скважин; вскрытие пласта на депрессии; повторное вскрытие скважин.

К основным преимуществам использования ГНКТ можно отнести следующее:

- повышение объема извлекаемых углеводородов и снижение отрицательного воздействия на продуктивные пласты;
- сокращение временных затрат, связанных с подготовкой или завершением операций;
- сокращение общего количества действий, связанных со спускоподъемными операциями;
- оптимизация объемов используемых промывочных и технологических жидкостей.

Также к техническим преимуществам использования ГНКТ можно отнести такие аспекты, как возможность автоматизации процессов (в случае необходимости); проведение работ, связанных с текущим или капитальным ремонтом на работающей скважине без ее глушения; возможность проведения работ на любых интервалах скважины посредством спускоподъемных операций без использования тяжелого оборудования с сохранением системы циркуляции жидкости в закрытой скважине; повышение экологической безопасности работ, исключая возможные утечки пластовых или технологических жидкостей (при свинчивании/развинчивании труб); повышение общей производственной безопасности работ на скважинах за счет постоянной герметизации устья; отсутствие необходимости нахождения персонала на устье скважины и сокращение высотных работ.

Опыт применения колтюбинговых установок для проведения ремонта скважин, а также их бурения, показывает свою эффективность в отношении работ, связанных со стоимостью и сокращением сроков выполнения работ в среднем в 3 раза, повышением КПД труда в 2 раза, снижением ремонтного периода работы скважин в 6 раз, окупаемостью применяемых колтюбинговых агрегатов в течение 5 лет эксплуатации [3].

В последнее время технология использования ГНКТ совершенствовалась, однако все результаты по сокращению временных диапазонов выполнения работ остались в прежних значениях эффективности, например, при удалении гидратных пробок наблюдается сокращение временного интервала в 2-3 раза, промывка призабойной зоны с геофизическими исследованиями в 2,7 раза, проведение соляно-кислотных обработок в 2,5 раза. Обобщенный показатель временной эффективности применения гибких стальных труб представлен на рисунке 1. Анализ эксплуатационного применения колтюбинговых технологий при различных операциях на скважинах показал, что при сохранении дебита в среднем 60т/сут, сроки окупаемости одной операции составляют от 4 до 5 месяцев [2].

Эффективность применения колтюбинговых установок напрямую отражена в товарных объемах поставки данного оборудования на российский рынок нефтегазового оборудования. В среднем, прирост в год составляет 25%, что на 5-10% выше, чем на мировом рынке [1]. Этот показатель говорит о растущих темпах эксплуатации и модернизации колтюбинговых систем в России.

Таким образом, можно сделать вывод, что технический и технологический потенциал колтюбинговых технологий достаточно высок, эту динамику можно проследить по результатам выполненных работ. Также можно отметить, что бурение скважин с применением гибких труб вместо традиционного метода бурения становится более альтернативной технологией для крупнейших нефтегазовых компаний России. Применение ГНКТ позволяет успешно наращивать добычу углеводородов, снижая временные и материальные затраты. Развитие колтюбинговых технологий позволит прогнозировать увеличение объемов работ, связанных с цементированием, каротажными работами, а также развитием направлений бурения боковых стволов и горизонтальных скважин, как методов повышения интенсификации добычи.

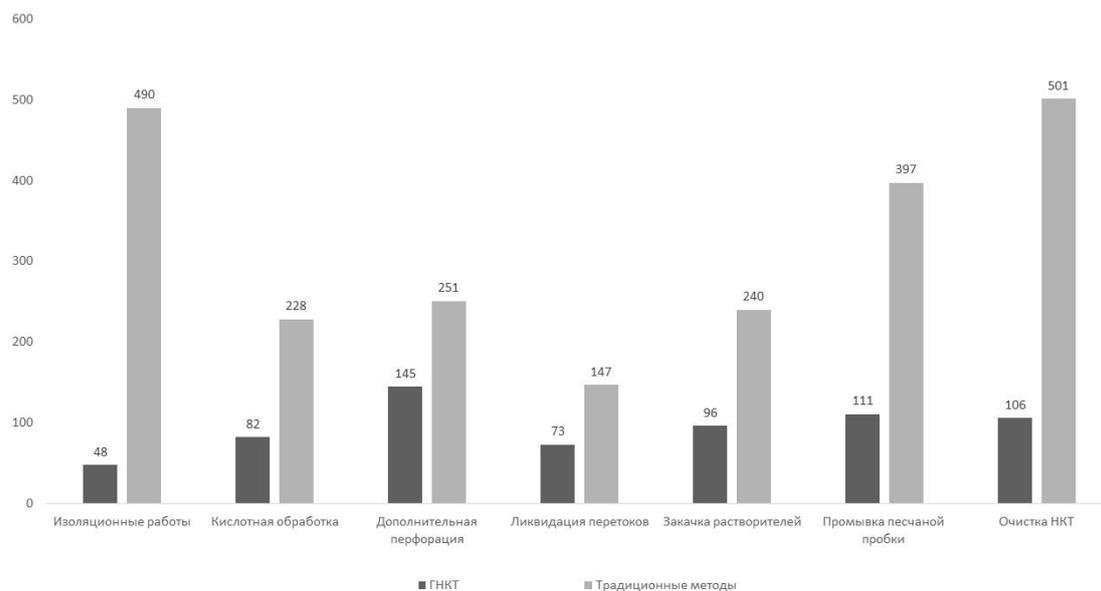


Рис. 1. Временные затраты в часах на ремонтные работы при использовании ГНКТ и традиционных методов

Библиографический список:

1. А. С. Анализ эффективности российского нефтегазового сервиса по видам услуг / А. С. Антропова // Севергеоэкотех-2015 : материалы XVI Международной молодежной научной конференции: в 6 частях, Ухта, 25–27 марта 2015 года / Ухтинский государственный технический университет. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2015. – С. 144-148.
2. Войтенко, В. С. Колтюбинговые технологии - новый этап в развитии скважинных методов добычи полезных ископаемых / В. С. Войтенко, Л. М. Груздилович, С. Ф. Шемет // Горная механика. – 2007. – № 1. – С. 3-12.
3. Лобов А.А. Анализ эффективности приобретения колтюбинговой установки. – 2022. – С. 123-125
4. Покрепин, Б. В. Специалист по ремонту нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие / Б.В. Покрепин, Е.В. Дорошенко, Г.В. Покрепин. - М.: Феникс, 2022. - 288 с.

УОТ.622.27.621.52

Вытеснение конденсата, попавшего в свиту из подземного хранилища газа (ПХГ) / Discharge of condensate entering the formation from the underground gas storage (UGS)

Алиева О.А.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация: Если подземное хранилище газа создано в полностью истощенном бывшем газоконденсатном месторождении, то в таком случае, в результате испарения остаточного конденсата и смешивания этих паров с закачиваемым в амбар газом, полученный газовый амбар ведет себя как газоконденсатное месторождение.

Учитывая отмеченное в статье, для эффективной разработки месторождения (т.е. подземного хранилища газа), встречающегося с ретроградным феноменом, для недопущения снижения пластового давления ниже давления начала конденсации, выбор способа искусственного поддержания пластового давления может считаться целесообразным. С этой целью осуществление в качестве закачки воды в газовый амбар не целесообразно, так как при закачке воды в пласт, пластовый газ растворяется в воде, от фронта продвигающейся воды отстанет и это может стать причиной потери газа со временем его добычи.

Из результатов, полученных от экспериментов выясняется, что возможно достичь определенный эффект в результате извлечения конденсата путем вытеснения его, выпадающего в свите VII-го горизонта.

Ключевые слова: газоконденсат, режим истощения, ретроградные потери, горизонт, давление пласта, коэффициент выхода конденсата, потери конденсата, производственные скважины.

Abstract. If underground gas storage has been made in completely depleted gas-condensate field, then in this case, as a result of evaporation of residue condensate and mixing these vapors with the gas pumped into the storage, the made up gas storage behaves as gas-condensate field.

Considering the abovementioned, choice of the method of artificial support of reservoir pressure can be considered expedient for effective development of the field (i.e. underground gas storage) meeting retrograde phenomenon, not for reducing reservoir pressure lower than initial condensate pressure. With this aim realization of pumping of water into gas storage is not expedient, since when pumping water into the reservoir the gas will dissolve in water, it will keep up from moving water front and can cause loss of gas during its producing.

It becomes evident from the experiment results that it is possible to achieve definite effect as a result of condensate extraction by displacement of its drop-down in VII horizon.

Key words: gas-condensate, depletion regime, retrograde losses, horizon, reservoir layer, condensate yield coefficient, condensate losses, production wells

Введение: Учитывая отмеченное в статье, для эффективной разработки месторождения, встречающегося с ретроградным феноменом для недопущения падения пластового давления ниже начального давления конденсации, выбор способа поддержания пластового давления может считаться целенаправленным. С этой целью осуществление закачки воды в газоносный пласт, как это применяется в нефтедобыче в нефтеносном пласте, не рекомендуется, так как при закачке воды в газовый пласт пластовый газ, растворяясь в воде, отстает от продвигающейся водяной границы, а это может стать причиной потери при добыче газа.

В Карадагском месторождении в первоначальной стадии (в периоде относительно меньшего газового сбора) скважины стабильно фонтанировали, добыча газа и конденсата, а также устьевое давление падало ниже. С включением в эксплуатацию новых скважин и с увеличением добычи газа из пласта резкое уменьшение устьевых давлений оказало свое отрицательное влияние на производительность пласта.

Цель работы: Самая специфическая сторона эксплуатации газоконденсатных скважин заключается в том, что с падением пластового давления при менее-более стабильных значениях газовой добычи, происходит падение конденсатной добычи в значительной степени и в результате этого происходит увеличение со скоростью газоконденсатного фактора. Этот процесс происходит с изменением состава извлекаемого конденсата, с уменьшением плотности, с увеличением процентного количества бензиновой фракции конденсата и соответственно с уменьшением количества тяжелых углеводородов в составе конденсата.

Причиной этого является происхождение ретроградной конденсации жидкостной фазы в пластовых условиях, связанной с падением пластового давления ниже давления начала конденсации.

В результате исследования в начале эксплуатации в скважинной продукции количество конденсата 180 г/м^3 , а конденсатный фактор (КФС) составлял $5550 \text{ м}^3/\text{т}$. В процессе разработки в режиме истощения пласта в продукции скважин и количество конденсата, газоконденсатного фактора и свойство добываемого конденсата, особенно пластовое давление $320\text{-}300 \text{ атм}$. когда падает ниже изменяется в значительной степени.

Несмотря на изменение пластового давления более чем 50 атм . количество конденсата в газе уменьшилось всего на 13г (от 176 до 163 г/см^3). Газоконденсатный фактор (ГКФ) увеличился от 5550 до $6140 \text{ м}^3/\text{т}$. В течение этого времени ретроградные потери составляли всего 9% -ов.

Ретроградные потери привели к изменению состава конденсата в значительной степени. Аналогичные ретроградные изменения наблюдались во всех газоконденсатных скважинах всего пласта и горизонтов VII, VIII.

Решение работы: Таким образом, в процессе разработки на истощение ретроградные изменения пласта наблюдаются в 3-х различных стадиях.

В первой стадии истощения соответствует первоначальному периоду процесса разработки и охватывает продолжительность падения пластового давления от 390 атм. до 320 атм. Эта стадия характеризуется относительно меньшими ретроградными изменениями и малыми потерями конденсата (ниже 10%-ов).

Для каждого газоконденсатного месторождения установление этой стадии имеет важное значение. Так как это дает возможность определить последовательность практической эксплуатации без конденсатных потерь газоконденсатных скважин.

Вторая стадия характеризуется слишком интенсивными ретроградными изменениями и охватывает продолжительность падения пластового давления от 300 атм. до 100 атм. Основные конденсатные потери (в основном 80% потерь) в пласте относятся к этому периоду.

Третья стадия соответствует последнему периоду разработки на истощение пласта и охватывает продолжительность падения вниз пластового давления ниже 100 атм. Это стадия характеризуется со слишком ослаблением темпов ретроградной потери и достаточной стабилизацией добычи конденсата.

При разработке на истощение конденсатные потери возникают от пластовых (ретроградных) подземных потерь. Большая часть конденсатных потерь (более 90%-ов) происходит в результате его выделения из газа в залежи, а слишком малая одна часть (меньше 10%-ов) происходит в наземных условиях и в результате недостаточной сепарации. Наземные конденсатные потери слишком много зависят от температуры замерных трапов и увеличивается с понижением устьевого давления скважины или с увеличением устьевой температуры.

Результат: Таким образом, в периоде разработки на истощение плотность извлекаемого конденсата из горизонта VII уменьшается от 0,779 до 0,746 г/м³, количество бензиновой фракции в составе конденсата увеличивается от 37,28%-а до 66,5%, количество дизельного топлива падает от 51,72%-а до 31,5%-ов, температура кипения составляющая выше 300°C, количество остатка падает от 11%-га до 1%. Эти изменения в отдельных скважинах бывают в еще больших границах, особенно в ряде скважин плотность конденсата уменьшается до 0,73 г/см³. Отмеченные изменения показателей состава конденсата объясняются тем, что ретроградные потери происходят в результате первоначального выделения из пластового газа углеводородных компонентов с высокой температурой кипения. Особенно, в течение первой стадии с остаточными ретроградными изменениями выше 300° С температуры кипения можно сказать, что полностью выделяется из состава пластового газа.

В стадии конца разработки еще одной причиной стабилизации добычи конденсата и его состава является наличие остаточной нефти в газоконденсатных пластах.

В периоде разработки на истощение в результате больших ретроградных потерь происходит в пласте процесс смещения выделяющегося конденсата с остаточной нефтью, это также приводит к уменьшению вязкости конденсата и увеличению насыщения пласта нефтью.

Известно, что в случае при однофазном потоке после падения пластового давления начинающие ретроградные явления заключаются в том, что добываемый конденсат, прежде всего в результате выпадения в пласте фракций, требующих более высокого состояния кипения углеводорода (УВ), облеγχается, после, с уменьшением давления выпадают их более легкие фракции, уменьшается количество конденсата в добываемом газе.

По сформированным представлениям, отражающихся в плане размещения скважин Карадагского подземного хранилища газа (ПХГ) свиты VII горизонтов месторождения в больших и небольших тектонических блоках имеются начальные и текущие газоконденсатные нефти (ГКН). Считается, что площадь, расположенная между этими знаками, занята в зоне нефтяной фаски мигрировавшей нефтью. Однако выпадающий в эту площадь не является нефть, в естественном режиме в процессе разработки газоконденсатного месторождения в результате ретроградных явлений жидкостных углеводородов выпадающий там, превратившийся в газовую фазу, является попутным газом, выделившийся из него. Сколько времени газоконденсатное месторождение продолжало разработку в том режиме, столько же времени этот газ, смешиваясь с естественным газом, во второй раз растворившийся в нем газ с конденсатом и одновременно

влияние ретроградных явлений, с более тяжелыми жидкостными углеводородами выводились на поверхность земли. Углеводород, находящийся в газоконденсатной зоне, является остаточным продуктом, возникающим в результате не растворения конденсировавшей жидкостной фазы, затем ретроградных потерь или в результате частичного уменьшения выпадающего первоначального конденсата и жидкого конденсата (ЖК).

Учитывая конденсатные потери на поверхности Карадагских газоконденсатных нефтяных месторождений, его потери в пласте приняты равными 50%-ов.

В зоне распространения в газоконденсатной части месторождения нефти нефтяной фаски, остаточные запасы ретроградного конденсата составляют 0,65 млн. т.

Выводы: Анализ и обобщение итогов исследований о наличии жидких углеводородов в пластовых условиях дали возможность сделать следующие выводы и рекомендации:

1. При разработке газоконденсатных пластов на истощение исследовано происхождение конденсатных потерь в пластовых условиях. Это называется ретроградным феноменом.

2. Для различных термобарических условий в пластовой системе установлена зависимость удельного количества жидких углеводородов от потерь конденсата в пласте.

3. С увеличением количества тяжелых углеводородов, увеличивается потеря конденсата в пласте.

4. В газоконденсатных пластах, разрабатываемых на истощение, в определенной стадии разработки привлекает внимание увеличение коэффициента продуктивности скважин (в горизонтах газоконденсатных месторождений Карадаг и Калмас).

5. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании разработки газоконденсатных месторождений и в управлении и регулировании их.

Таким образом, из полученных результатов экспериментов выясняется, что в свите VII-го горизонта в результате вытеснения и извлечения выпадающего конденсата, можно достичь определенного эффекта.

Библиографический список:

1. Смирнов А.С., Ширковский А.И. «Добыча и транспорт газа», Переизд Гостоптехиздат, 2002 г, с.20-25
2. Салаватов Т.Ш., Исмаилов Ф.С., Османов Б.А. "Технология скважинной добычи нефти", учебник, Баку, 2012, с.538
3. Асланов В.Д //Геологические основы создания подземных хранилищ газа в связи с решением проблемы газоснабжения//Баку, 2001, с.97-10.
4. Алиева О.А., Алиев А.С. «Закачка и добыча газа при создании подземных хранилищ газа и эксплуатации горнодобывающей промышленности», Новости Азербайджанской Инженерной Академии, 2021, том 13, №3, s.61-66.
5. Ф.С.Исмаилов, Э.М.Аббасов, З.С.Гадиров //Определение рабочего режима работы скважин на начальном этапе процесса закачки газа в Карадагское подземное хранилище газа//, Азербайджанское нефтяное хозяйство, №12, 2018, с.14-17

УДК. 662.276.1

Особенности фильтрации вязко-пластичных жидкостей в пористой среде

Мамедов Р. М.¹, Султанова А. В.²

*1 – Азербайджанский Государственный, Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

2 –НИИ «Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химия», г. Баку, Азербайджан

Рациональная разработка нефтяных месторождений сопряжена с решением вопросов в области гидромеханики нефтеотдачи, в случае изучения процессов движения нефти со структурно-механическими свойствами в пористой среде ряд вопросов остается невыясненным. На основе сказанного данная работа рассматривает фильтрацию деформированной жидкости,

которая обладает вязко-пластичными свойствами и предлагается методика изучения такого рода жидкости при ее движении в пористой среде.

В результате исследований, проведенных в условиях, которые максимально были приближены к естественным, были получены обобщенные математические зависимости, описывающие процесс фильтрации вязко-пластичной жидкости.

Следует отметить, что величина дебита такого рода жидкости может быть представлена в виде функциональной зависимости от таких параметров, как коэффициент упругого расширения, начальный градиент сдвига, перепад давлений (депрессия), структурная вязкость и длина потока, движущегося в пористой среде [1-5].

Согласно сказанному, дебит можно определить в соответствии со следующим выражением:

$$Q = \frac{kF}{\eta} \left(\frac{1}{\beta L} \ln \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_{\varepsilon}} - i_0 \right) \quad (1)$$

Принимая во внимание $\ln \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_{\varepsilon}} = \beta(P_{\kappa} - P_{\varepsilon})$, для сжимаемой жидкости с вязко-пластичными свойствами объемный расход рассчитывается следующим образом:

$$Q = \frac{kF}{\eta} \left(\frac{P_{\kappa} - P_{\varepsilon}}{L} - i_0 \right) \quad (2).$$

Согласно (2) представляется возможным определение градиента давления, а именно:

$$\frac{kF}{\eta} \left(\frac{1}{\beta L} \ln \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_{\varepsilon}} - i_0 \right) = \frac{kF}{\eta} \left(\frac{P_{\kappa} - P_{\varepsilon}}{L} - i_0 \right) \quad (3).$$

Таким образом:

$$\frac{1}{\beta L} \ln \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_{\varepsilon}} - i_0 = \frac{P_{\kappa} - P_{\varepsilon}}{L} - i_0 \quad (4)$$

или

$$\frac{P_{\kappa} - P_{\varepsilon}}{L} = \frac{1}{\beta L} \ln \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_{\varepsilon}} \quad (5),$$

Откуда следует, что

$$\Delta P = P_{\kappa} - P_{\varepsilon} = \frac{1}{\beta} \ln \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_{\varepsilon}} \quad (6).$$

В основе вычерчивания траекторий лежат правила гидродинамики, в соответствии с которыми расход сжимаемой жидкости, обладающей вязко-пластичными свойствами, между соседними траекториями остается одинаковым. Следует отметить тот факт, что для случая одномерного потока траектории на плоскости изображаются в виде семейства прямых линий, которые параллельны оси движения и отстоят друг от друга на равное расстояние. Также отметим, что совокупности изобар и семейство траекторий для исследуемой жидкости с вязко-пластичными свойствами принято называть гидродинамическим полем. Учитывая тот факт, что изобары и траектории находятся на равном друг от друга расстоянии, можно утверждать, что в рассматриваемом потоке скорость фильтрации и градиент давления для любой точки являются постоянными величинами [6,7].

Далее рассмотрена аналитическая зависимость между пройденным путем частиц жидкости и временем, то есть определяется закономерность, характеризующая движение частиц жидкости в соответствии с траекторией. С этой целью, принимается, что между двумя

точками существует движение частиц во времени (t) и $(t + \Delta t)$. Соответственно, значение средней действительной скорости движения и скорости фильтрации рассчитывается в соответствии со следующей формулой:

$$v = mV = m \frac{dx}{dt} \quad (7).$$

Или, после подстановки значения скорости

$$v = \frac{k}{\eta} \left(\frac{1}{\beta L} \ln \frac{\rho_k}{\rho_z} - i_0 \right) \quad (8),$$

Следовательно,

$$m \frac{dx}{dt} = \frac{k}{\eta} \left(\frac{1}{\beta L} \ln \frac{\rho_k}{\rho_z} - i_0 \right) \quad (9).$$

А в результате перестановок получим:

$$dt = \frac{m\eta}{k \left(\frac{1}{\beta L} \ln \frac{\rho_k}{\rho_z} - i_0 \right)} dx \quad (10).$$

После того, как полученное выражение было проинтегрировано в заданных пределах при учете вязко-пластичных характеристик, представляется возможным определение закона движения частиц вдоль траектории, а также промежутка времени, который необходим, чтобы пройти любой заданный отрезок пути в процессе фильтрации.

$$t = \frac{m\eta}{k \left(\frac{1}{\beta L} \ln \frac{\rho_k}{\rho_z} - i_0 \right)} x \quad (11).$$

Очевидно, что зависимость между временем и координатами имеет линейный характер. Это обуславливается постоянной скоростью движения потока при рассмотренных условиях движения в пористой среде. Кроме того, дальнейшее сравнение с зависимостями, характеризующими радиальное движение, ось направляется в противоположную сторону, а начало координат выбирается в соответствии с рисунком.

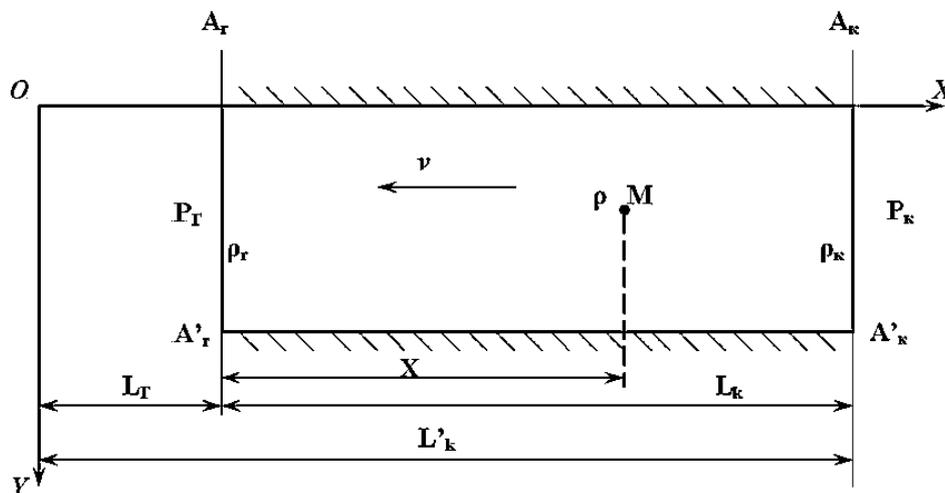


Рис. 1- Горизонтальное сечение элемента пласта для условий одномерного движения

Следовательно,

$$\left(\frac{Q\eta}{kF} + i_0\right)\beta \int_{L_k}^x dx = \int_{\rho_2}^{\rho} \frac{d\rho}{\rho} \quad (12)$$

$$\left(\frac{Q\eta}{kF} + i_0\right)\beta \int_{L_k}^{L_2} dx = \int_{\rho_k}^{\rho_2} \frac{d\rho}{\rho} \quad (13)$$

При изменении граничных условий, имеем

$$\left(\frac{Q\eta}{kF} + i_0\right)\beta \int_x^{L_k} dx = \int_{\rho}^{\rho_2} \frac{d\rho}{\rho} \quad (14)$$

$$\left(\frac{Q\eta}{kF} + i_0\right)\beta \int_{L_2}^{L_k} dx = \int_{\rho_2}^{\rho_k} \frac{d\rho}{\rho} \quad (15)$$

После интегрирования данных выражений:

$$\left(\frac{Q\eta}{kF} + i_0\right)\beta(L_k - x) = \ln \frac{\rho_2}{\rho} \quad (16)$$

$$\left(\frac{Q\eta}{kF} + i_0\right)\beta(L_k - L_2) = \ln \frac{\rho_k}{\rho_2} \quad (17)$$

Данные формулы позволяют определить величину объемного расхода для сжимаемой жидкости с вязко-пластичными свойствами.

$$\frac{Q\eta}{kF} = \frac{\ln \frac{\rho_k}{\rho_2}}{\beta(L_k - L_2)} - i_0 \quad (18).$$

Из данного выражения объемный расход определяется как:

$$Q = \frac{kF \ln \frac{\rho_k}{\rho_2}}{\eta\beta(L_k - L_2)} \quad (19)$$

или

$$\frac{Q\eta}{kF} = \frac{\ln \frac{\rho_2}{\rho}}{\beta(L_k - x)} - i_0 \quad (20).$$

В результате сокращений, получим

$$Q = \frac{kF \ln \frac{\rho_2}{\rho}}{\eta\beta(L_k - x)} - i_0 \quad (21).$$

Приравнявая (18) и (19):

$$\frac{kF \ln \frac{\rho_k}{\rho_z}}{\eta \beta (L_k - L_z)} = \frac{\ln \frac{\rho_z}{\rho}}{\beta (L_k - x)} - i_0 \quad (22),$$

Следовательно,

$$\frac{\ln \frac{\rho_k}{\rho_z}}{\rho_z} = \frac{L_k - L_z}{L_k - x} \frac{\ln \frac{\rho_z}{\rho}}{\rho} \quad (23).$$

Следует отметить тот факт, что в случае непостоянства величин давлений контура и галереи в заданном сечении и их зависимости от времени, справедливость формул не будет нарушена. Кроме того, пористая среда для данного исследования принята как недеформируемая, что обуславливает мгновенное распространение любых изменений давления на весь поток, движущийся в пористой среде.

В качестве заключения можно утверждать, что независимо от величины изменения давления на «границах пласта» во времени, его распределение в пласте и скорость движения частиц жидкой фазы имеют установившийся характер, то есть история движения не влияет на состояние движения сжимаемой жидкости, обладающей вязко-пластичными свойствами, в пористой среде.

Если принять, что давление на контуре и на галерее зависят от времени, согласно полученным формулам значения дебита, скорости, градиента давления и давления также можно определить как временную функцию.

Очевидно, после некоторых преобразований, то есть

$$P_k = \rho g H_k \text{ и } P_z = \rho g H_z \text{ и } P_k - P_z = \rho g (H_k - H_z) = \rho g \Delta H \quad (24).$$

Таким образом, эти величины характеризуют значения пьезометрических высот, которые соответствуют отметкам либо абсолютного, либо избыточного статического и динамического давлений на забое скважин, где ΔH - это величина понижения пьезометрического уровня жидкости в скважине.

Выводы

✓ Независимо от величины изменения давления на «границах пласта» во времени, его распределение в пласте и скорость движения частиц жидкой фазы имеют установившийся характер, то есть история движения не влияет на состояние движения сжимаемой жидкости, обладающей вязко-пластичными свойствами, в пористой среде.

✓ Если принять, что давление на контуре и на галерее зависят от времени, согласно полученным формулам значения дебита, скорости, градиента давления и давления также можно определить как временную функцию.

Библиографический список

1. Shelkachev V.N. "National and international oil development" –М, "Izhevsk", 2002. -132 page.
2. Schterenlicht D.V. "Hydraulics"- М., "Kolos", 2005. -655 page.
3. Dontsov K.M. « «The development of oil fields –М "Nedra", 1977. -360 pages.
4. Pikhachov G.B., Isaev R.G. "Underground hydraulics"-М., "Kolos", 2013. -354 page.
5. "Underground hydraulics" М., "Izhevsk" 2014. -520 pages. Under the supervision of prof. Basniev K.S.
6. Morris Muskat., "The Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media". Moscow- Izhevsk., Institute of Computer Science., 2004.-622 page.
7. Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мамедов М.Т. «Законы фильтрации с предельным градиентом в анизотропных пористых средах»/ Изв.РАН/ Механика жидкости и газа, -2010-№2, С.64-71

Об учете объема газа, растворенного в попутно добываемой воде, в общем объеме скважинной продукции нефтяных месторождений

Фоминых О. В., Леонтьев С. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

При эксплуатации нефтяных месторождений на последней стадии разработке, которые характеризуются высокой обводненностью добываемой продукцией ряд исследователей отметили, что объем попутного нефтяного газа (ПНГ) на единицу объема добываемого флюида превышает данный показатель на ранних стадиях разработки нефтяного месторождения. Повышение газового фактора связано с выделением газа из попутно добываемой воды, что описано в работах СургутНИПИнефти. Наибольшей растворимостью в минерализованной пластовой воде обладают легкие углеводороды в частности метан.

В данной статье предлагается описание методики определения растворимости газов в пластовой воде, который учитывает изменение минерализации воды и термобарических параметров. Данная методика основана на результатах лабораторных исследований КогалымНИПИнефти и СургутНИПИнефти, а также работ зарубежных ученых [1]. Она основана на определении распределения компонентов в газовой и жидкой фазах при использовании констант фазового равновесия и применении эмпирических зависимостей, которые учитывают изменение растворимости газа в воде при ее минерализации.

Для нахождения мольной концентрации компонента в газовой и жидкой фазах при фазовом равновесии применяют константу равновесия, которая находится как отношение давления насыщенных паров i -ого компонента к общему давлению в системе при определенных термобарических условиях [2].

В работе КогалымНИПИнефти приведены результаты моделирования уменьшения давления в PVT – колбе пластовой пробы нефти ниже давления насыщения при постоянной температуре без изменения минерализации воды, при этом при хроматографическом анализе проб выделившегося газ наблюдалось уменьшение концентрации метана. В работах СургутНИПИнефти приведены результаты моделирования в PVT – колбе фазового равновесия с увеличением содержания пластовой воды во флюиде при постоянных термобарических условиях. В результатах исследования выявлено, что концентрация легколетучих компонентов в газе, который выделился из пластовой воды больше, чем в газе, выделившегося из пробы нефти. Авторами исследований делается вывод, что концентрация неорганических солей в пластовой воде влияет на растворимость газовых компонентов в минерализованной воде при достижении фазового равновесия. В результате данных лабораторных исследований показано, что содержание низкокипящих углеводородных компонентов в пластовой нефти уменьшается с увеличением времени контакта пластовой флюидов и объемом минерализованной воды. Для любого массообменного процесса, в частности для абсорбции, увеличение давления насыщенных паров низкокипящих углеводородных компонентов приводит к увеличению растворимости данных компонентов поглощаемой фазе, в данном случае в минерализованной воде. При разработке залежей нефтяных месторождений поток воды опережает поток нефти, вследствие более высокой фазовой проницаемости. Все это увеличивает объема и время контактирования минерализованной воды и пластовой нефти, что приводит к уменьшению концентрации низкокипящих углеводородов в нефти, при этом возрастает газосодержащие пластового флюида и увеличивается плотности и вязкости нефти. Лабораторными исследованиями определены количественные показатели растворения низкокипящих углеводородных компонентов в минерализованной воде, при этом диффузионный массообмен осуществляется в системе «нефть-вода» [1].

Методику определения растворимости углеводородных газов в пластовых водах с использованием констант фазового равновесия рассмотрим на примере расчета содержания метана в минерализованной воде. Исходные данные возьмем для давления 7,5 МПа и будем

использовать формул (1), которая используется для нахождения константы фазового равновесия[1,2].

$$K^*_{CH_4} = K_i \cdot 10^{k_i n}, \quad (1)$$

где K_i – константа фазового равновесия при заданных величинах давления и температуры (для расчетов для метана принимаем 575); k_i – коэффициент Сеченова для рассматриваемого углеводорода при заданных величинах давления и температуры (для расчетов для метана принимаем 0,135); n – степень минерализации воды, в которой растворен газ (для расчетов принято 0,5).

$$K^*_{CH_4} = 575 \cdot 10^{0,5 \cdot 0,135} = 671,689$$

Применяем зависимость (2) для определения содержания растворенного метана в воде в см³ на 1 грамм пресной воды при нормальных условиях.

$$N_i^* = 0,804 \cdot 10^{-3} b_i^* \quad (2)$$

где $b^*_{CH_4} = 0,483971/0,804 = 0,601954$

Растворимость низкокипящих углеводородов в воде зависит от давления и температуры. В работе [3] приводится график на котором можно численно определить растворимость углеводородов в пресной воде (рисунок 1а). Содержание неорганических солей в воде снижает растворимость углеводородов в ней. Для учета данного факта необходимо использовать график, который приведен на рисунке 1б и применяем зависимость (3), которая приведена в работе [4].

$$\Gamma_{в.пл.} = \Gamma_{в.пр.} (1 - X \cdot Y), \quad (3)$$

где $\Gamma_{в.пл.}$ — растворимость природного газа в пластовой воде в м³/м³; $\Gamma_{в.пр.}$ — растворимость природного газа в пресной воде в м³/м³; X — поправочный коэффициент, учитывающий минерализацию воды; Y — степень минерализации воды в % масс.

Поправочный коэффициент X , используемый в выражении (3) зависит от температуры воды, его величины были рассчитаны и представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Зависимость поправочного коэффициента X от температуры

Температура, °С	37,8	65,5	93,3	121,1
Поправочный коэффициент	0,074	0,050	0,044	0,033

Приведем результаты расчета объем растворенного газ в минерализованной воде при следующих значениях давления 35,0 МПа и температуры 37,8° С. Примем минерализацию воды равную 5%. Используя рис. 1а определим растворимость метана в пресной воде, которая составит 0,8 м³/м³. Следующим этапом найдем поправку, которая учитывает минерализацию воды. Для этого используем эмпирическую зависимость (3) и коэффициент X из таблицы 1, который составляет 0,074.

Подставим значение этого коэффициента в уравнение (3) и получим:

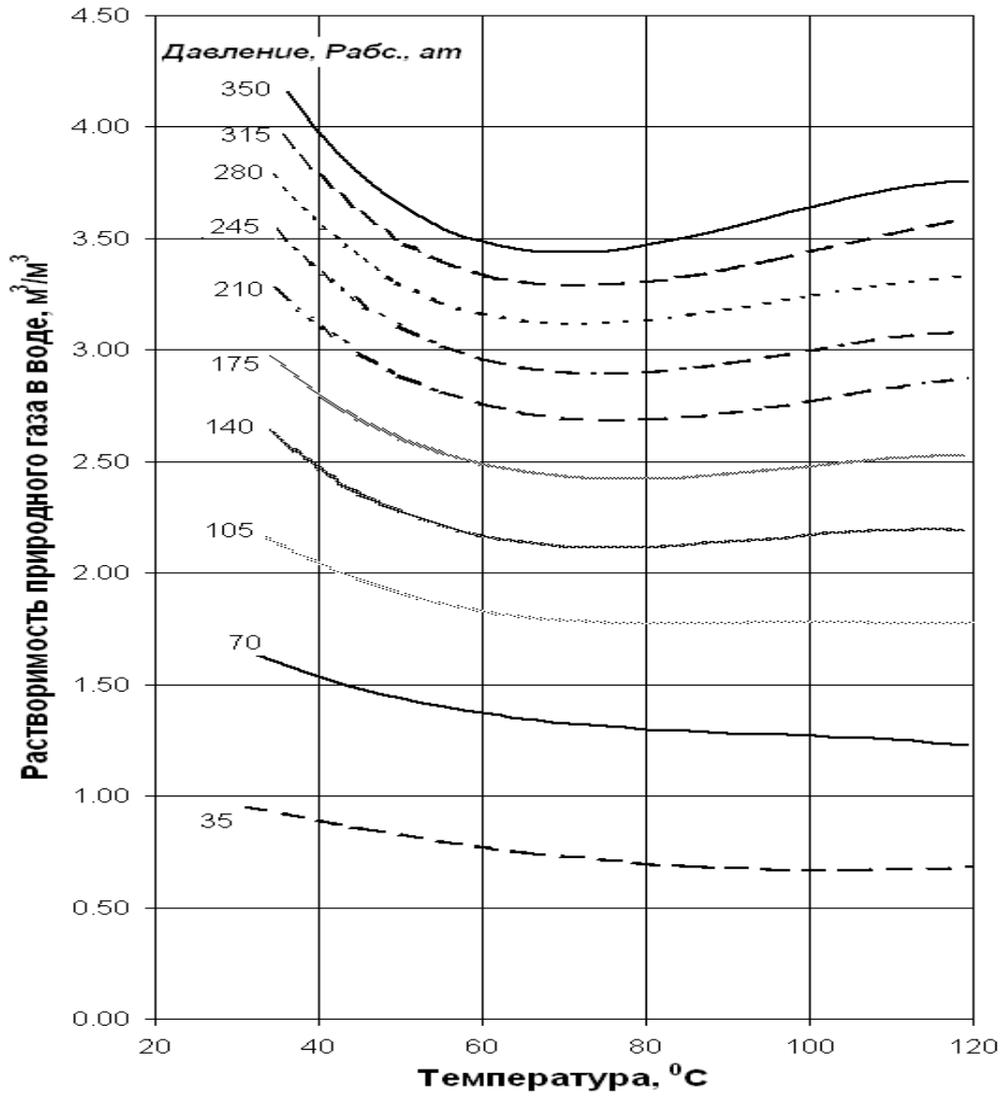
$$\Gamma_{в.пл.} = \Gamma_{в.пр.} (1 - X \cdot Y) = 0,8 (1 - 0,074 \cdot 5) = 0,8 (1 - 0,37) = 0,504 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

По существующей методике растворимость газа в пресной воде составляет 0,8 м³/м³, а минерализованной 0,504 м³/м³.

Таким образом, при постоянных термобарических условиях растворимость метана в пластовой воде с минерализацией 5% на 25% меньше его растворимости в пресной воде.

Вывод

Влияние дегазации пластовой минерализованной воды оказывает влияние на разработку нефтяных месторождений и не учитывается в действующих регламентирующих документах по подсчету запасов углеводородов [5].



a)



б)

а) в пресной воде;

б) с поправкой на минерализацию пластовой воды.

Рис.1. Растворимость природного газа в воде (по Додсону и Стендингу)

Библиографический список:

1. Фоминых О.В. Исследование методов расчета объема метана, растворенного в пластовой воде / О.В. Фоминых, С.А. Леонтьев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021 – № 6 – С. 103-111
2. Фоминых О.В. Расчеты констант фазового равновесия / О.В. Фоминых, С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев // СПб: Недра, 2010. – 107с.
3. Dodson C.B. and Standing M.B. Pressure – Volume – temperature solubility relation for natural gas – water mixtures.- Drilling and Products Practice: API, 1944
4. Jones Park J. Petroleum Production. Reinhold Publishing Corp., 1946
5. Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых компонентов. // Москва: ФГУ «ГКЗ». -2007.-15 с.

УДК 622.276:553.98:551.735.9(470.13)

Оценка коммерческой эффективности использования химической композиции при добыче нефти на скважинах пермокарбонатной залежи Усинского нефтяного месторождения

Ильясов В. Х.¹, Полубоярцев Е. Л.¹, Павловская А. В.¹, Асбапов Р. Р.²

1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

2 - ООО «Лукойл-Коми», г. Усинск, Россия

В нефтегазовом комплексе России в последнее время происходит увеличение количества разрабатываемых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся месторождения с запасами высоковязкой нефти.

В настоящее время мировые ресурсы тяжелой нефти превышают запасы легкой нефти и составляют около 6 трлн. баррелей, из которых третья часть относится к категории извлекаемых.

На первом месте по объемам запасов тяжелой нефти находится Канада - около 386 млрд.т, на втором месте - Венесуэла с запасами около 335 млрд.т.

Запасы тяжелой нефти в России составляют 6-7 млрд т, причём наибольшие запасы сосредоточены в Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях. Месторождения тяжелой нефти найдены в Татарии, Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областях, а также небольшой объем тяжелой нефти добывается в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в Республике Коми.

Добыча сверхвязкой и высоковязкой нефти в России составляет в среднем 12 млн т в год. Из них около 5,5 млн т приходится на ПАО «ЛУКОЙЛ».

ООО «Лукойл-Коми» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции разрабатывает Ярегское и Усинское месторождения тяжелой нефти. Объем добычи нефти по Усинскому нефтяному месторождению в 2018 г. составил 2647,6 тыс. т, что выше проектного уровня на 2% (2628 тыс. т), в 2019 г. – 2742,7 тыс. т, что ниже проектного уровня на 2,7% (2817,1 тыс. т), в 2020 г. – 2775,5 тыс. т, что ниже проектного на 5% (2920,3 тыс. т).

С целью увеличения дебита скважин в условиях применения традиционных методов добычи высоковязкой нефти внедряются современные химические технологии. Среди них можно выделить химические композиции «НИНКА» и «ГАЛКА», используемых при пароциклических обработках.

Опыт показал, что применение композиции «НИНКА» в совокупности с закачкой пара, приводит к уменьшению вязкости нефти, снижению обводненности на 10-20 % и увеличению дебитов по нефти в среднем на 40 % [5].

В настоящее время создана загущенная химическая нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ, солей аммония, алюминия и карбамида («НИНКА»-3), которая позволяет увеличить площадь охвата пласта и объём добычи нефти за счёт увеличения дебита скважин [1].

На Усинском месторождении на скважинах пермокарбонатной залежи тяжелой нефти ежегодно проводятся от 40 до 80 пароциклических обработок призабойной зоны скважин.

Для оценки коммерческой эффективности использования химических композиций рассчитывается по годам расчётного периода чистый доход:

$$\text{ЧД}_t = \text{П}_{\text{ч}_t} + A_t - K_t, \quad (1)$$

где $\text{П}_{\text{ч}_t}$ – прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия в t -ом году;
 A_t – амортизационные отчисления в t -ом году.

Чистый дисконтированный доход ЧДД (чистая текущая стоимость – Net Present Value, NPV) при оценке коммерческой эффективности рассчитывается по формуле [6]:

$$\text{ЧДД} = \text{NPV} = \sum_{t=1}^T \text{ЧД}_t \cdot \alpha_t = \sum_{t=1}^T (\text{П}_{\text{ч}_t} + A_t - K_t) \cdot \alpha_t. \quad (2)$$

Индекс доходности (прибыльности) I_d представляет отношение чистого дисконтированного дохода к приведенным капитальным вложениям КО, увеличенное на 1.

Индекс доходности (Profitability Index, PI) рассчитывается по формуле:

$$I_d = \text{PI} = \frac{\text{ЧДД}}{\text{КО}} + 1 = \frac{\sum_{t=1}^T (\text{П}_{\text{ч}_t} + A_t - K_t) \cdot \alpha_t}{\sum_{t=1}^T K_t \cdot \alpha_t} + 1. \quad (3)$$

Если ЧДД положителен, то индекс доходности больше единицы ($I_d > 1$), и проект эффективен.

Внутренняя норма доходности (прибыли) представляет ставку сравнения $E_{\text{вн}}$, при которой величина чистого дисконтированного дохода равна 0, т.е. стоимость всех поступлений от проекта равна современной стоимости затрат на проект.

Внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return, IRR) определяется на основе решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^T \frac{\text{П}_{\text{ч}_t} + A_t}{(1 + E_{\text{вн}})^{t - t_p}} = \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{вн}})^{t - t_p}}. \quad (4)$$

Срок окупаемости капитальных вложений (Discounted Payback Period, DPP) показывает число лет, в течение которых капитальные вложения окупаются за счет ежегодно получаемых доходов.

Срок окупаемости $T_{\text{ок}}$ определяется на основе решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} (\text{П}_{\text{ч}_t} + A_t) \cdot \alpha_t = \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} K_t \cdot \alpha_t, \quad (5)$$

Капитальными вложениями являются затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по разработке химической композиции. Сметная стоимость научно-исследовательских работ составила по расчёту 30 млн. руб.

Исходные данные для расчёта эксплуатационных затрат приведены в таблице 1.

Прирост годового объёма добычи нефти за счёт применения химической композиции определяется умножением прироста среднесуточного дебита скважины на количество скважин, на которых проводится ПЦО, на календарный фонд времени и на коэффициент эксплуатации скважин и приведён в таблице 2.

Годовой прирост добычи нефти составит:

$$Q_1 = 11,5 \cdot 232 \cdot 0,978 \cdot 51 = 133074,5 \text{ т};$$

$$Q_2 = 11,5 \cdot 232 \cdot 0,978 \cdot 40 = 104372,2 \text{ т}$$

Первый год является инвестиционным периодом.

Выручка от продаж нефти:

$$B_1 = 133074,5 \cdot 22000 = 2\,927,64 \text{ млн руб.}$$

$$B_2 = 104372,2 \cdot 22000 = 2\,296,19 \text{ млн руб.}$$

Таблица 1 – Исходная информация

№	Показатели	Обозначение	Значение
1.	Прирост среднесуточного дебита по 1 скважине, т/сут.	q	11,5
2	Количество скважин с ПЦО	N	51
2.	Коэффициент эксплуатации скважины, доли ед.	k _э	0,978
3.	Сметная стоимость НИР, млн руб	K	30
4.	Цена 1т нефти без НДС и акциза, руб.	Ц _н	22000
5.	Себестоимость добычи 1т нефти, руб.	C	19100
6.	Стоимость 1 вахто-часа бригады КРС, руб.	Скрс	21500
7.	Цена 1 куб. м композиции, руб.	Цк	15333
8.	Удельный вес условно-переменных расходов в себестоимость добычи нефти, %	У усл.-пер.	81,0
9.	Продолжительность действия химической композиции, сут.	T	232
10.	Ставка налога на прибыль, %	φ _п	20,0
11.	Ставка налога на имущество, %	φ _и	2,2
12.	Норма дисконта, %	E	15,0

Таблица 2 – Динамика прироста годового объёма добычи нефти в результате использования химической композиции на скважинах пермокарбоневой залежи Усинского нефтяного месторождения

Показатели	Годы			Результирующие показатели
	0	1	2	
1. Прирост годового объёма добычи нефти, т	-	133074,5	104372,2	266149
2. Количество скважин	-	51	40	91

Годовые изменяющиеся эксплуатационные затраты включают расчёт следующих статей затрат:

1. Затраты на дополнительную добычу нефти:

$$Z_{н1} = 133074,5 \cdot 19000 \cdot 0,81 = 2048,02 \text{ млн руб};$$

$$Z_{н2} = 104372,2 \cdot 19000 \cdot 0,81 = 1606,29 \text{ млн руб.}$$

2. Затраты на проведение пароциклических обработок.

Затраты бригады КРС на проведение ПЦО:

$$Z_{kt} = \text{затраты бригады КРС в час} \cdot \text{время закачки} \cdot \text{число скважин.} \quad (6)$$

$$Z_{kt1} = 21500 \cdot 24 \cdot 10 \cdot 51 = 263,16 \text{ млн руб.}$$

$$Z_{kt2} = 21500 \cdot 24 \cdot 10 \cdot 40 = 206,4 \text{ млн руб.}$$

3. Затраты на реагенты и пар.

Затраты на нефтевытесняющую композицию:

$$Z_{rt} = \text{объем закачки} \cdot \text{число скважин} \cdot \text{стоимость } 1 \text{ м}^3. \quad (7)$$

$$Z_{rt1} = 120 \text{ м}^3 \cdot 51 \cdot 15333 = 93,84 \text{ млн руб.}$$

$$Z_{rt2} = 120 \text{ м}^3 \cdot 40 \cdot 15333 = 73,6 \text{ млн руб.}$$

Затраты на пар:

$$Z_{пт} = \text{стоимость } 1 \text{ т пара} \cdot \text{объем пара} \cdot \text{время закачки} \cdot \text{число скважин.}$$

$$Z_{пт1} = 525 \cdot 170 \cdot 10 \cdot 51 = 45,52 \text{ млн руб.}$$

$$Z_{nt2} = 525 \cdot 170 \cdot 10 \cdot 40 = 35,7 \text{ млн руб.}$$

4. Прочие затраты определены в размере 10 % от суммы вышеперечисленных затрат: Изменяющиеся эксплуатационные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_t = Z_{nt} + Z_{kt} + Z_{rt} + Z_{nt} + Z_{npt} \quad (8)$$

$$Z_1 = 2048,02 + 263,16 + 93,84 + 45,52 + 245,05 = 2695,59 \text{ млн руб.};$$

$$Z_2 = 1606,29 + 206,4 + 73,6 + 35,7 + 192,2 = 2114,19 \text{ млн руб.}$$

Прибыль от продаж в t-ом году:

$$P_t = B_t - Z_t \quad (9)$$

$$P_1 = 2927,64 - 2695,59 = 232,05 \text{ млн руб.}$$

$$P_2 = 2296,19 - 2114,19 = 182 \text{ млн руб.}$$

Чистая прибыль в t-ом году:

$$P_{чt} = P_{6t} - H_t \quad (10)$$

$$P_{ч1} = 232,09 - 46,64 = 185,67 \text{ млн руб.}$$

$$P_{ч2} = 182 - 36,4 = 145,6 \text{ млн руб.}$$

Чистый доход в t-ом году:

$$ЧД_t = P_{чt} + A_t - K_t \quad (13)$$

$$ЧД_1 = -30 \text{ млн руб.}; ЧД_2 = 185,67 \text{ млн руб.}; ЧД_3 = 145,6 \text{ млн руб.}$$

NPV составит:

$$NPV = ЧД_{ct} = -30,0 + 161,46 + 110,09 = 241,55 \text{ млн руб.}$$

Индекс доходности (Profitability Index, PI) I_q :

$$I_q = PI = \frac{241,55}{30} + 1 = 9,05 \text{ руб./руб.}$$

Внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return, IRR):

$$\text{ВНД} = 289 \text{ \%}.$$

Срок окупаемости с использованием дисконтирования:

$$T_0 = 1 + \frac{30}{161,46} = 1,13 \text{ лет.}$$

Расчёты, проведённые на основе использования новых методических подходов к оценке эффективности инвестиций, позволяют сделать следующие выводы: срок окупаемости капитальных вложений составит 1,19 года, NPV - 241,55 млн. руб., индекс доходности - 9,05 руб./руб., внутренняя норма доходности – 289%.

Результаты проведенного расчёта эффективности применения химической композиции при добыче сверхвязкой нефти на эксплуатационных скважинах пермокарбонной залежи Усинского нефтяного месторождения свидетельствуют об эффективности рассматриваемой химической композиции.

Библиографический список:

1. Altunina L. K. Physicochemical methods for enhanced oil recovery in oilfields (review). / L. K. Altunina, V. A. Kuvshinov // Russian Chemical Reviews. – 2007. – Vol. 76(10). – P. 971-987.

2. Алтунина Л. К. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти. / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, И. В. Кувшинов // Химия в интересах устойчивого развития. – 2018. – Т. 26. – № 3. – С. 261-277.
3. Петров, В. А. Изменение состава нефти Усинского месторождения при термоллизе в среде водяного пара/ В. А. Петров, В. Р. Антипенко, В. И. Лукьянов, В. В. Савельев// Нефтепереработка и нефтехимия. – 2007. – № 12. – С.18-34.
4. Алтунина, Л. К. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием /Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Интервал. 2003. – № 6-7. – С. 23-30.
5. Алтунина, Л. К. Технология «гель в геле». Увеличение нефтеотдачи тяжелых высоковязких нефтей. / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов, Л. А. Стасьева, В. В. Козлов, М. В. Чертенков, Л. С. Шкрабюк // Oil&Gas Russia. – 2017. – № 7 (1117). – С. 28-34.
6. Павловская, А. В. Планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: учебное пособие / Алла Васильевна Павловская. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ухта: Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2020. - 223 с

СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.69:620.197:001.891.5

Ингибиторная защита трубопроводов от внутренней коррозии

Маслов А. А.¹, Семиткина Е. В.², Кувакина А. О.^{1,2}

1 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ»¹, г. Ухта, Россия

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Одним из методов защиты внутренней поверхности трубопроводов от негативного влияния агрессивных сред является применение ингибиторов коррозии.

Ингибиторами коррозии металлов называются химические вещества или их смеси, которые при введении их в коррозионно-опасную среду в соответствующей концентрации, предотвращают или значительно снижают скорость коррозии.

Принцип действия ингибиторов коррозии заключается в их адсорбции на поверхности металла и образовании защитной пленки между металлической поверхностью, в том числе ее активными центрами, и коррозионно-активной средой [1].

Технология защиты трубопроводов от внутренней коррозии с применением ингибиторов коррозии (ИК) включает в себя четыре этапа:

- выбор ИК и метода его подачи в трубопровод;
- лабораторные испытания по определению концентраций реагентов, при которых достигается необходимый защитный эффект;
- проведение опытно-промысловых испытаний;
- организацию коррозионного мониторинга [2].

Современные ИК для нефтегазодобывающей промышленности, как правило, представляют собой растворы одного или нескольких органических соединений, обладающих высокими ингибирующими свойствами (так называемые «активные основы»), в углеводородном или водно-спиртовом растворителях. В качестве «активных основ» широко используют имидазолины, первичные амины, диамины, амидоамины, димеризованные амидоамины, четвертичные аммониевые основания, оксиэтилированные первичные амины, алкилпиридины, жирные кислоты, нафтеновую кислоту, додецилбензолсульфоновую кислоту, фосфатированные сложные эфиры этилового спирта, другие органические кислоты – уксусную, бензойную и т.д.

«Активной основы» в товарных формах ИК может быть до 60 % (обычно – 20...35 %). Кроме «активной основы» и растворителя, ингибиторы могут содержать различные добавки, обеспечивающие доведение физико-химических свойств продукта до заданных значений и облегчающие доставку ИК к защищаемой поверхности. Добавками регулируют pH, плотность, вязкость и другие свойства среды.

Растворимость и диспергируемость ИК в жидких рабочих средах (воде и углеводородах) являются одними из их важнейших характеристик, т.к. они определяют возможность переноса ИК по защищаемой системе, а также их доставку к поверхностям, требующим защиты.

По химической природе ингибиторы подразделяются на неорганические и органические.

Неорганические ингибиторы при неверно подобранной концентрации реагента вступают в реакцию с продуктами коррозии, что приводит к ее усилению, при этом большинство неорганических ингибиторов токсичны и не экологичны.

Поэтому наибольшее распространение в нефтегазовой сфере нашли органические ингибиторы – универсальные вещества типа имидазолинов, фосфоновых кислот, сульфонов, полимеров, аминов, танинов и т.д. Данный вид ингибиторов обладает смешанным действием, уменьшающим скорость и катодных, и анодных реакций. Их главным преимуществом и отличием от неорганических ингибиторов выступает тот факт, что органические вещества адсорбируются только на поверхности материала, не вступая в реакцию с оксидом железа.

По растворимости ИК подразделяют на водорастворимые, вододиспергируемые (коллоидно-растворимые в воде) и углеводородорастворимые [3].

Водорастворимые ингибиторы наиболее эффективны в условиях расслоения газожидкостной смеси (рисунок 1, а – г).

Вододиспергируемые и углеводородорастворимые ИК наиболее эффективны в случаях, когда выделения воды в отдельную фазу не происходит: пробковое, кольцевое и дисперсионное течения (рисунок 1, д – з).

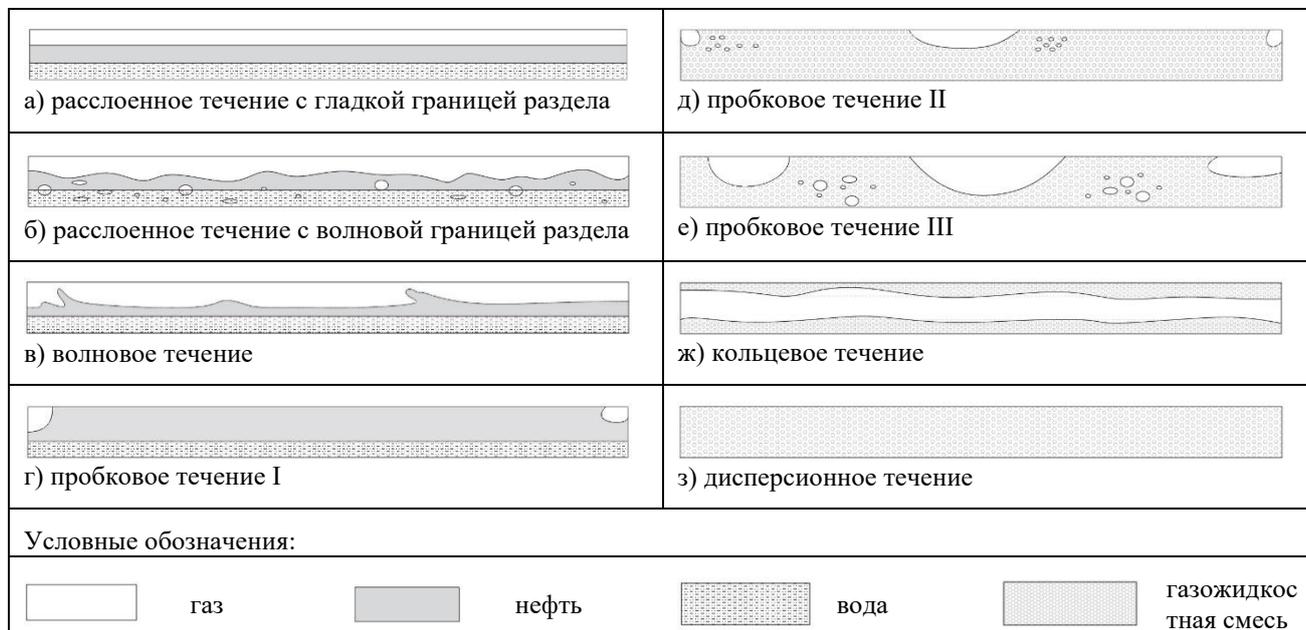


Рис. 1 – Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубопроводах

Выбор типа ингибитора тесно связан с методом его подачи в трубопровод.

Выделяют методы непрерывной (постоянное дозирование) и периодической (метод ударных обработок) подачи реагента.

Постоянное дозирование ИК в трубопровод осуществляется с применением блока дозирования реагента (БДР).

Установка дозирования реагента изготавливается в виде герметичного, теплоизолированного блока-бокса со съемной крышей, который представляет собой металлический рамный каркас, обшитый профнастилом или сэндвич-панелями. Все оборудование установки размещается внутри блок-бокса, предохраняющего его от воздействия осадков и несанкционированного доступа. Управление БДР может осуществляться в ручном и (или) автоматическом режиме.

БДР может быть выполнен в виде:

1) Раздельных помещений технологического и аппаратного отсеков. В данном исполнении отсек с аппаратурой выносится за пределы взрывоопасной зоны.

2) Технологического и аппаратного отсеков, которые устанавливаются на одной раме на расстоянии не менее 0,5 м друг от друга в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок и разделяются герметичной перегородкой (моноблочное исполнение). Конструкция данного типа устанавливается за пределами взрывоопасной зоны.

3) Отдельно стоящего технологического отсека, а также вынесенного за пределы взрывоопасной зоны силового шкафа, содержащего управляющее и контролирующее оборудование.

4) БДР, внутри которого расположены технологические узлы, а также силовой шкаф с управляющими и контролирующими приборами во взрывозащищенном корпусе. БДР в данном исполнении представлен на рисунке 2.



Рис. 2 – Блок дозирования реагента

Технологический отсек в общем случае комплектуется:

- технологической емкостью хранения реагента, которая располагается снаружи БДР и оснащается уровнемером, термометрами и подогревом;
- расходной емкостью, которая располагается внутри БДР и комплектуется уровнемерами, электрообогревателями, температурными датчиками и т.д.;
- шестеренной насосной установкой, соединяющей наружную и внутреннюю емкости и осуществляющей закачивание, перемешивание и перекачивание ингибитора;
- дозировочными насосами плунжерного или мембранного типа (минимум двумя: один – рабочий, второй – резервный) для автоматического регулярного ввода химического реагента в трубопровод;
- нагнетательным и приемным трубопроводом с запорно-регулирующей арматурой и дополнительными приборами;
- вентиляцией;
- системой внутреннего освещения;
- постами управления контрольно-измерительными приборами и автоматикой.

Дозировочные насосы являются основным оборудованием технологического отсека и объединяют в себе функции перекачивающего устройства, исполнительного органа-регулятора и измерительного прибора. Они позволяют обеспечить подачу заданного количества реагента, плавное изменение объемов дозирования, а также возможность точного измерения поданного количества вещества.

Среди дозировочных насосов наибольшее распространение нашли устройства плунжерного и мембранного типов.

Плунжерные насосы используются для транспортировки большого количества жидкости, в том числе высокоагрессивной и высокотоксичной, под большим напором. Внешний вид и устройство насоса плунжерного типа представлены на рисунке 3.

Принцип действия плунжерного насоса заключается в том, что при возвратно-поступательном движении плунжера создается избыточное или пониженное давление внутри рабочего цилиндра, сопровождающиеся выталкиванием жидкости или ее всасыванием.

Среди достоинств плунжерных насосов-дозаторов необходимо отметить:

- высокий уровень рабочего давления (порядка сотен МПа);
- высокая точность дозирования (погрешность составляет 0,1 – 2,5 %)
- высокий КПД (от 0,7 до 0,97), обычно 0,95;

– отлично встраиваются в автоматические технологические процессы.

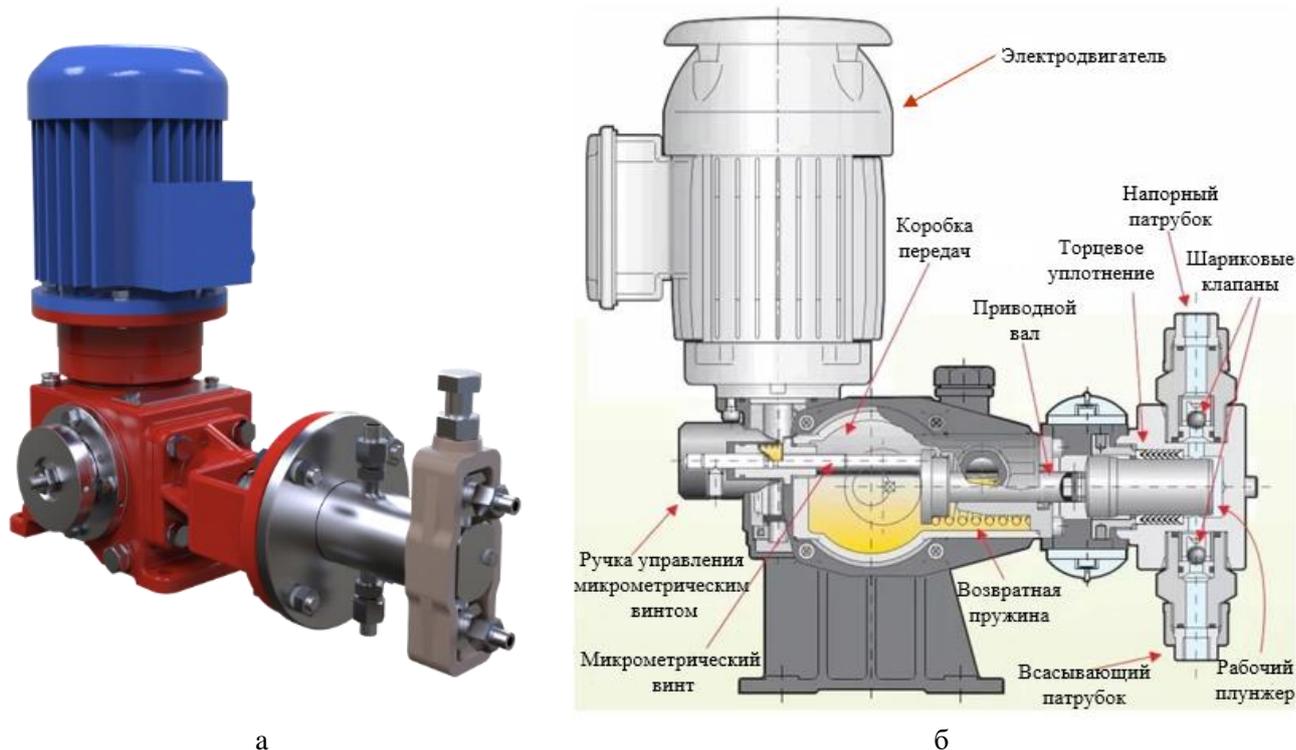


Рис. 3 – Внешний вид (а) и устройство (б) насоса плунжерного типа

К недостаткам следует отнести:

- большие габариты и вес;
- пульсации потока жидкости;
- чувствительность к загрязнению перекачиваемой средой.

Дозировочные насосы мембранного типа предназначены для перекачивания высоковязких жидкостей, содержащих абразивные компоненты. Внешний вид и устройство данного насоса приведены на рисунке 4.

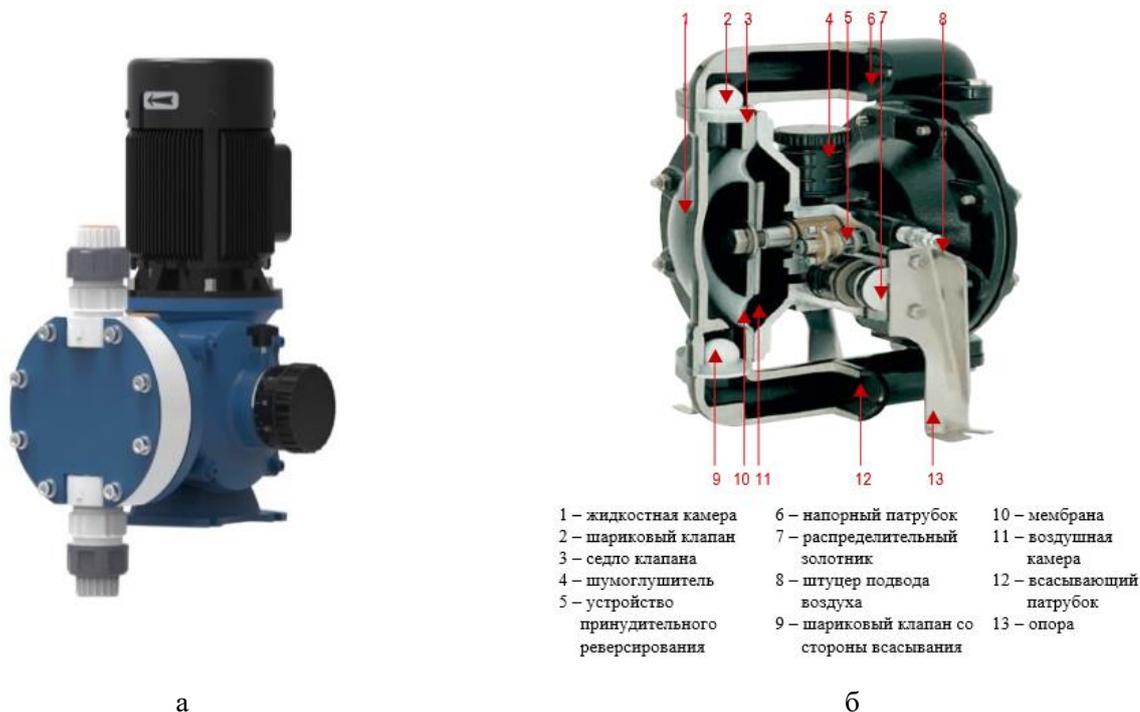


Рис. 4 – Внешний вид (а) и устройство (б) насоса мембранного типа

К достоинствам мембранных насосов относят:

- отсутствие внутри рабочей камеры подвижных деталей, исключающее попадание примесей и грязи;
- возможность изготовления деталей насоса из материалов, устойчивых к агрессивным воздействиям.

Среди недостатков выделяют:

- невысокий уровень рабочего давления (до 40 МПа);
- меньшая точность дозирования, чем у плунжерных насосов (с погрешностью 0,5 – 2,5 %);
- низкий ресурс мембран.

В аппаратном блоке размещается оборудование управления блоком дозирования реагента. Оно может быть подключено к пульту дистанционного управления по программе автоматизированной системы управления технологическими процессами. Наличие системы управления позволяет регулировать все рабочие процессы установки в автоматическом режиме при отсутствии человека.

Суть периодической подачи реагента заключается в том, что ИК периодически в необходимом объеме закачивается в камеру запуска очистного устройства и далее в виде «пробки» перемещается по трубопроводу между двух полиуретановых поршней до камеры приема.

Периодичность обработок определяют экспериментально по данным коррозионного мониторинга, но не реже одного раза в квартал [4].

Объем ИК, необходимый для осуществления одной обработки, принимают равным объему цилиндра с диаметром, равным внутреннему диаметру трубопровода и высотой, равно 60 внутренним диаметрам трубопровода на каждый 40 км его трассы.

По истечении периода последствия реагента проводится отбор проб транспортируемого продукта в конечной точке защищаемого участка трубопровода и анализируется его химический состав. Таким образом определяется остаточная концентрация ИК в трубопроводе, значение которой указывает на наличие или отсутствие необходимости корректировки объемов реагента.

Выбор тестируемых реагентов и методов их подачи в трубопровод сопровождается проведением лабораторных испытаний по определению необходимых концентраций реагента. Лабораторные испытания ИК проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 9.506-87 в два этапа [5].

На первом этапе исследуемый и вспомогательный электроды испытываются электрохимическим методом линейного поляризационного сопротивления при помощи коррозиметра. Коррозиметр замеряет фоновую скорость коррозии (в неингибированной среде) и скорость коррозии в среде с ингибитором, что позволяет определить эффективность реагента.

Принцип действия коррозиметра основан на наложении на его электроды, помещенные в проводящую электрический ток коррозионную среду, небольшой разности потенциалов (порядка 5 – 15 мВ). При этом плотность тока коррозии в соответствии с уравнением Штерна-Гири зависит от плотности внешнего тока. Преобразуя данную зависимость, ученые получили уравнение, позволяющее определить скорость коррозии как величину, обратную поляризационному сопротивлению – сопротивлению при протекании тока между корродирующими электродами при наложении на них небольшой разности потенциалов:

$$V_k = 0,5095 \cdot \frac{b_A b_K}{(b_A + b_K) \Delta U} \cdot \frac{I}{S_{эл}} \cdot I_{внеш}, \quad (1)$$

- где V_k – скорость коррозии, мм/год;
 b_A, b_K – эмпирические константы Тафеля для анодной и катодной реакции, В;
 ΔU – поляризующее напряжение, В;
 $S_{эл}$ – площадь электрода, м²;
 $I_{внеш}$ – сила тока от внешнего источника, А.

Значение поляризационного сопротивления R_n можно определить, используя формулу (2):

$$R_n = \frac{\Delta U}{I_{внеш}}. \quad (2)$$

Гравиметрический метод определения скорости коррозии предполагает помещение предварительно взвешенных образцов-свидетелей коррозии в несколько ячеек с неингибированной коррозионной средой. После некоторого времени во все ячейки кроме одной добавляют ИК определенной концентрации. По истечении заданного срока экспозиции образцы извлекают, очищают от продуктов коррозии и взвешивают вновь. Потерю веса образцов-свидетелей коррозии пересчитывают в среднюю поверхностную скорость потери массы металла в соответствии с формулой (3), после чего определяют защитный эффект тестируемого реагента по формуле (4).

$$V_k = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}, \quad (3)$$

где V_k – скорость коррозии, г/(м²·ч);
 m_1 – масса образца до испытания, г;
 m_2 – масса образца после испытания, г;
 S – площадь поверхности образца, м²;
 τ – время испытания, ч.

$$Z = \frac{V_{ко} - V_{ки}}{V_{ко}} \cdot 100, \quad (4)$$

где Z – защитный эффект, %;
 $V_{ко}$ – скорость коррозии в среде без ингибитора, мм/год;
 $V_{ки}$ – скорость коррозии образцов в среде с ингибитором, мм/год.

ИК, защитный эффект которых в ходе лабораторных испытаний достиг 85 % и более, подвергаются опытно-промышленным испытаниям. Реагент с необходимой концентрацией и в объеме, определенном в ходе лабораторных исследований, подают в трубопровод. В течение месяца следят за значениями скорости коррозии на участках трубопровода без ингибитора и с его присутствием, используя образцы-свидетели и датчики коррозии. Определяют толщину защитной пленки, наличие или отсутствие участков с ее утонением, рассчитывают защитный эффект тестируемых ингибиторов, определяют остаточную концентрацию реагента в конце защищаемого участка. В случае подтверждения эффективности действия тестируемых ингибиторов в условиях эксплуатации трубопровода, начинают их применение на объекте.

При этом ингибиторная защита должна сопровождаться коррозионным мониторингом – организованной с прогнозно-диагностическими целями системой наблюдений за состоянием реальных объектов, спланированной в пространстве и времени.

Единицей коррозионного мониторинга является точка коррозионного мониторинга – место на наблюдаемом объекте (трубопроводе), где размещены средства контроля.

Важно правильно подобрать точки коррозионного мониторинга. Оборудованием в первую очередь оснащают участки трубопроводов, транспортирующие наибольшее количество продукта; переходы трубопроводов через реки и водоемы, а также участки, на которых прогнозируется наибольшая скорость коррозии (с перепадами высот).

В качестве средств мониторинга используют размещаемые в трубопроводе образцы-свидетели коррозии, датчики, а также различные приспособления для отбора проб, ультразвуковые толщиномеры.

Как правило, размещение в полости трубопровода образцов-свидетелей коррозии осуществляется через лубрикаторные устройства, устанавливаемые на трубопроводе методом

холодной врезки. Конструкция такого устройства, представленная на рисунке 5, позволяет изменять глубину погружения оборудования в трубопровод на верхнюю, срединную либо донную часть без его полного извлечения и замены.



Рис. 5 – Лубрикаторное устройство

Для получения сведений об эффективности применения того или иного реагента при осуществлении ингибирования необходимо наличие точки контроля скорости коррозии до места подачи реагента в трубопровод и после. Достаточность расхода реагента определяется исходя из данных, полученных с точки контроля скорости коррозии в конце защищаемого участка, а также по остаточной концентрации ингибитора.

Таким образом, большинство стальных трубопроводов, ввиду наличия в транспортируемых по ним средах агрессивных компонентов, требуют применения ингибиторной защиты. В зависимости от структуры потока могут использоваться водорастворимые, вододиспергируемые и углеводородорастворимые реагенты. Оценка эффективности их действия осуществляется в ходе проведения лабораторных (электрохимический и гравиметрический методы) и опытно-промышленных испытаний и контролируется мероприятиями коррозионного мониторинга.

Библиографический список

1. СТО Газпром 9.3-028-2014. Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром». – М., 2015. – 25 с.
2. СТО Газпром 9.3-011-2011. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования. – М., 2011. – 27 с.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂ – коррозия нефтепромышленного оборудования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188 с. Текст: непосредственный.
4. ГОСТ Р Газпром 9.3-020-2012. Защита от коррозии оборудования и трубопроводов в пластовых водах в отсутствие или при низком содержании сероводорода. – М., 2013. – 25 с.
5. ГОСТ 9.506-87. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности. – М., 1993. – 13 с.

Обзор существующих методов и технологий выборочного ремонта промышленных нефтепроводов

Григорьев Л. Ю., Маслов А. А.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Промысловый нефтепровод представляет собой линейный объект с комплексом технических устройств, прокладываемый между площадками отдельных промышленных сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспорта с целью перекачки нефти под действием напора [1, 2]. Согласно п. 5.3 СП 284.1325800.2016 [3] промышленные нефтепроводы подразделяются на три класса:

- I класс – номинальным диаметром DN 600 и более;
- II класс – номинальным диаметром менее DN 600 до DN 300 включительно;
- III класс – номинальным диаметром менее DN 300.

В процессе эксплуатации элементы нефтепровода (трубы, запорная арматура, сварные соединения и т.д.) непрерывно подвергаются физическому износу из-за негативного воздействия транспортируемой продукции и окружающей среды. Существует множество типов дефектов, каждый из которых устраняется определенным методом ремонта. Выбор метода ремонта зависит от параметров дефектов и их взаимного расположения. Для устранения повреждений в трубах, арматуре, вентузах, сварных швах и др. применяются методы выборочного ремонта [4]. Такие методы могут использоваться для ремонта отдельной секции или группы секций, расположенных на расстоянии не более 100 м друг от друга [5]. Методы выборочного ремонта можно классифицировать в зависимости от способов устранения дефектов, режима работы ремонтируемого трубопровода, способов герметизации внутренней полости трубопровода (рисунок 1).



Рис. 1 – Классификация методов выборочного ремонта по технологическим особенностям

По способу устранения дефектов

По способу устранения дефектов трубопровода методы выборочного ремонта могут включать шлифовку, заварку, установку ремонтных конструкций, замену дефектных «катушек» [5].

Шлифовка представляет собой процесс удаления части металла с поверхности дефектного участка путем его снятия шлифованием с целью восстановления плавной формы стенки с потерями до 20 % от номинальной толщины. Такой метод ремонта применяется для устранения дефектов типа «потеря металла» (коррозионные дефекты, риски), расслоения с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа «аномалия сварного шва» (поры, чешуйчатость) и дефектов в местах, примыкающих к бездефектным поперечным или продольным сварным швам.

Заварка дефектов (также наплавка) производится посредством восстановления толщины стенки в местах потери металла или сварного шва за счет наплавления. Наплавка применяется для ликвидации дефектов типа «потеря металла» с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа «аномалия сварного шва» (поры, подрезы, недостаточная ширина шва и т.д.).

При ремонте методом «установка ремонтных конструкций» производится подбор муфт и иных конструкций для восстановления поврежденного участка в зависимости от типа дефектов и их параметров. Такие конструкции могут быть постоянного или временного исполнения: конструкции постоянного ремонта устанавливаются на все время дальнейшей эксплуатации нефтепровода, а конструкции временного ремонта – на ограниченный период времени. Ремонтные конструкции применяются для устранения:

- дефектов наружной и внутренней поверхностей труб (дефекты типа «вмятина», «гофр», «потеря металла», «трещина» и т.д., также в сочетании с другими дефектами);
- дефектов в продольных, спиральных и угловых сварных соединениях типа «расслоение», «шлаковое включение», «утяжина», «подрез», «непровар» и т.д.;
- дефектов в вантузах, патрубках, сигнализаторах пропуска средства очистки и диагностики (СОД) и т.д.

Существует большое количество ремонтных конструкций, которые можно разделить на группы в зависимости от технологии установки. Классификация технологий монтажа ремонтных конструкций приведена на рисунке 2 [6 – 10].



Рис. 2 – Классификация технологий установки ремонтных конструкций

В зарубежных источниках также можно встретить следующую классификацию [11]:

- муфты типа А (sleeves of type A) – две полумуфты помещаются на дефектный участок и свариваются между собой (продольный шов) без последующей приварки к телу трубы;
- муфты типа В (sleeves of type B) – две полумуфты свариваются между собой (продольный шов), а их торцы привариваются непосредственно к телу трубы (кольцевой и угловой швы).

Замена дефектной «катушки» представляет собой процесс вырезки поврежденного участка трубы, запорной арматуры, тройника с последующей вваркой бездефектной «катушки» с геометрическими параметрами, идентичными вырезанной секции. Такой метод ремонта может применяться в случае образования недопустимого сужения проходного диаметра эксплуатируемого нефтепровода или появления трещин большой протяженности, глубоких

вмятин (более 50 – 70 % от толщины стенки). Для вырезки «катушек» применяются методы безогневой и огневой вырезки (рисунок 3) [12].

При безогневой резке используются инструменты и оборудование, не дающие искр или огня. Данный метод может быть применен в случае, если в трубопроводе присутствуют остатки нефтепродуктов без избыточного давления, а также для вырезки участков, расположенных ближе, чем на 5 м к запорной арматуре.

Огневой метод связан с применением оборудования, производящим вырезку «катушек» за счет энергии взрыва или струи плазмы. Данный метод может использоваться в случае необходимости вырезки «катушки» за короткий промежуток времени.

Дефектные «катушки» могут удаляться посредством ножовок, ручных труборезов, машин для резки труб (МРТ), орбитальных труборезов, мини-станков, кумулятивных труборезов. Бездефектные «катушки» можно вырезать при помощи ножовок, ручных труборезов, орбитальных труборезов, мини-станков, электротруборезов, машин плазменной резки труб.



- 1 – ручная ножовка; 2 – ручной труборез; 3 – машина для резки труб;
4 – орбитальный труборез; 5 – мини-станок для резки труб; 6 – электротруборез;
7 – кумулятивный труборез; 8 – машина для плазменной резки

Рис. 3 – Типы труборезов

Для сварки составных частей ремонтных конструкций, сварки дефектных «катушек» и вантузов могут использоваться следующие методы сварки [12, 13]:

- ручная дуговая сварка плавящимися электродами;
- механизированная и автоматическая дуговая сварка в защитных газах проволокой сплошного сечения или порошковой проволокой;
- механизированная и автоматическая сварка самозащитной порошковой проволокой.

По режиму работы нефтепровода

При проведении ремонтных работ нефть может освобождаться из трубопровода полностью или частично (с остановкой перекачки), либо ремонтные работы могут проводиться на действующем нефтепроводе (без остановки перекачки).

Остановка перекачки с полным освобождением характерна для ремонта с заменой дефектной «катушки». Существует большое количество технологий освобождения нефтепроводов, которые можно классифицировать по схеме, приведенной на рисунке 4 [14].

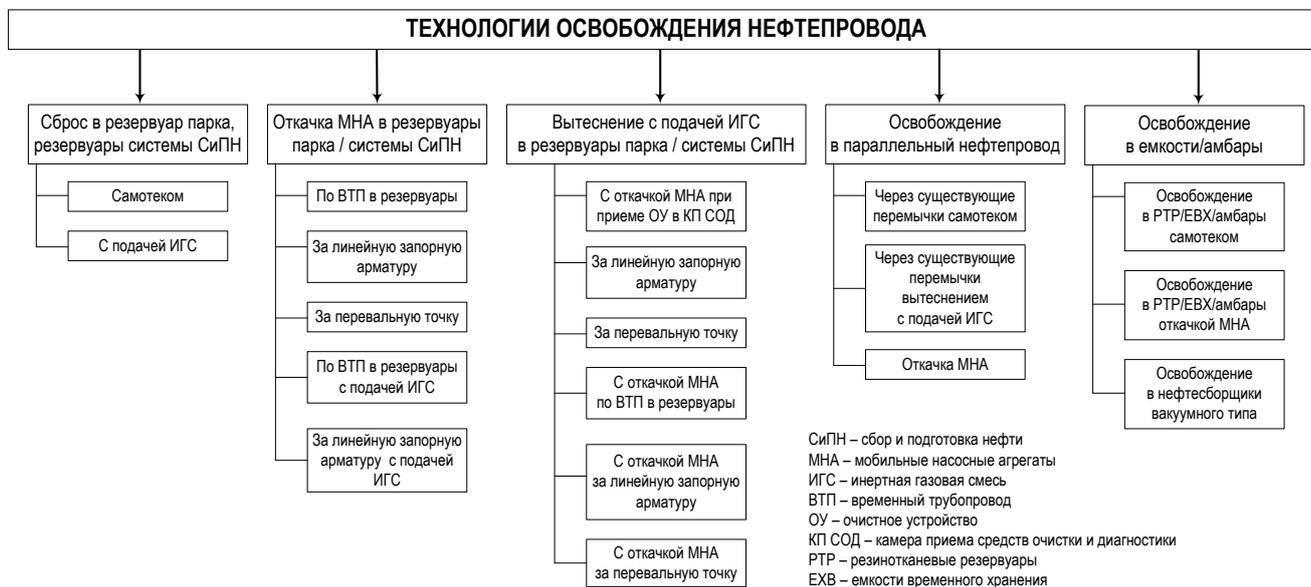


Рис. 4 – Классификация технологий освобождения нефтепровода

В качестве мобильных насосных агрегатов могут использоваться следующие передвижные установки:

- цементировочные агрегаты (ЦА);
- передвижные насосные установки (ПНУ);
- мобильные откачивающие насосные агрегаты (МОНА);
- установки сбора и закачки нефти (УСЗН);
- мобильные насосно-транспортные установки (УНТМ).

В качестве инертного газа для освобождения нефтепровода может использоваться азот. Для его выработки, компримирования и подачи применяются мобильные компрессорные азотные установки (МКАУ).

Частичное освобождение нефтепровода может требоваться при установке герметизирующих чопов с целью устранения сквозных отверстий. При таком ремонте нефтепровод освобождают от продукта по верхней образующей трубы.

Ремонт без остановки перекачки нефти, как правило, производится при шлифовке, заварке дефектов и установке ремонтных конструкций. Однако существует технология, которая также позволяет проводить замену «катушки» трубы или запорной арматуры без остановки трубопровода. Технология ремонта без остановки перекачки (технология «Байпас») предусматривает монтаж байпасной линии в обход дефектной секции (рисунок 5). Перед сборкой такой линии по обеим сторонам от торцов дефектного участка монтируют по два разрезных тройника: первый, расположенный ближе к дефектной секции, предназначен для установки ремонтных машин, а второй – для монтажа байпасного отвода [15]. С целью обеспечения планового и аварийного перекрытия поверх разрезных тройников монтируются специальные отсекающие задвижки (сэндвич-задвижки).

После установки сэндвич-задвижек на предварительно приваренные разрезные тройники производятся операции по вырезке отверстий в действующем нефтепроводе. Для выполнения отверстий используется специальное устройство для вырезки отводов (УВО). Затем производят закрытие запорной арматуры для монтажа байпасной линии и отсекающих машин с

герметизирующими выдвижными головками, которые вводятся во внутреннюю полость и, расширяясь, плотно прижимаются к внутренним стенкам трубы, тем самым отсекая дефектную секцию. Отсеченную секцию освобождают от продукта и далее производят замену «катушки». После проведения сварочно-монтажных работ отсекающие машины и байпасную линию демонтируют, а разрезные тройники герметизируют специальными заглушками.

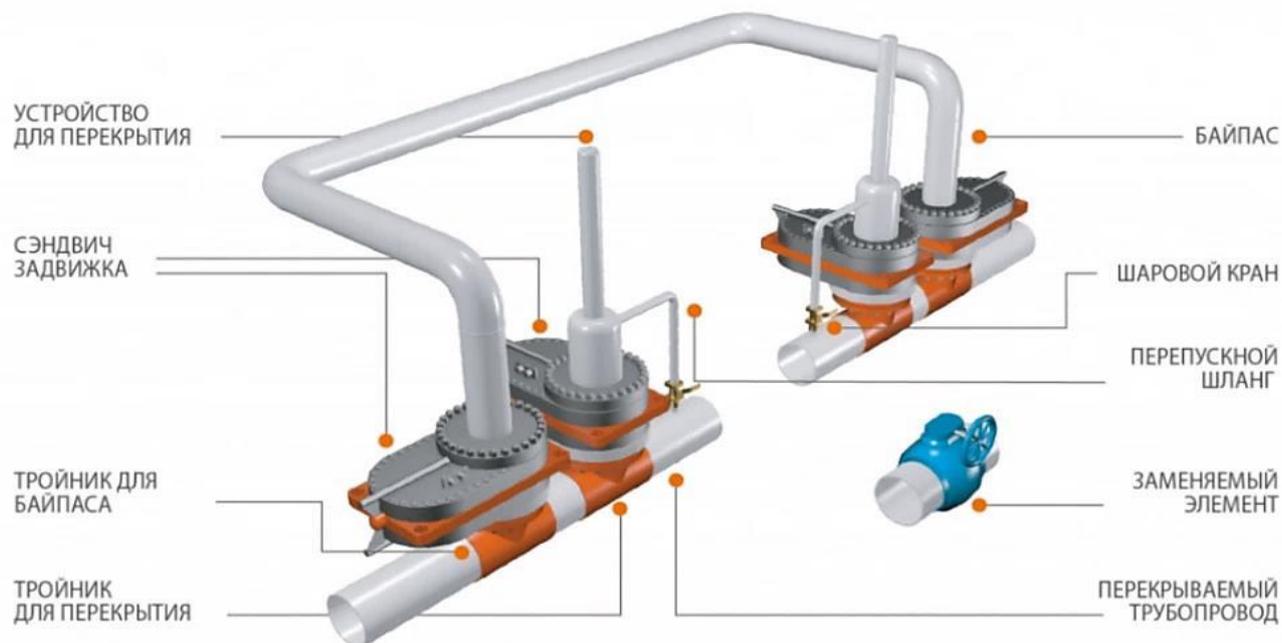


Рис. 5 – Технологическая компоновка «ИНТРАФИТ» для ремонта дефектного участка с применением технологии «Байпас» [16]

По способу герметизации внутренней полости

При ремонте трубопровода заменой дефектной «катушки» внутренняя полость труб, примыкающих к области сварки бездефектной трубы, должна быть загерметизирована с целью недопущения выхода взрывопожароопасных компонентов в зону проведения сварочных работ. Устройство, помещаемое во внутреннюю полость ремонтируемого нефтепровода с целью ее перекрытия, называется герметизатором. Для герметизации внутренней полости могут использовать следующие устройства и материалы [17 – 22]:

1) пневматические герметизаторы, включающие пневматические заглушающие устройства (ПЗУ), резинордные герметизаторы (ГРК), пневматические эластичные внутритрубные герметизаторы (ГПЭВТ), функциональные универсальные герметизирующие устройства (ФУГУ);

2) глиняные тампоны;

3) герметизирующие головки (см. выше в описании технологии «Байпас»);

4) интеллектуальные герметизаторы (технология «SmartPlug» или «Remote Tesco Plug»).

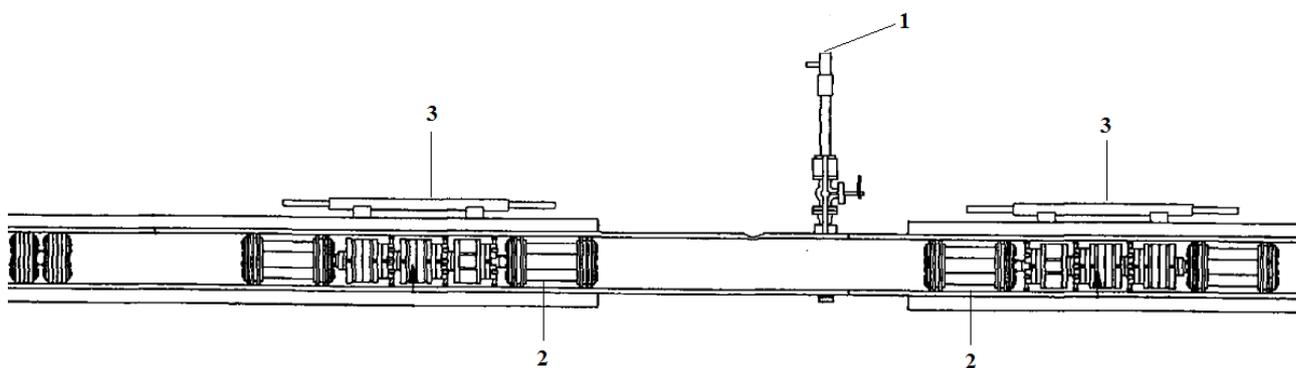
Герметизаторы типа ПЗУ, ГРК и ГПЭВТ представляют собой эластичные оболочки, которые помещаются во внутреннюю полость через открытые торцы труб, «окна» или патрубки с задвижками и затем наполняются воздухом (или инертным газом), при этом расширяясь и, тем самым, перекрывая полость за счет плотного прижатия к стенкам. Такие герметизаторы могут использоваться на нефтепроводах DN 100 – 1200 [18]. Удаление устройства осуществляется в камеру приема СОД, однако если герметизатор произведен из пенополистирола, то его можно удалить путем подачи органического растворителя [23].

ФУГУ состоит из корпуса с направляющим устройством и сменной одноразовой эластичной оболочкой. Такой герметизатор помещается через открытые торцы труб или патрубки с задвижками. Оболочка наполняется воздухом (или инертным газом) и расширяется, герметизируя внутреннюю полость. ФУГУ могут применяться на нефтепроводах DN не менее 400 [18].

Глиняные герметизаторы рекомендуется применять на нефтепроводах небольших диаметров (57 – 426 мм), трубопроводах с неисправными камерами пуска и приема СОД

(КППСОД), а также при ремонте тройников. Для герметизации внутренней полости данным методом используется глина, которая набивается в полость послойным трамбованием. Удаление тампона происходит путем срыва нефтью при заполнении трубопровода.

Интеллектуальные герметизаторы (рисунок 6) используются преимущественно на зарубежных нефтегазопромыслах. Данные устройства используются для отсечения дефектного участка без предварительной вырезки «катушки». Пара герметизаторов запускается в трубопровод через камеру запуска СОД и направляется до заданных точек. По достижении целевого участка производят расширение кожуха изолирующих модулей, которые плотно прижимаются к внутренним стенкам трубы. Раскрытие корпуса происходит за счет подачи сигнала приемопередатчиком (антенная система SmartTrack), работающего на частоте до 22 Гц. Перед пуском в ремонтируемый нефтепровод его внутренняя полость должна быть очищена от асфальтосмолопарафиновых отложений с помощью СОД. Удаление устройства производится в камере приема СОД за счет подачи сигнала приемопередатчиком.



1 – устройство холодной вырезки; 2 – герметизаторы; 3 – приемопередатчики

Рис. 6 – Участок, отсеченный герметизаторами интеллектуального типа [21]

Некоторые модели интеллектуальных герметизаторов имеют байпасную систему, через которую возможно пропускать часть продукции из отсекаемого пространства. Западные компании чаще применяют данную технологию для ремонта газопроводов ввиду возможности снижения выбросов газа, а также для ремонта подводных трубопроводов, т.к. затраты на интеллектуальные устройства технологически целесообразны для морских месторождений, где необходимо использовать смарт-технологии с дистанционным управлением. Тем не менее, данную технологию можно применять для ремонта нефтепроводов, проложенных на суше. Например, интеллектуальные герметизаторы использовались для проведения ремонтных операций на канадских подземных нефтепроводах [24]. Технологию «SmartPlug» также можно применять на нефтепроводах при ремонте труб, примыкающих к КППСОД. Устройство помещается в камеру и отправляется до заданной точки, где происходит его остановка. После герметизации отсеченная трубная секция и КППСОД демонтируются для дальнейшей замены на новое оборудование.

При ремонте нефтепровода методами шлифовки, заварки дефектов и установки ремонтных конструкций герметизации внутренней полости не требуется.

Библиографический список

1. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
2. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01.04.2014 № 278-ст. – М., 2015. – 89 с.
3. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ: утвержден Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 16.12.2016 № 978/пр. – М., 2016. – 199 с.

4. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
5. РД-23.040.00-КТН-140-11. Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
6. ГОСТ Р 59724-2021. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Конструкции ремонтные. Общие технические условия: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06.10.2021 № 1075-ст. – М., 2022. – 22 с.
7. РД-23.040.00-КТН-201-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций.
8. Соединительные и ремонтные муфты STRAUB // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2017. – № 6. – С. 112 – 113.
9. Соединительные муфты для нефтегазовой и химической промышленности ROMACON // Технологические инновационные системы. – URL: tisys.ru. (дата обращения: 11.11.2022). Текст: электронный.
10. Dumitrescu A., Minescu M., Dinita A. et al. Corrosion Repair of Pipelines Using Modern Composite Materials Systems: A Numerical Performance Evaluation [Online] 2021: MDPI: Available from: <https://doi.org/10.3390/en14030615> [Accessed 11th November 2022].
11. Jaske C.E., Hart B.O., Bruce W.A. (2006). Pipeline repair manual. Houston, texas, USA: Technical Toolboxes. 190 p.
12. РД-23.040.00-КТН-064-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистрального трубопровода. Требования к организации и выполнению работ.
13. СП 406.1325800.2016. Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения: утвержден Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 19.09.2018 № 596/пр. – М., 2019. – 31 с.
14. РД-75.180.00-КТН-227-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов и заполнение после окончания ремонтных работ. Требования к организации и проведению работ.
15. Hot Tapping and Line Stopping – Overview // EPCM Holdings. – URL: epcmholdings.com. (дата обращения: 25.11.2022). Текст: электронный.
16. Врезка и перекрытие трубопровода под давлением // INTRA. – URL: sc-intra.ru. (дата обращения: 25.11.2022). Текст: электронный.
17. ГОСТ Р 59827-2021. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройства для перекрытия трубопроводов и патрубков. Общие технические условия: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28.10.2021 № 1384-ст. – М., 2022. – 21 с.
18. ОТТ-23.040.00-КТН-12. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройство для перекрытия трубопроводов и патрубков. Общие технические условия.
19. Plugging technologies eases decommissioning challenges [Online] 2006: Offshore Magazine: Available from: <https://www.offshore-mag.com/pipelines/article/16754659/plugging-technology-eases-decommissioning-challenges> [Accessed 28th November 2022].
20. Aleksandersen J., Tvelt E. The Smart Plug: A Remotely Controlled Pipeline Isolation System [Online] 2001: OnePetro: Available from: <https://onepetro.org/ISOPEIOPEC/proceedings-abstract/ISOPE01/All-ISOPE01/ISOPE-I-01-152/7897> [Accessed 28th November 2022].
21. Bowie A.G. (2013). Pipeline Isolation Tool and Method (U.S. Patent No. 2013/0199651 A1, F16L 55/132 (2013.01), F16L 55/28 (2013.01)). Google Patents. Available from: <https://patents.google.com/patent/US20130199651A1/en> [Accessed 28th November 2022].
22. Remote Tecno Plug. Non-intrusive Inline Isolation // STATS GROUP. – URL: <https://statsgroup.com> (дата обращения: 28.11.2022). Текст: электронный.

23. Пат. № 2341721 Российской Федерации. Способ проведения ремонтных работ на трубопроводе с использованием временного перекрытия (варианты) и тампон-герметизатор для временного перекрытия трубопровода / Сусоров И. А., Миков А. И., Шипилов А. И. Текст: электронный. URL: <https://findpatent.ru/patent/234/2341721.html>. (дата обращения: 25.11.2022). Текст: электронный

24. Remote Tecno Plug Pipeline Relocation, Canada // STATS Group. – URL: <https://statsgroup.com/> (дата обращения: 28.11.2022). Текст: электронный.

УДК: 622.692.4.07

Оценка техногенного воздействия на многолетнемерзлые грунты при эксплуатации магистральных газопроводов

Казакова Т. И., Шишкин И. В., Бирилло И. Н., Филиппов П. В.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Преобладающая доля разрабатываемых и перспективных месторождений ПАО «Газпром» располагается в Арктической зоне, что создает сложные условия для сооружения, эксплуатации технического обслуживания и ремонта объектов добычи и транспортировки газа.

Для магистральных газопроводов наибольшую опасность при эксплуатации представляет то, что многолетнемерзлые грунты в талом состоянии теряют свою несущую способность, что может привести к потере устойчивости пространственного положения объекта, а при возникновении избыточных напряжений и к аварийным разрушениям, последствия которых для уязвимой экосистемы будут катастрофическими.

Для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации технологических объектов в Арктической зоне необходимо реализовывать системный подход к контролю за техногенным воздействием на криолитозону, разрабатывать и внедрять мероприятия по снижению степени воздействия.

Изучение вопроса техногенного воздействия на криолитозону при эксплуатации магистральных газопроводов проводилось на примере линейной части газопровода Бованенково – Ухта (1-я нитка) на сухопутных участках с 0,0 км до 441,5 км трассы, в первые пять лет его работы. Нужно отметить, что до 317,6 км газ транспортируется при отрицательной температуре, а на остальной трассе газ транспортируется «теплым».

При обработке результатов периодических обследований произведено следующее:

- выявлены основные виды нарушений, характерные для образования и развития на линейной части магистральных газопроводов;
- изучена динамика образования и развития характерных нарушений в течение первых пяти лет после начала эксплуатации газопровода;
- определены основные техногенные и естественные факторы, являющиеся причиной образования и развития характерных нарушений;
- оценена эффективность проектных решений, направленных на снижение техногенного влияния на криолитозону и минимизации эрозионных процессов.

Всего на трассе газопровода было выявлено пять групп типовых повреждений:

- эрозия грунта обратной засыпки на склоновых и береговых участках (рисунок 1, а);
- обводнение и заболачивание зоны обвалования газопровода (рисунок 1, б);
- термоденудация грунта обратной засыпки на склоновых и береговых участках (рисунок 1, в);
- просадка обвалования (рисунок 1, г);
- термокарстовые проявления (рисунок 1, д).

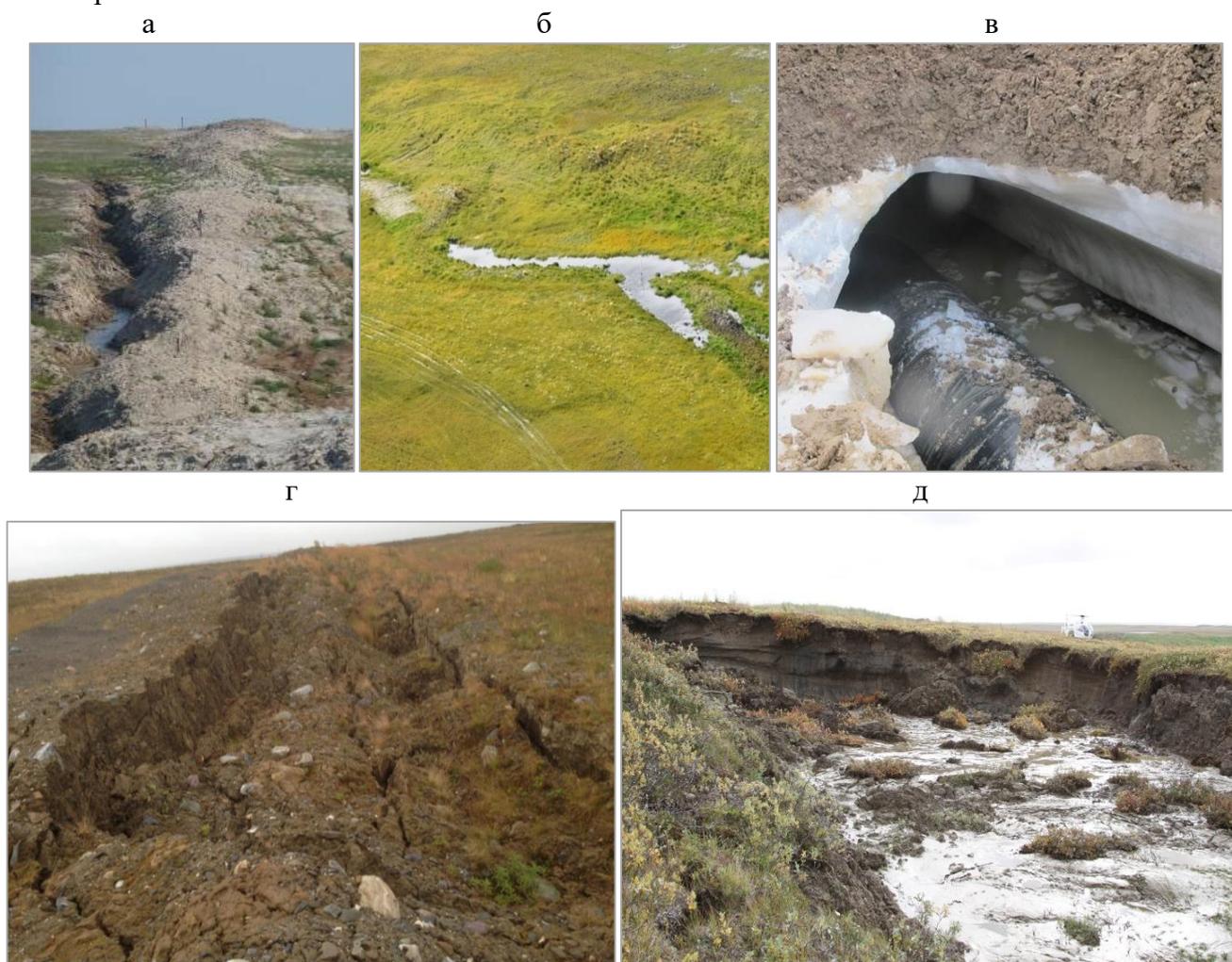
Дефекты, связанные с эрозионной деятельностью поверхностных водотоков встречались как на полуострове Ямал, так и на материковом участке с одинаково высокой частотой. Интенсивность эрозионных процессов в значительной степени зависит от крутизны склона и величины угла между направлением склона и осью газопровода.

Самыми распространенными нарушениями на всем обследованном участке являются обводнения и заболачивание территории, что вызвано нарушением поверхностного водотока за счет наличия обвалования.

Термоденудация грунта обратной засыпки является особым типом дефектов, характерным только для «теплых участков» – это полное растепление околотрубных грунтов с последующим выносом водогрунтовой составляющей вниз по склону. Такие дефекты являются опасными и при значительной протяженности могут привести к нарушению устойчивого положения газопровода.

Дефект типа просадка обвалования встречается преимущественно на участках газопровода с положительной рабочей температурой. На участках газопровода с отрицательной температурой дефекты данного типа встречаются примерно в 8 раз реже.

Особым типом дефектов, зафиксированным на полуострове Ямал, является термокарст. Образование дефектов данного типа является естественным слабо предсказуемым процессом, несущим большую потенциальную опасность для газопровода. Поэтому все участки карстообразования, расположенные вблизи газопровода, находятся под регулярным мониторингом.



а – эрозия грунта обратной засыпки; б – обводнение и заболачивание зоны обвалования;
в – термоденудация грунта обратной засыпки на склоновых и береговых участках;
г – просадка обвалования; д – термокарстовые проявления

Рис. 1 – Примеры типовых дефектов, характерных для участков газопроводов, расположенных в зоне многолетнемерзлых грунтов:

Основными причинами образования эрозии грунта обратной засыпки, обводнения и заболачивания территории являются:

- интенсификация сезонного оттаивания грунтов за счет разрушения растительного слоя при строительстве газопровода;
- нарушение естественного поверхностного водотока на склоновых участках за счет формирования искусственной преграды в виде обвалования газопровода.

Основными причинами образования термоденудации и просадки грунта являются:

- избыточное содержание льда и снега в грунте обратной засыпки при строительстве;
- разрушение растительного слоя при строительстве газопровода;
- интенсивное растепление околотрубного грунта из-за отсутствия теплоизоляции или недостаточно эффективной работы установленной теплоизоляции.

Основной причиной образования термокарстов являются естественные процессы [1].

Подробно механизмы образования термоэрозии и термоденудации грунта обратной засыпки и причины интенсификации процессов рассмотрены в работе [2].

Для предотвращения протекания термоэрозионных процессов проектом было предусмотрено применение следующих решений по инженерной защите береговых и склоновых участков:

- грунтозадерживающие барьеры из грунтозаполненных синтетических мешков;
- теплозащитные противооползневые экраны;
- грунтозаполняемая георешетка;
- гибкие бетонные маты.

В ходе периодических наземных обследований было выявлено, что грунтозадерживающие барьеры являются эффективным техническим решением. Всего данное решение проектом было предусмотрено на 99 склоновых и береговых участках, за первые пять лет работы газопровода размыв произошел только на одном участке.

Теплозащитные противооползневые экраны установлены на 27 участках, за период наблюдений термоэрозионных процессов на них зафиксировано не было, поэтому данное инженерное решение признано эффективным.

Георешетки стандартной открытой ячеистой структуры не доказали свою эффективность, уже через два года эксплуатации на более чем 30 % участков были зафиксированы дефекты в виде выноса грунта и разрушения решетки. К пяти годам эксплуатации уже около половины участков имели такие дефекты. Именно поэтому на эксплуатации было принято решение по установке гибких бетонных матов на некоторых водных переходах, так как при ледоходе георешетка полностью приходила в негодность.

На основании вышесказанного были предложены следующие рекомендации:

- так как наиболее опасным техногенным воздействием на многолетнемерзлые грунты является нарушение растительного слоя при строительстве и обслуживании производственных объектов, то для минимизации воздействия необходимо применять специальные временные дорожные покрытия;

- на участках газопроводов, расположенных на территории сплошного и массивно-островного распространения мерзлых грунтов, с точки зрения обеспечения эксплуатационной безопасности, эффективно работать на режимах с отрицательной температурой транспортируемого газа;

- при строительстве участков газопроводов, работающих с положительной рабочей температурой, необходимо уделять особое внимание плотности установки и прочности закрепления теплоизоляционного покрытия, так как даже незначительные сквозные повреждения теплоизоляции приводят к интенсивному снижению ее эффективности;

- в качестве инженерной защиты склоновых и береговых участков рекомендуется применять грунтозадерживающие барьеры, противооползневые экраны и гибкие бетонные маты и избегать применения георешетки открытой ячеистой структуры в особенности на береговых участках.

Библиографический список

1. Родионова Т.В. Исследование динамики термокарстовых озер в различных районах криолитозоны России по космическим снимкам: Диссертация на соискание ученой степени канд. географ. наук. – 2013. – 196 с.
2. Работинская Т. И., Бирилло И.Н. Термоэрозия и термоденудация грунта обратной засыпки магистральных газопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов// В сб. материалов межд. конф. «Рассохинские чтения» в 2 ч. / под редакцией Н.Д. Цхадая – Ч. 2 – 2019. – С. 134-137.

УДК 624.042

Анализ влияния параметров выдавки на механические свойства трубной стали

Малинин В. Г.^{1,2}, Савич В. Л.², Мучкинова Л. И.², Отев К. С.²

1 - Орловский государственный аграрный университет им. Н. В. Парахина, г. Орел, Россия

2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Оценка технического состояния линейной части магистральных трубопроводов на этапе эксплуатации производится на основе параметров технического состояния, к которым относятся в том числе механические характеристики трубных сталей. Долговечность трубопровода в значительной степени определяется технологическими и эксплуатационными дефектами. Именно на механические внешние воздействия приходится до 6 % причин распределения аварий на трубопроводах. Данные дефекты классифицируют как задиры, то есть потеря металла, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении. Задиры оказывают влияние на остаточную долговечность трубопровода. Анализ производственного опыта оценки технического состояния участка трубопровода с дефектами показал, что задиры являются концентраторами напряжений. Развитие этих дефектов приводит к возникновению аварийных ситуаций, что обуславливает актуальность исследований влияния параметров дефекта на прочность и долговечность трубопровода [5].

Задача исследования заключается в оценке критических параметров задира, определяющих безопасную эксплуатацию трубопровода [3,5]. На первом этапе исследования проводился анализ зависимости механических характеристик трубной стали от длины дефекта с помощью одноосного растяжения на разрывной машине [1,2,4].

Для оценки механических параметров стали при наличии дефекта, нами была изготовлена партия изделий с выдавками из конструкционной низколегированной стали с повышенным содержанием марганца марки 17Г1С в количестве 10 штук. Дефекты на изделиях наносились в центральной части механическим способом путем вдавливания зубила перпендикулярно оси статического растяжения [3].

Выдавки характеризуются одинаковой глубиной и шириной проникновения в тело металла, но различной длиной и составляют 6, 10 и 16 мм. Все пластины были отсортированы по выдавленным в них дефектам, промаркированы и размечены под дальнейшую вырезку из них изделий для статических испытаний. Геометрические размеры образцов выбирались в зависимости от захватов испытательной техники. Все изделия для испытаний на растяжение были подвергнуты разрушению с получением характеристик прочности и пластичности: предел пропорциональности; предел текучести; предел прочности (временное сопротивление разрыву) и относительное удлинение.

Результаты испытаний были выданы в виде протоколов испытаний в координатах $P - \Delta l$ и обработаны. Для получения механических характеристик материала перестроили исходную диаграмму в условную диаграмму растяжения в координатах $\sigma - \varepsilon$ (рисунок 1). Результаты испытаний на растяжение плоских образцов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты испытаний на растяжение

	Образец без дефекта	Дефект 6 мм	Дефект 10 мм	Дефект 16 мм
$\sigma_{\text{проч.}}$, МПа	195,01	219,72	182,28	169,85
$\sigma_{\text{текуч.}}$, МПа	288,4	256,14	304,29	296,75
$\sigma_{\text{проч.}}$, МПа	409,12	365,8	405,44	394,86
ϵ , %	10,68	7,3	6,65	5,27

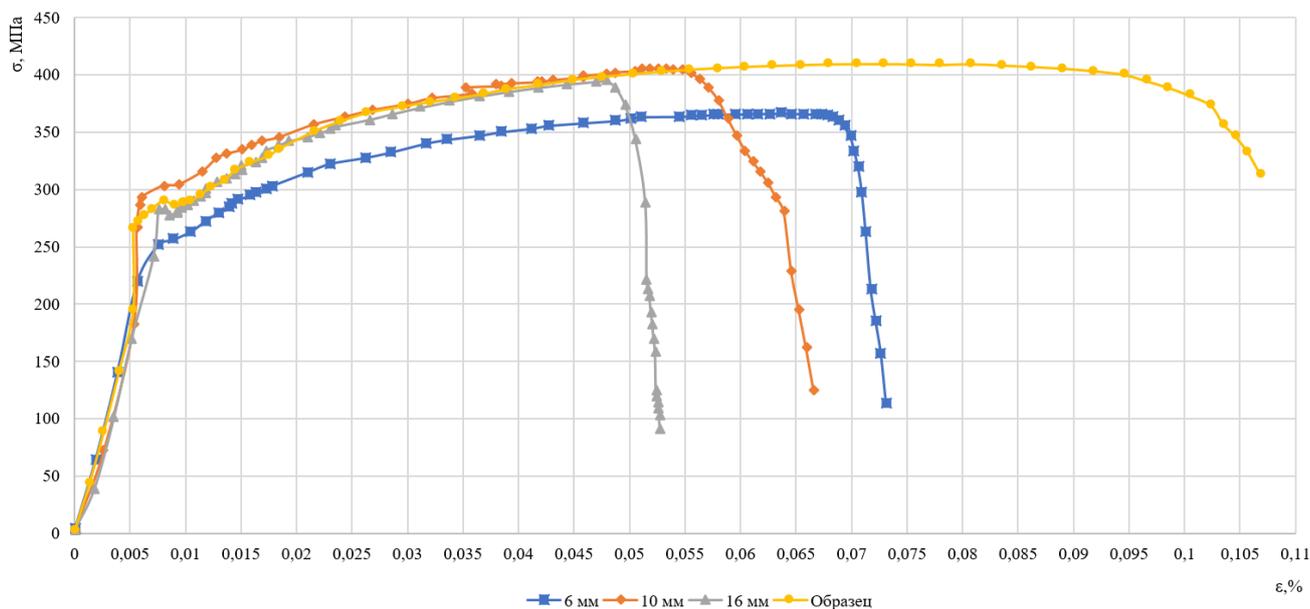


Рис. 1 – Сводная диаграмма $\sigma - \epsilon$ на растяжение образца и плоских изделий с дефектами

Обсуждение результатов.

1. Анализ результатов испытаний на растяжение показал, что изделия с дефектами 6, 10 и 16 мм и центральным расположением перпендикулярно оси растяжения разрушались по задиру с последующим переходом на основной материал в одной плоскости разрушения (рисунок 2).

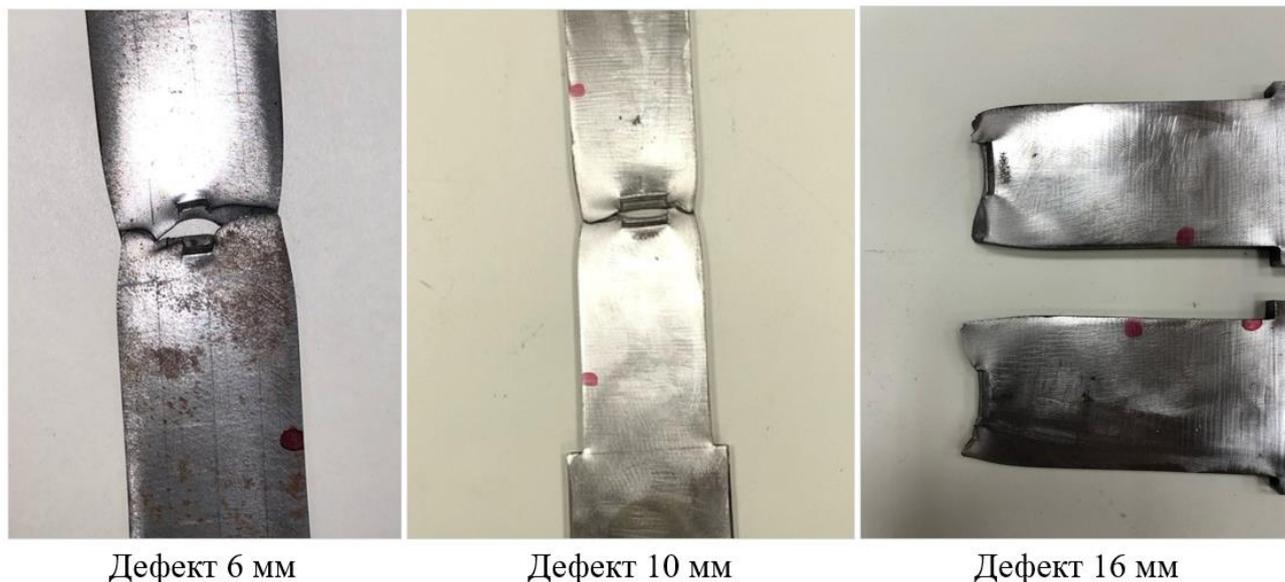


Рис. 2 – Разрушенные изделия

Это можно объяснить следующим образом: задиры создают особое напряженное состояние в изделии, которое характеризуется концентрацией дислокаций в зоне дефекта вследствие наличия областей текучести вокруг концентратора напряжений.

2. При переходе в зону разрушения наблюдается резкое ступенчатое падение напряжения у изделия с дефектом 16 мм. При этом образовавшаяся макротрещина начинает активно развиваться. Происходит освобождение энергии по механизму отрыва, следствием чего начинает развиваться магистраль этой макротрещины с переходом на основной материал. На диаграмме испытаний это показано ступенчатостью изменения напряжений в зоне разрушения по плоскости основного материала (рисунок 3).

Также по диаграмме можно отметить, что падение напряжения происходит практически при одинаковой деформации. Это объясняется первоначальным симметричным расположением дефекта относительно центра поперечного сечения.

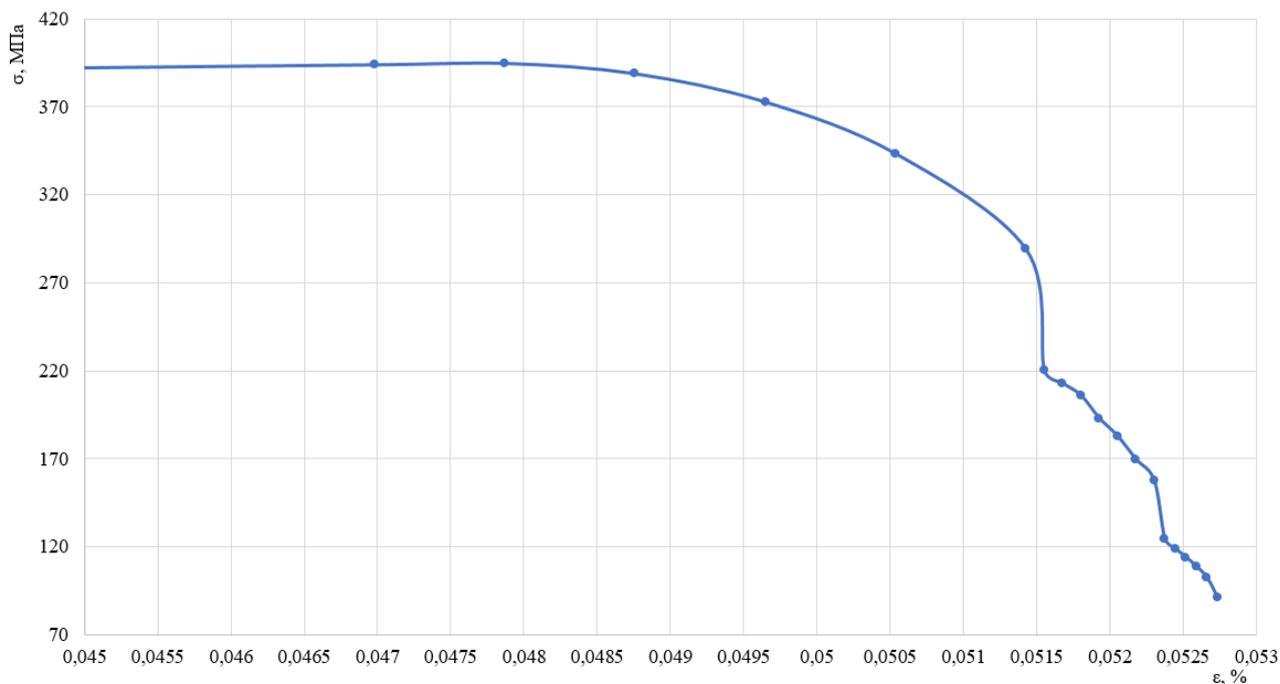


Рис. 3 – Участок диаграммы $\sigma - \varepsilon$ дефект 16мм

3. По полученным диаграммам особенно хочется отметить, что наблюдается рост напряжений изделия с дефектом 10 мм в области упруго-пластичной деформации. Характеризует ярко выраженный механизм сохранения целостности материала. При длине дефектов до 10 мм все разрушения протекают на структурном уровне с накоплением внутренней энергии и внутренних деформаций, что объясняет рост напряжений в зонах упругости, текучести и прочности (рисунок 4).

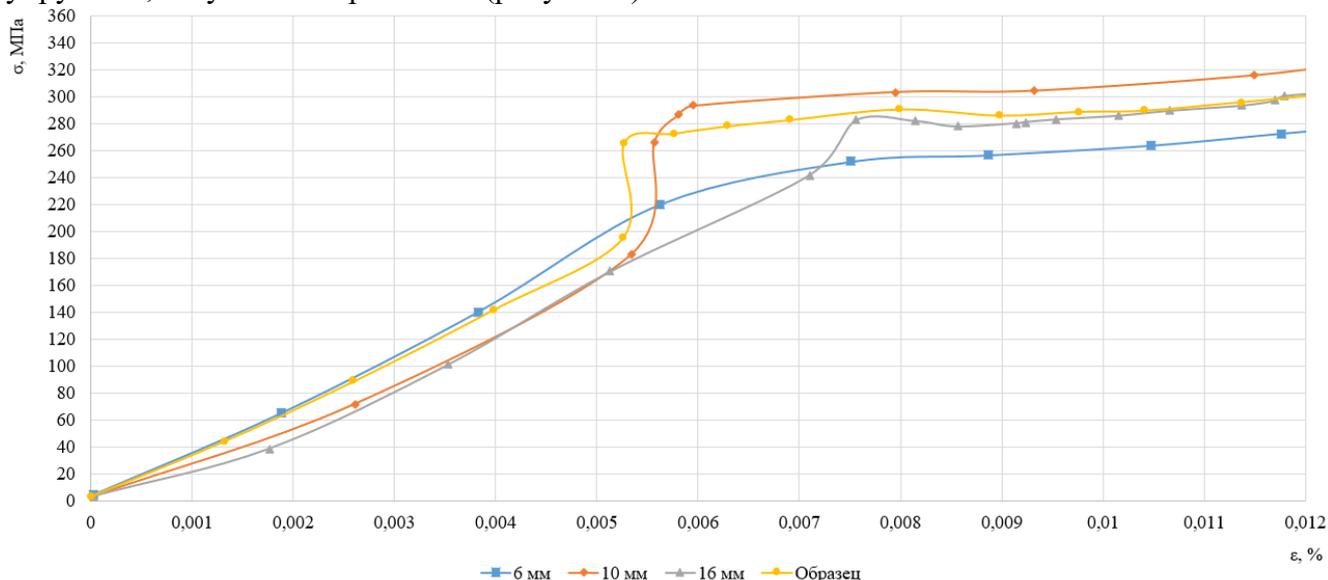


Рис. 4 – Упругая и упруго-пластическая области сводной диаграммы $\sigma - \varepsilon$

4. Анализ пластических характеристик в зависимости от длины дефекта показывает, что с ростом длины дефекта уменьшается значение относительного удлинения образца, следовательно, уменьшается пластичность низколегированной стали. Объяснением этому может служить следующий факт, что с увеличением дефекта, общая деформация уменьшается. Таким образом, снижается общая пластичность в зоне разрушения изделий.

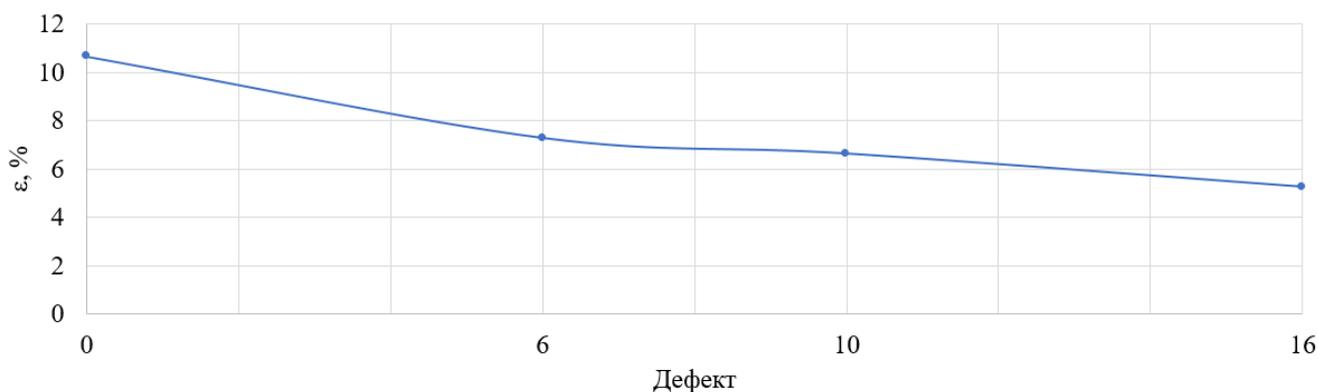


Рис. 5 – Зависимость среднего значения относительного удлинения от длины дефекта

Заключение. На данном масштабном уровне (макромасштабном уровне) при длине задира до 10 мм, результаты испытаний в расчет можно не принимать, т. к. такие дефекты не оказывают влияние на механические свойства, определяемые при статическом нагружении. Однако это не означает отсутствие развития различного рода дефектов на другом масштабном уровне – структурном.

Характеристики прочности стали, на стадии разрушения резко снижаются, что можно объяснить переходом в хрупкое состояние (преобладанием механизма разрушения «отрыв» на структурном уровне).

Для наиболее полного и качественного анализа зависимости механических характеристик от длины дефекта дальнейший вектор исследования должен быть направлен на другой масштабный уровень на изучение макро – и микроструктурной характеристик.

Библиографический список:

1. ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытаний на растяжение [Электронный ресурс]. – Режим доступа : Справочно-правовая система Техэксперт , <https://docs.cntd.ru/document/1200004888?section=text>
2. Романенко, С. В. Сопротивление материалов. Часть I. Учебно-методическое пособие / С. В. Романенко, А. Г. Молчанов, В. Г. Пирожков Н. А. Надырова [Текст] – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, отдел оперативной полиграфии, 2017. – 108 с.
3. Савич, В. Л., Малинин В. Г., Крючков С. В. Прочностная оценка газопровода с трещиноподобным дефектом // Материалы всероссийской научно-технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей». 2022. С. 156–160.
4. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов [Текст] / ООО «ВНИИГАЗ» – Москва, 2007. – 37 с.
5. Сызранцев, В.Н., Лысяный К.К., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Исследование механических характеристик трубных сталей 17ГС, 17Г1С, 14ХГС после длительной эксплуатации нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 2008. №3. С. 98–100.

Использование солнечного коллектора на газовой распределительной станции в узле предотвращения гидратообразования

Иванов А. П., Дунаенко А. В.

*Абдулинское линейное производственное управление магистральных газопроводов,
г. Абдулино, Оренбургская область, Россия*

Газораспределительная станция представляет собой систематизированную совокупность следующих процессов:

- процесса получения газа из магистрального газопровода;
- процесса очистки и осушки газа;
- процесса исключения гидратообразования (при подготовке газа перед подачей его в процесс редуцирования);
- процесса редуцирования, сопровождающегося резким снижением температуры газа на выходе;
- процессы учёта количества и качества газа и выдачи его потребителю.

Наиболее энергоёмким процессом в плане расхода энергоресурсов (в нашем случае природного газа) в данной цепочке является процесс исключения гидратообразования. Процесс исключения гидратообразования – это процесс нагрева газа перед подачей его в процесс редуцирования. Для этого на газораспределительной станции устанавливают котельную со всеми системами безопасности и теплообменный агрегат, непосредственно предназначенный для нагрева газа (подогреватель газа). При редуцировании давления газа на ГРС за счет эффекта Джоуля – Томпсона происходит существенное падение температуры газа, а это в свою очередь приводит к образованию гидратов, которые в виде твердых кристаллов оседают на стенках трубопроводов в местах установки сужающих устройств, на клапанах регуляторов давления газа, в импульсных линиях контрольно-измерительных приборов. Образование гидратов идет за счет изменения упругости водяных паров и влагоемкости газа[1].

Также подогрев необходим для избежания внешнего обледенения труб и вспомогательных частей, находящихся в непосредственном контакте с ними (краны, вентили, бобышки, врезки). Обледенение труб может привести к:

- закупорке импульсной трубки обратной связи регулятора давления, и как следствие неконтролируемое повышается давление на выходе газораспределительной станции, что может привести к аварийной ситуации;
- нарушению лакокрасочного покрытия, служащего как антикоррозийное покрытие;
- примерзанию вспомогательных частей, находящихся в непосредственном контакте с трубой, при необходимости не будет возможности воспользоваться ими;
- снижению срока эксплуатации трубопровода.

В данном докладе рассматривается вопрос о значительной экономии газа на собственные нужды путём внедрения на автоматизированные газораспределительные станции системы возобновляемых источников энергии на базе солнечных коллекторов.

Годовые затраты газа на собственные нужды, при использовании классических методов борьбы с гидратообразованием достигает 100 000 куб. метров в год, что соответствует затратам не менее 600 000 рублей в год.

Солнечный коллектор — устройство для сбора тепловой энергии солнца, переносимой видимым светом и ближним инфракрасным излучением. В отличие от солнечных батарей, производящих электричество, солнечный коллектор производит нагрев теплоносителя, что в нашем случае является основным критерием оптимизации КПД[2].

Существуют 2 основных типа солнечных коллекторов: плоские и вакуумные.

Наиболее подходящими в нашем случае являются вакуумные солнечные коллекторы. Плоские солнечные коллекторы отличаются хорошей производительностью в весенне-летний период, но малоэффективны зимой.

Трубчатые вакуумные коллекторы более универсальны. С приходом зимних холодов их производительность снижается не столь существенно, как в случае плоских моделей, а значит, они могут использоваться круглогодично.

Вакуумный солнечный коллектор представляет собой панель, состоящую из большого количества сравнительно тонких стеклянных трубок. Внутри каждой из них расположен адсорбер. Чтобы исключить перенос тепла газом (воздухом), трубки вакуумированы. Именно благодаря отсутствию газа вблизи адсорберов, вакуумные коллекторы отличаются от плоских более низкими теплопотерями даже в морозную погоду.

Вакуумный солнечный коллектор может быть легко внедрен в процесс исключения гидратообразования газораспределительных станций без лишних затрат. Для этого в уже имеющуюся котловую систему достаточно добавить систему солнечных коллекторов.

На рисунке 1 приведена экспериментальная схема системы с внедренным солнечным коллектором.

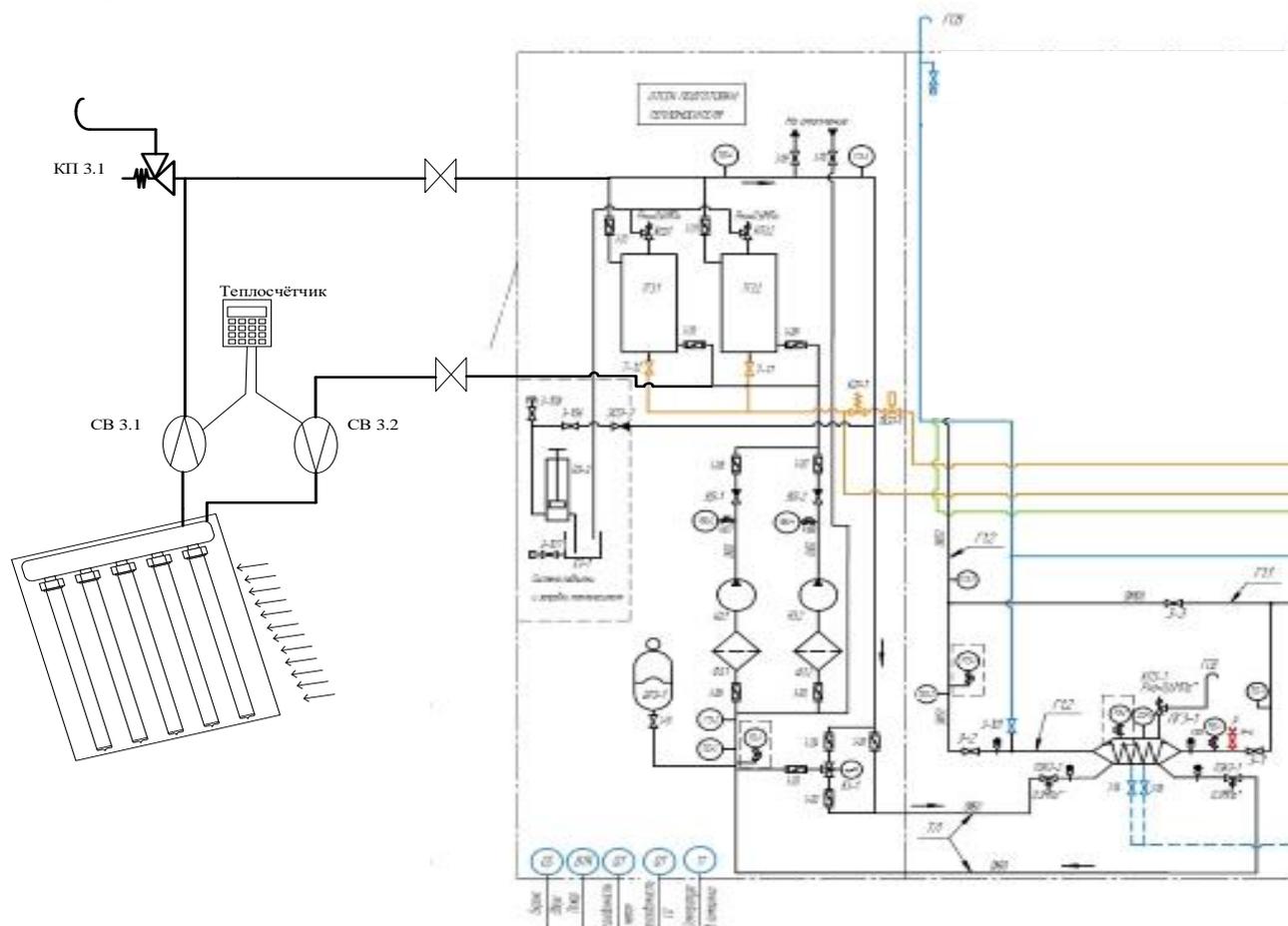


Рис. 1 – Экспериментальная схема использования солнечного коллектора.

Солнечные коллекторы через систему запорных устройств подключены параллельно газовым котлам классической системы подогрева. При солнечной активности достаточной для работы системы, газовые котлы выводятся из эксплуатации при помощи штатных запорных устройств и при помощи запорных устройств солнечных коллекторов, данные коллекторы вводятся в работу. При снижении солнечной активности система в обратном порядке возвращается для работы в классическом режиме.

Такой сложной системе не обойтись без автоматики, осуществляющий контроль и управление процессом. Внедрение в систему контроллера позволяет автоматизировать работу: он осуществляет анализ температуры в контуре и накопительном резервуаре, управляет насосом и клапанами, ответственными за движение теплоносителя по контуру. При перегреве теплоносителя в контуре контроллер отдаст команду на сброс тепла в альтернативный теплоприемник – дополнительный резервуар или уличный воздушный теплообменник. Также

автоматизированная система изоляции панели коллектора от солнечных лучей с помощью рольставень. При достижении предельных температур контролер даст команду на закрытие рольставень, прием тепловой энергии прекратится[3].

Система солнечных коллекторов не прихотлива к выбору теплоносителя, поэтому целесообразно использовать ту же жидкость, что и в классической котловой системе - «Dixis - 40». Состав жидкости – водный раствор моноэтиленгликоля с антикоррозийными, стабилизирующими и антипенными присадками.

КПД вакуумного коллектора составляет 70-80%, а собранной системы в целом примерно 50-60%, что связано с определенным несовершенством конструкции панелей.

Эффективность вакуумного солнечного коллектора зависит от ориентации и угла наклона относительно падающих световых потоков. Если направление и угол наклона будут выставлены неправильно, то существенно возрастут оптические потери энергии. Поэтому при установке панелей вакуумного солнечного коллектора необходимо строго ориентироваться на значения этих показателей, характерных для местности, в которой планируется их эксплуатация[4].

При выборе солнечного коллектора главным критерием служит площадь апертуры (рабочая площадь) панели. От нее напрямую зависит количество полученного тепла для подогрева теплоносителя, соответственно, чем она больше, тем больше способна поглотить солнечной энергии. Для определения площади апертуры при выборе солнечного коллектора для АГРС «Абдулино» произведен теоретический расчет по нижеуказанным параметрам:

- начальная температура теплоносителя в котловой системе в зимний период в среднем держится у отметки в 10°C;

- минимально необходимая температура, до которой нужно нагреть теплоноситель – 50°C;

- объем теплоносителя в системе – 450л;

- в солнечный день на каждый квадратный метр поверхности, которая установлена перпендикулярно солнечным лучам, на протяжении одного часа попадает от 800 до 1000 Ватт солнечной тепловой энергии в зависимости от атмосферного состояния. Для расчета возьмем среднее значение 900 Вт/м².

Чтобы нагреть 1 кг теплоносителя на 1 градус потребуется приблизительно 1 Вт. Теперь представим солнечный коллектор, площадь которого составляет 1 м². Поглощение тепла стороны, которая обращена к солнцу, составляет практически 100%. Из этого следует, что наш коллектор, площадью 1м² сможет нагреть теплоноситель на один градус:

$$900 \text{ Вт} / 1 \text{ Вт} = 900 \text{ кг теплоносителя.}$$

Чтобы было удобнее, считаем, что $K = 900 \text{ кг} \times \text{°C} \times \text{м}^2 \times \text{час}$. Это соотношение показывает какое количество теплоносителя на сколько градусов можно нагреть за 1 час в солнечном коллекторе, площадь которого составляет 1 м². Также для расчета нам понадобится среднее значение длительности светового дня в зимний период. Для нашего региона эта величина равна 6 часов (период максимальной солнечной активности). Если учитывать теплопотери коллектора и тот факт, что атмосфера не всегда чистая и прозрачная, а солнечный коллектор не идеально чистый, то запас времени следует немного уменьшить до 5 часов.

$$S = ((450 \text{ л} \times (50\text{°C} - 10\text{°C}))) / (5 \text{ ч.} \times 900 \text{ кг} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{час}) = 4 \text{ м}^2$$

Исходя из расчетов мы видим, что с учетом небольшого запаса нам будет необходимо 2-3 солнечных коллектора, с общей площадью солнечных панелей не менее 4,5 м².

Если выполнить расчет затрат газа на собственные нужды за один из месяцев зимнего периода, к примеру, за февраль (максимально затратный месяц):

$$9000 \text{ м}^3 \times 6,00 = 54 \text{ 000 руб.} - \text{затраты за февраль 2021г.}$$

Даже если представить, что мы сможем заменить треть тепла от сжигаемого газа на тепло от энергии солнца, то мы сэкономим наши расходы примерно на 18000 рублей только за этот месяц.

В конце доклада хотелось бы отметить плюсы и минусы данной идеи.

Плюсы:

- это возобновляемый источник энергии, не причиняющий никакого ущерба окружающей среде;

- получение энергии даже в дни с небольшой солнечной активностью;
- система солнечных коллекторов не требует серьезного технического обслуживания (необходим только контроль работоспособности оборудования, контроль за чистотой солнечных панелей от пыли (летом) и снега (зимой));
- невысокая стоимость составного оборудования.

Минусы:

- переизбыток генерируемого тепла

Способы избежания переизбытка генерируемого тепла в дни с большим потоком солнечной энергии. Если у электрического котла можно отключить электропитание, у газового – перекрыть подачу топлива, то над солнцем мы не властны – «выключить» его, когда стало слишком жарко, нам не под силу. Избежать переизбыток тепла нам поможет лишь стабильный отвод производимого коллектором тепла, для этого будут использованы самые недорогие и простые решения:

1) Изоляция коллектора от прямых солнечных лучей. Установка дистанционно управляемых заслонов, наподобие рольставень. Система будет оснащена блоком управления заслоном к контроллеру – при опасном повышении температуры в контуре панель коллектора будет закрываться автоматически.

2) Внедрение в систему специального насоса и емкости для слива теплоносителя. При возникновении риска перегрева теплоноситель посредством насоса сливается в специальную емкость, интегрированную в контур системы. Когда условия вновь станут благоприятными, насос вернет теплоноситель в контур, и работа коллектора будет восстановлена.

Библиографический список:

1. Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции. Справочник. СПб.: Химиздат, 2004. 15-16с.
2. Solar Heating and Cooling Programme, International Energy Agency. Solar heat worldwide. Markets and Contribution to the energy supply 2011. Updated 2013.
3. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (лекции) / Агеев В. А.
4. Альтернативная энергия. Значения солнечной инсоляции и оптимальных углов наклона в Оренбургской области. URL: <http://www.solar-b-energy>

УДК 519.876

Возможности использования программного комплекса ANSYS для задач теплопереноса при определении толщины изоляционного покрытия

Богачук А. К.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В геологии вечная мерзлота — это грунт, включая горную или криотическую почву с температурой, которая остается на уровне или ниже точки замерзания воды 0 °С в течение двух или более лет. Большая часть вечной мерзлоты расположена в высоких широтах, – внутри и вокруг арктических и антарктических регионов. Грунтовый лед присутствует не всегда, как это может быть в случае непористой коренной породы, но он часто встречается и может быть в количествах, превышающих потенциальное гидравлическое насыщение грунтового материала. Вечная мерзлота составляет 0,022% от общего объема воды на Земле, а область вечной мерзлоты охватывает 24% открытых площадей в Северном полушарии [1].

На сегодняшний день актуальной задачей при строительстве, ремонте и обеспечении нормальной работы нефтегазотранспортных систем выступает решение множества вопросов эксплуатации оборудования при низких температурах, в том числе, в зонах вечной мерзлоты. Трубопровод «Заполярье-Пурпе-Самотлор» выступает ключевым примером развития инженерных систем в данном направлении. В случае надземной прокладки трубопровода на опоры возникает вопрос обеспечения надежности и несущей способности грунта, который

решается путем повсеместной установки сезонных охлаждающих устройств (СОУ). Однако следует отметить, что существует также проблема потери тепла перекачиваемой средой, что, потенциально, может привести к образованию пробок, и, как следствие, остановке трубопровода [1].

В случае прокладки непосредственно на грунте, либо под землей, возникает проблема снижения несущей способности грунта ввиду его нагрева от трубопровода. В перечисленных случаях, важной задачей выступает снижение температурного поля трубопровода в окружающую среду. Так, наиболее эффективным способом можно назвать применение изоляционных покрытий трубопровода. Однако, с точки зрения экономической эффективности, требуется использовать точные расчеты для подбора теплоизолирующего материала. В данном вопросе предлагается использовать программные комплексы конечно-элементных моделей, например Ansys.

Таким образом, можно обозначить следующую цель исследования: определить возможности использования программного комплекса ansys для решения задач тепломассопереноса и определения толщины изоляционного покрытия на примере трубопровода подземной прокладки в вечномёрзлых грунтах. Также следует обозначит задачи исследования:

1. Определение термических сопротивлений трубопроводов при различной величине изоляционного покрытия на примере трубопровода с заданными условиями.
2. Решение обратной задачи для подтверждения тепловой модели газа в сложных геометрических областях с учетом теплопереноса.
3. Разработка рекомендаций для предприятия по написанию программного кода на языке программирования с использованием гибкости языка.

В данной работе предложен пример определения теплотехнических параметров трубопроводов. Так, изменение параметров температурного поля по длине трубопровода следует решать, как одномерную (рис. 1), считая, что в одной точке поперечного сечения трубопровода действует установившийся температурный режим, включающий в себя равную температуру перекачиваемой среды, температуру воздуха, температуру стенки трубопровода. Математически условия записываются следующим образом [2]:

$$\tau_1, t_{cp}, t_{тр}, t_B, \dots = f(z) \quad (1)$$

В целях решения рассматриваемой задачи требуется определить следующие параметры [3]:

1. Геометрические характеристики канала прокладки трубопровода;
2. Термическое сопротивление потоку;
3. Теплотери трубопровода;
4. Общие теплотери системы;
5. Изменение температуры перекачиваемой среды вдоль трассы трубопровода;
6. Обоснование толщины изоляционного покрытия.

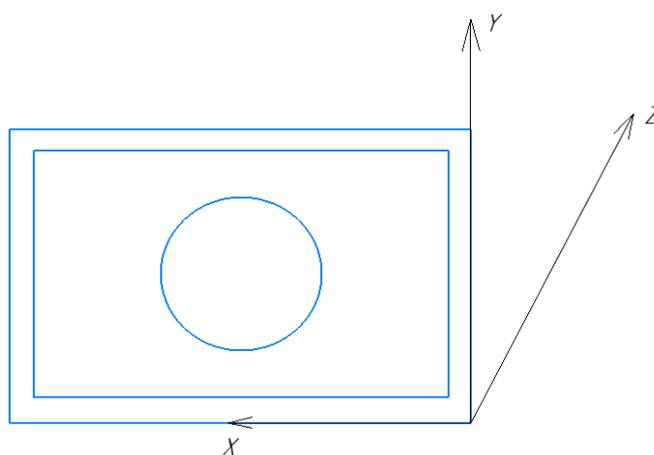


Рис. 1 – Схема решения одномерной задачи

Такие показатели, как сопротивление теплопередаче (с учетом коэффициента теплоотдачи), число Нуссельта и число Рейнольдса, сопротивление теплопередачи по формуле Фурье и прочие необходимые для расчета суммарного термического сопротивления, можно найти математически исходя из общеизвестных формул.

В качестве исходных данных был использован трубопровод внешним диаметром мм и протяженностью 20 000 м. Температура трубопровода без изоляции составляет 70 °С, грунт заложения – суглинок.

Так, для заданных начальных условий, используя формулы, перечисленные выше, была составлена таблица термического сопротивления трубопровода с различными величинами теплоизоляции из пенополиуретана (ППУ). Данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Термические сопротивления трубопроводов при различной величине изоляционного покрытия

Толщина слоя, мм	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Сопротивление трубопровода, м • °С/Вт	0,129	0,252	0,369	0,481	0,579	0,691	0,789	0,884	0,975

Как видно из таблицы, при увеличении толщины теплоизоляционного покрытия, увеличивается термическое сопротивление трубопровода, однако существующая зависимость имеет нелинейную форму и каждое увеличение толщины теплоизоляции на 10 мм приводит к меньшему приросту сопротивления [4].

Для подтверждения тепловой модели можно использовать программный комплекс Ansys, в особенности его модель Fluent. Ansys Fluent – это современный программный комплекс для моделирования течений жидкости и газа в сложных геометрических областях с учетом теплопереноса. Программный код написан на языке С и использует всю гибкость и силу этого языка программирования. Встроенный параллельный решатель позволяет использовать Fluent для расчета задач на подробных сетках.

Так, для решения данной задачи необходимо выполнить следующие этапы:

- 1)Импортировать и проверить расчетную сетку;
- 2)Выбрать настройки решателя;
- 3)Выбрать математическую модель;
- 4)Определить свойства материалов;
- 5)Задать начальные данные;
- 6)Установить мониторы, по которым будет отслеживаться сходимость задачи;
- 7)Обработать результаты.

В рамках работы разберем ключевые элементы списка задач. Наиболее важным этапом выступает выбор сетки расчетов, которая колеблется от грубой сетки с размерами элемента от 0,01 до 0,02 метров, до сетки высокого качества с размерами элементов от 0,001 м до 0,002 метров. Пример приведен на рис. 2.

Далее необходимо выбрать решатель. Для данной задачи был выбран модуль RANS, который использует осредненные по Рейнольдсу уравнения Навье-Стокса. Составляющие тензора напряжений Рейнольдса являются дополнительными (шестью) неизвестными, которые появляются после применения операции осреднения, поэтому их необходимо моделировать, чтобы замкнуть определяющую систему уравнений.

Для решения задачи необходимо задать ряд параметров, такие как параметр воздуха, грунта, трубопровода, граничные условия. Пример параметров для трубопровода приведен на рис. 3.

Следующим этапом выступает выбор поля вывода значений. В данной задаче, для получения наглядных результатов на мониторы необходимо вывести следующие данные: графики сходимости: для определения невязок уравнений; контуры поля температур: для наглядного анализа распределения температуры внутри канала.

Пример монитора для вывода данных значений температур представлен на рис. 4.

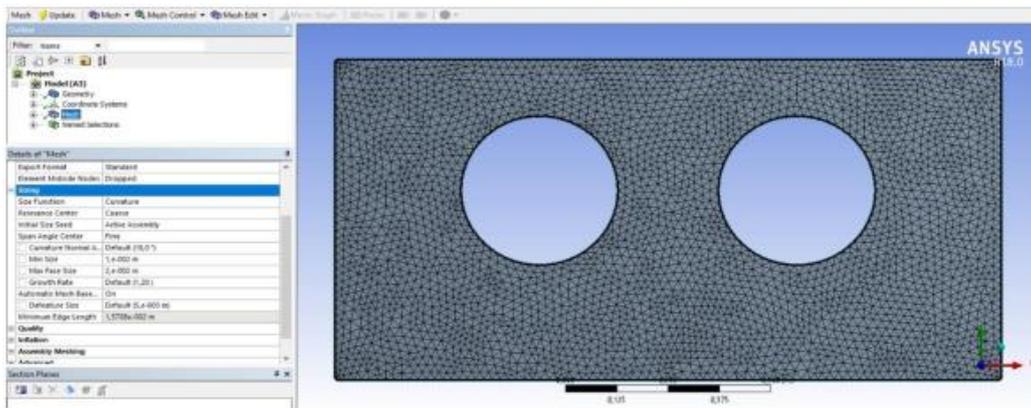


Рис. 2 – Пример приведения грубой сетки

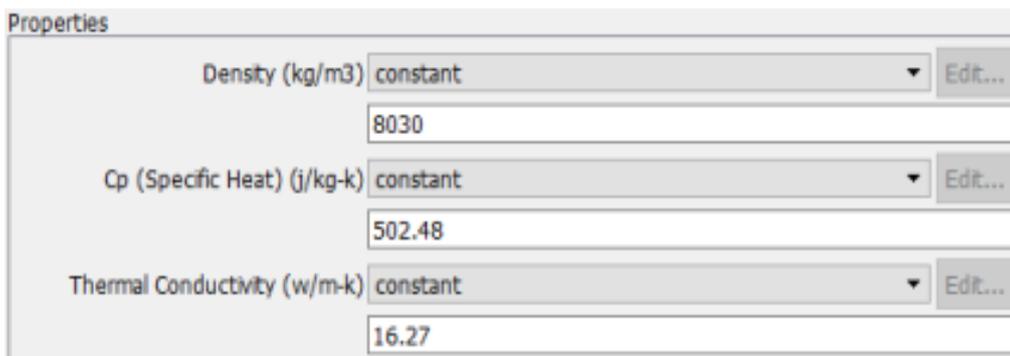


Рис. 3 – Параметры трубопровода

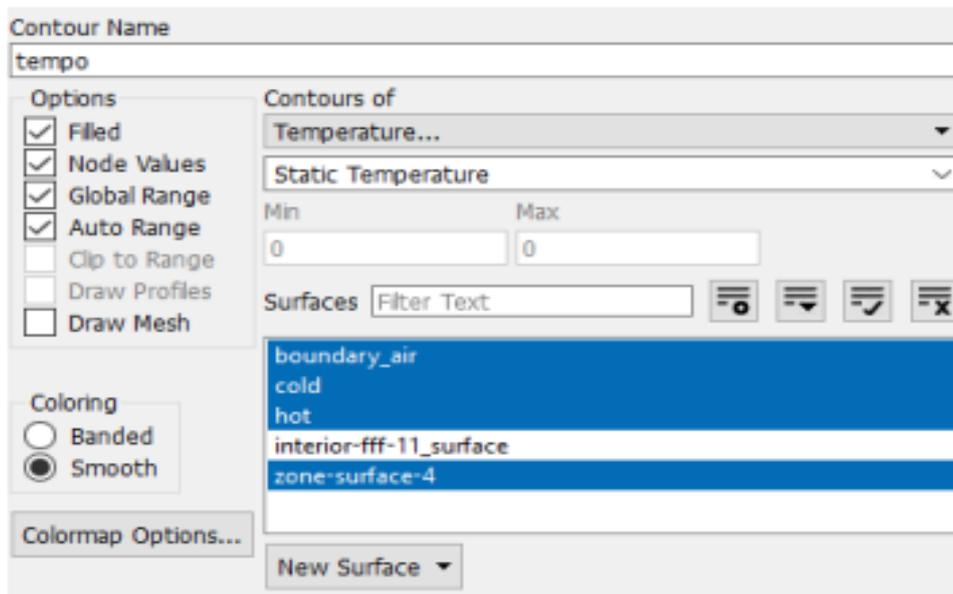


Рис. 4 – Монитор для вывода значений температур

Таким образом, в результате численного моделирования был получен следующий график сходимости результатов, представленный на рис. 5.

Графики свидетельствуют о хорошей сходимости. Следовательно, можно сделать вывод, что модель считается адекватно.

В процессе расчета был определен режим движения свободной конвекции: ламинарный на границе переходного. При хорошей сходимости модели на мониторы выводятся поля скорости и температуры (рис. 6). Данная двумерная модель может являться основополагающей для следующих задач: определение распределения температуры по внутренней поверхности стенки канала, распределение величины теплового потока через стенки канала в грунт.

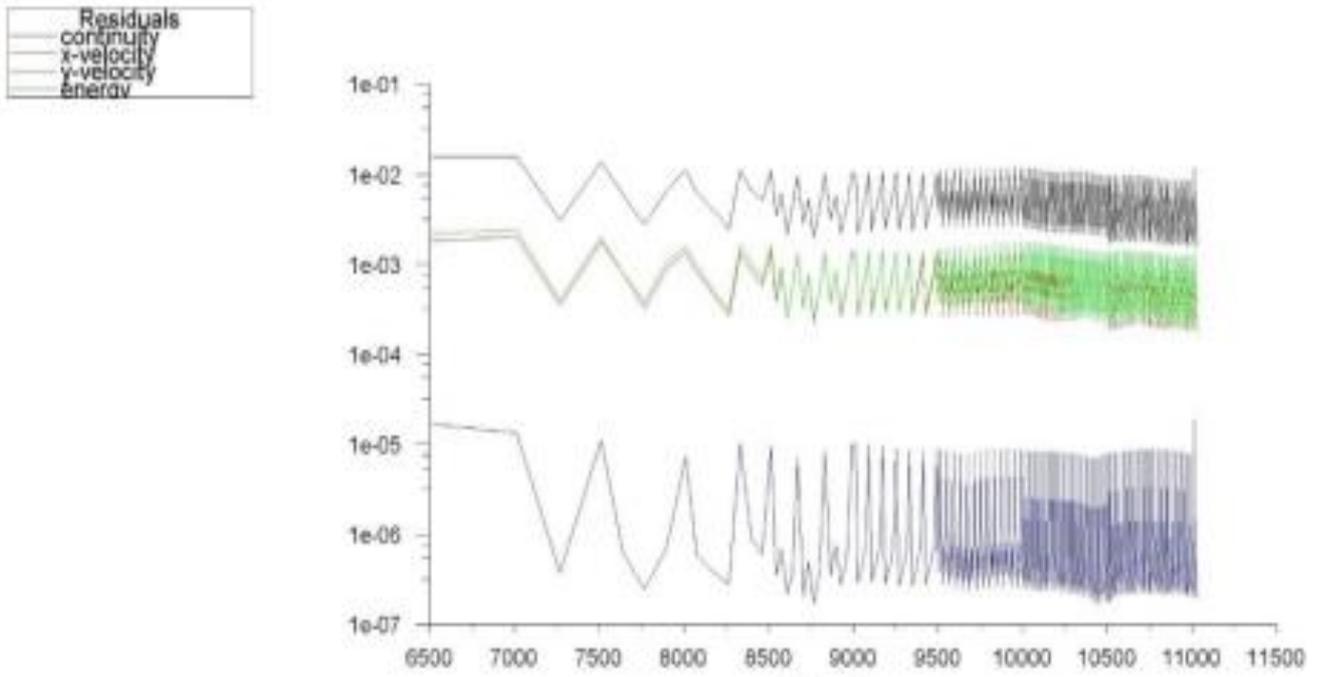


Рис. 5 – График сходимости результатов

Температурное поле выглядит следующим образом:

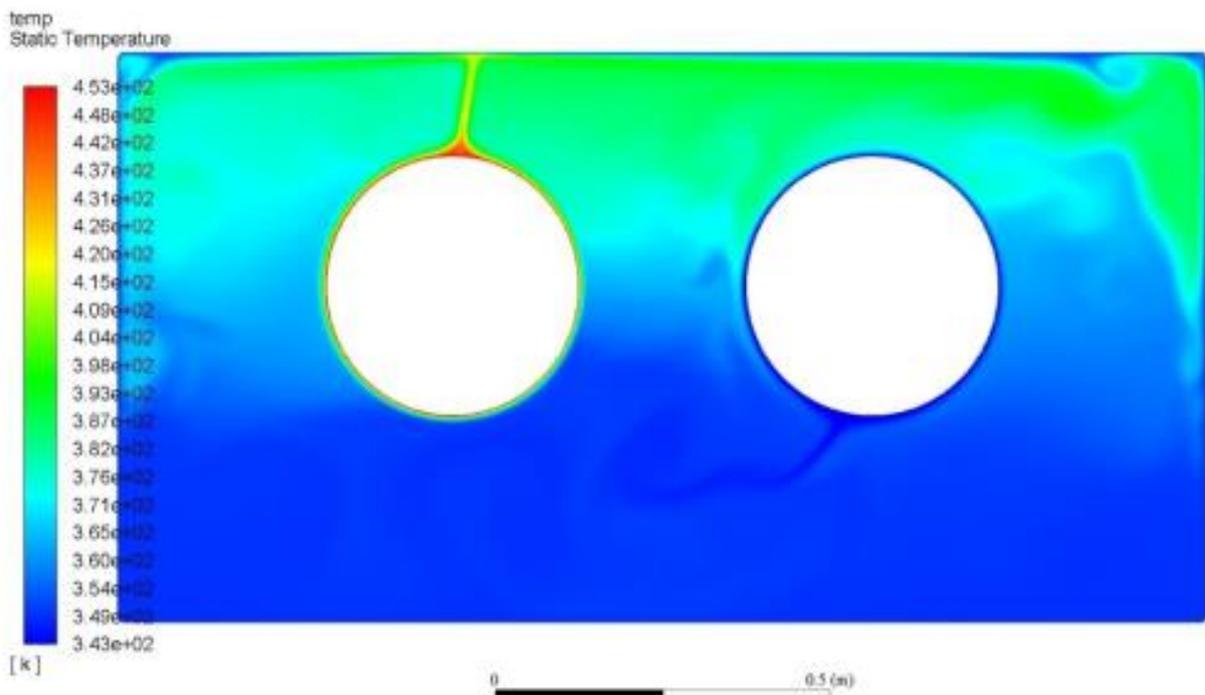


Рис. 6 – Температурное поле

Таким образом, была подтверждена математическая модель, выполненная классическим методом. Применение программного комплекса позволяет значительно сократить время, требуемое для проведения расчетов в случае изменения исходных данных (повышение/снижение температуры нефти в трубопроводе, скорости потока и др.).

Определение тепломассопереноса в трубопроводной системе рекомендуется проводить в программном комплексе Ansys, модуле Fluent с применением решателя RANS. Сочетание этих условий позволяет повысить эффективность расчетов и их практического применения в рассматриваемой области.

Библиографический список:

1. Васильев А. Ф. Рекомендации по применению теплоизоляционных материалов и конструкций для трубопроводов, оборудования и емкостей / Васильев А. Ф., Наумов Д. А. // Москва: Новости теплоснабжения, 2001. - № 9(13). - С. 41-48.
2. Моисеев Б.В., Илюхин К.Н., Налобин Н.В. Разработка алгоритма построения температурного поля мерзлого грунта при прокладке теплопроводов / Б.В. Моисеев, К.Н. Илюхин, Н.В. Налобин // Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. – 2012. – №3. – С. 185–193.
3. Крапивский Е. И. Физико-технические методы и средства диагностики оборудования при транспорте нефти и газа : учебное пособие / Е. И. Крапивский, М. Ю. Земенкова, Д. А. Борейко. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 230 с. – Текст : непосредственный.
4. Основы энергоэффективных технологий трубопроводного транспорта нефти и газа : учебное пособие / С. М. Чекардовский, А. М. Куликов, А. Г. Закирзаков [и др.]. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 109 с. – Текст : непосредственный.

УДК 622.691.4.054:697.31(470.13)

Корректировка температурного графика в тепловых сетях компрессорных станций

Марьин М. С.

Печорское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Печора, Россия

Система теплоснабжения КС-46 «Интинская», КС-47 «Сынинская» предназначена для обеспечения нужд отопления, вентиляции, ГВС зданий и сооружений Промбаз и ВЖК.

Источником теплоснабжения является автоматизированная котельная «Импульс» в составе 4 котла мощностью 2 МВт каждый. Эксплуатируется без постоянного присутствия персонала. Суммарная нагрузка системы отопления 3,646Гкал/ч.

Котельная используется в круглогодичном режиме, летом для обеспечения нужд ГВС. Группа летних сетевых насосов отсутствует, изменение характеристик насосов производится регулированием частоты.

Согласно проекта регулирование отопительной нагрузки осуществляется двумя способами:

- до точки «излома» температурного графика осуществляется местное количественное регулирование отпуска тепла в ИТП с поддержанием постоянной температуры сетевой воды ($t_{с.в.}$) в подающем трубопроводе (Рисунок 1). Наличие такой области регулирования объясняется наличием нагрузки ГВС и обеспечение температуры воды для ГВС не менее 60С. Отопительная нагрузка в автоматизированных ИТП осуществляется автоматически, по заданным параметрам. В неавтоматизированных – вручную, персоналом службы ГВС, путем частичного открытия/ закрытия регулирующей арматуры.

- после точки «излома» температурного графика регулирование нагрузки системы отопления происходит за счет изменения температуры сетевой воды ($t_{с.в.}$) в зависимости от температуры наружного воздуха ($t_{н.в.}$), т.е центральное качественное регулирование. Оно осуществляется регулирующим клапаном на сетевом контуре в котельной ПБ.

Эксплуатационные проблемы, с которыми сталкивается эксплуатационный персонал

1. Неудобство местного регулирования неавтоматизированных тепловых пунктов, как следствие несоблюдение температурного графика при несвоевременном местном регулировании и, как следствие, возможный «перетоп», перерасход топлива;

2. Повышенный износ электротехнического оборудования в летний период вследствие высокой температуры в помещении котельной. Летом температура воздуха котельной повышается до 45 градусов

3. Повышенные потери тепловой энергии в тепловых сетях из-за циркуляции теплоносителя температурой не менее 70°С;

4. Потери тепла с инфильтрацией в частности через кровлю зданий, что приводит к росту количества протечек кровли

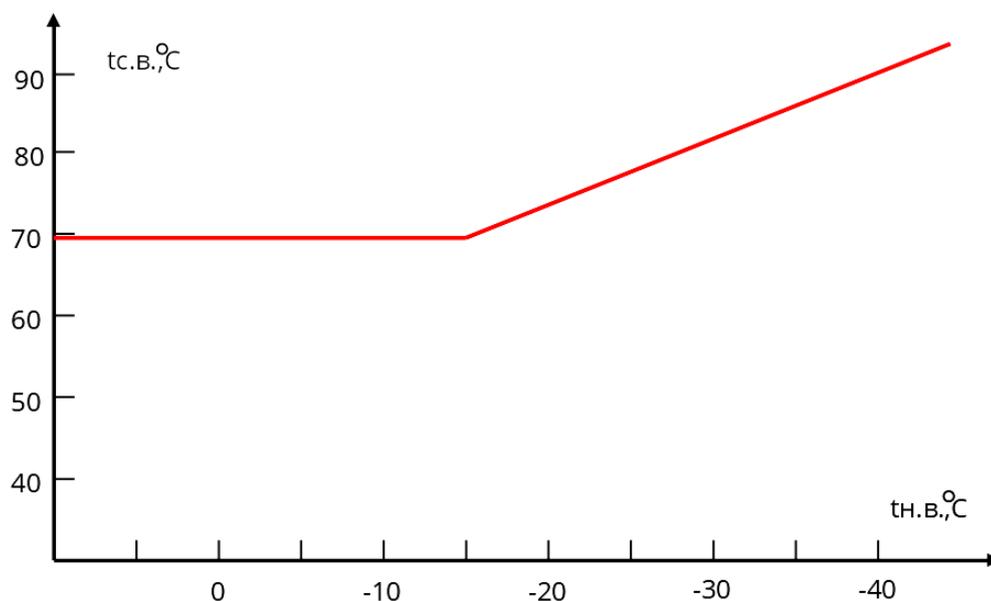


Рис. 1 – Температурный график с качественно-количественным регулированием

Персоналом ТВС для создания оптимальных параметров внутреннего воздуха в помещения зданий ПБ и ВЖК производились корректировки температурного графика в результате чего принято решение об изменении способа регулирования тепловой нагрузки с качественно-количественного на качественный согласно Рисунку 2.

Изменение температурного графика производится на панели управления котельной изменением заданных температур сетевой воды и наружного воздуха в точках характерных точках

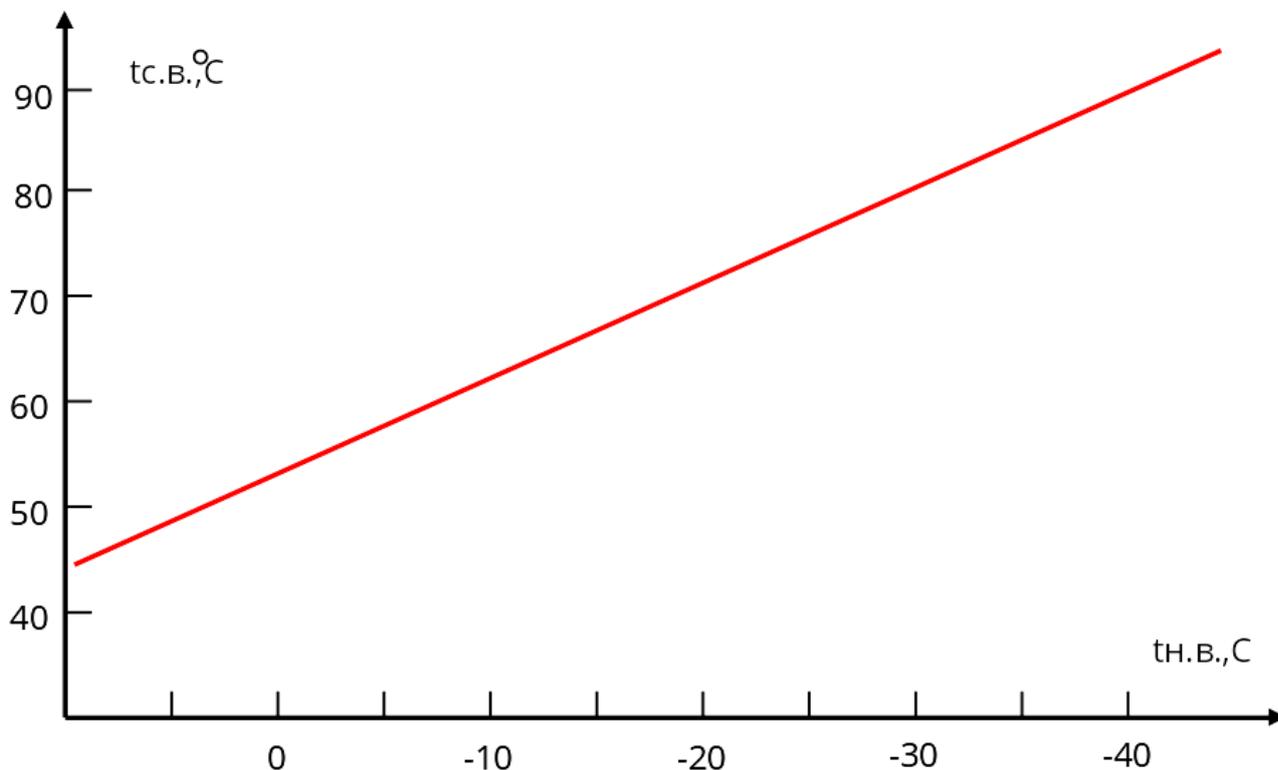


Рис. 2 – Температурный график с качественным регулированием

Нагрузку систем ГВС при температуре сетевой воды ниже $65-70^\circ\text{C}$ и в летний период обеспечить электроводонагревателями, установленными на объектах. В ВЖК в помещении ИТП установлен проточный водонагреватель, в других помещения с незначительной нагрузкой ГВС установлены накопительные электроводонагреватели.

Альтернативным путем, подобно проектному решению на КС-5, КС-8, могла стать автоматизация существующих ИТП, которая позволяют с высокой точностью регулировать тепловую нагрузку для обеспечения заданной температуры внутри помещений.

Данная мера является эффективной, но дорогостоящей, по предварительным расчетам, стоимость основного оборудования автоматического ИТП превышает 350 тыс.руб. А с учетом разработки проекта, проведения СМР, ПНР стоимость автоматизации одного ИТП может превышать 1 млн.руб. На рассматриваемых объектах КС-46, КС-47 имеется по 13 неавтоматизированных ИТП

Персоналом службы ТВС был произведен анализ потребления газа в период октябрь-ноябрь 2020 и 2022 годов (Рисунок 3). Были выделены периоды времени (от 2 до 6 суток) со средними температурами наружного воздуха +5,0,-5,-10,-15 и вычислены среднесуточные расходы газа в эти периоды. По итогам анализа выявлено снижение расхода в среднем на 13% в сутки в области количественного регулирования. Таким образом, учитывая, что данная мера будет действовать как минимум в период апрель-июнь, частично март, сентябрь-ноябрь, ожидаемая экономия газа составит 36 тыс.м.куб в год, что составляет 151 тыс.руб. в год

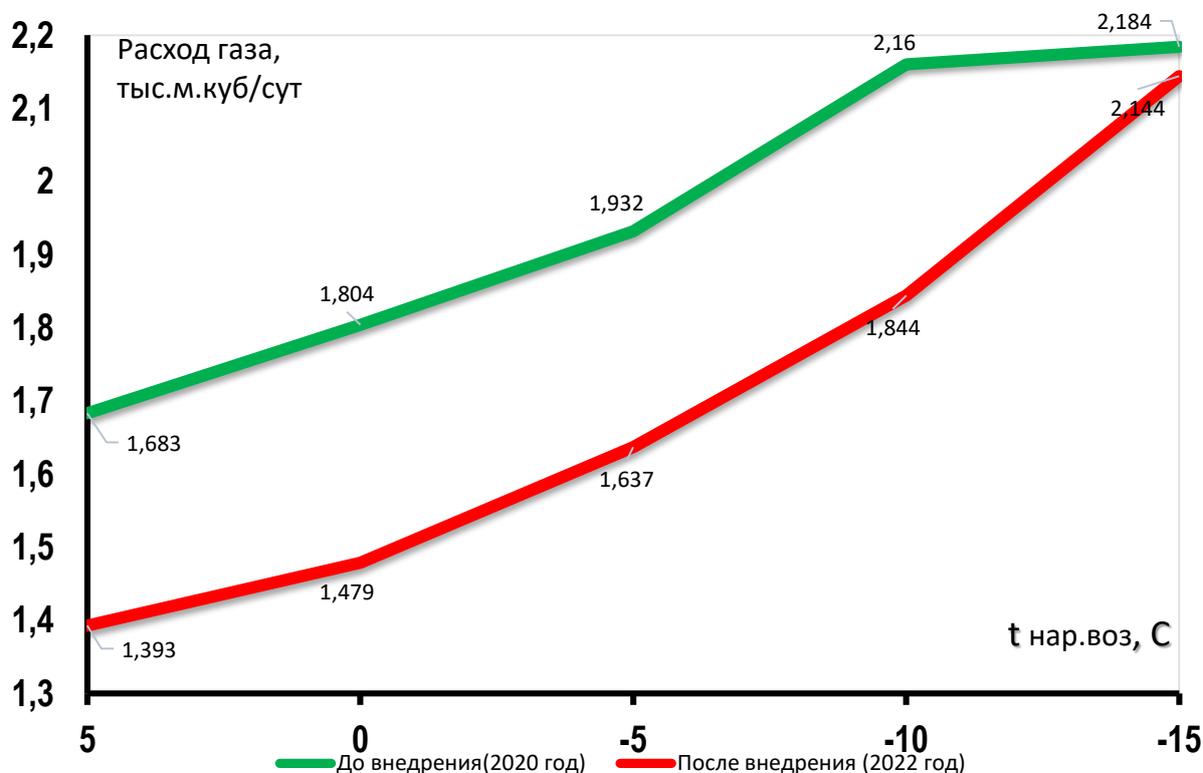


Рис. 3 – Зависимость расхода газа от температуры наружного воздуха

Суммарный экономический эффект будет складываться из следующих составляющих:

1. Отключение котельной в летний период

- экономия электроэнергии от отключения котловых, сетевых насосов, горелок котла и прочего оборудования

Работа сетевых и котловых насосов

$$B_{э} = ((N1 + N2) * T * t_n) + (N3 * T * t_г) \quad (1)$$

где N1,N2,N3 – мощность сетевого и котлового насоса и горелочного устройства котла, кВт;

T – продолжительность межотопительного периода, сут;

t_n, t_г – продолжительность работы насосов и горелочного устройства котла в сутках, ч

$$B_{э} = ((22 + 18,5) * 92 * 24) + (7,5 * 92 * 5) = 92874 \text{ кВтч} \quad (2)$$

$$\text{Стоимость } 92874 * 3,22 = 299,05 \text{ тыс.руб}$$

- экономия газа для подготовки горячей воды в летний период

Расчет затрат на подогрев воды, Гкал/год

$$Q_T = (t_2 - t_1) \cdot N \cdot G_B \cdot Z \cdot 10^{-6} \quad (3)$$

$$Q_T = Q_{ТЛ} + Q_{ТЗ} \quad (4)$$

где, $Q_{ТЛ}$ - затраты тепла в межотопительный период, Гкал;

$Q_{ТЗ}$ - затраты тепла в переходный период, Гкал;

t_1 t_2 – температура исходной воды и подогретой для ГВС, °С;

N – число проживающих, чел;

G_B – норма потребления горячей воды, л/сут.;

Z – продолжительность рассматриваемого периода (межотопительный, переходный), сут.

$$Q_{ТЛ} = (60 - 14) \cdot 100 \cdot 92 \cdot 92 \cdot 10^{-6} = 38,93 \text{ Гкал} \quad (5)$$

$$Q_{ТЗ} = (60 - 55) \cdot 100 \cdot 92 \cdot 62 \cdot 10^{-6} = 2,85 \text{ Гкал} \quad (6)$$

Расчет стоимости газа при подогреве воды на ГВС в сетевых подогревателях, тыс.руб

$$C_T = \frac{1,05 \cdot Q_T \cdot Q_{ут} \cdot B}{Q_{нт} \cdot 10^3 \cdot \eta_T \cdot \eta_{КТ}} \cdot t_G \quad (7)$$

где $Q_{ут}$ $Q_{нт}$ – теплота сгорания условного и натурального топлива, ккал/кг.у.т;

B – удельный расход условного топлива, кг.у.т/Гкал;

η_T , $\eta_{КТ}$ – КПД подогревателей;

t_G – цена газа, руб/тыс.м.куб.

$$C_T = \frac{1,05 \cdot 41,78 \cdot 7000 \cdot 160,0}{8135 \cdot 10^3 \cdot 0,95 \cdot 0,95} \cdot 4166 = 27,88 \text{ тыс. руб} \quad (8)$$

2. Экономия тепловой энергии в связи с снижением тепловой нагрузки (устранения перетопов), снижением потерь в тепловых сетях и ИТП, котельной от изолированных и неизолированных поверхностей, работы котлов с производительностью в зоне более высокого КПД;

$$C_T = 151,00 \text{ тыс. руб.} \quad (9)$$

3. Затраты на приготовление воды на ГВС

Расчет стоимости э/э при подогреве воды на ГВС в проточных электроводонагревателях, тыс.руб

$$C_{Э} = \frac{Q_T \cdot 10^3 \cdot 4,19}{3600 \cdot \eta_{Э}} \cdot t_{Э} \quad (10)$$

$$C_T = \frac{41,78 \cdot 10^3 \cdot 4,19}{3600 \cdot 0,98} \cdot 3,22 = 156,58 \text{ тыс. руб} \quad (11)$$

Суммарный экономический эффект: $299,05 + 27,88 + 151,00 - 156,58 = 321,35$ тыс.руб

Вывод: Итак, переход от качественно-количественного на качественный способ регулирования тепловой нагрузки позволили

-Исключить нерациональное регулирование тепловой нагрузки ручным способом, создать комфортный микроклимат в производственных и бытовых помещениях в переходный период, исключить «перетопы» зданий

-Снизить температурное воздействие на неутепленную кровлю в безчердачных зданиях

В сочетании с этим установка электроводонагревателей у основных потребителей позволила

-Уйти от круглогодичной эксплуатации котельной, обеспечив полноценный межотопительный период для проведения ТО тепломеханического и прочего оборудования

-Уменьшить наработку котельного, насосного и прочего оборудования котельной, износ электротехнического оборудования.

Моделирование процессов вытеснения паров нефти и нефтепродуктов при операциях погрузки танкеров

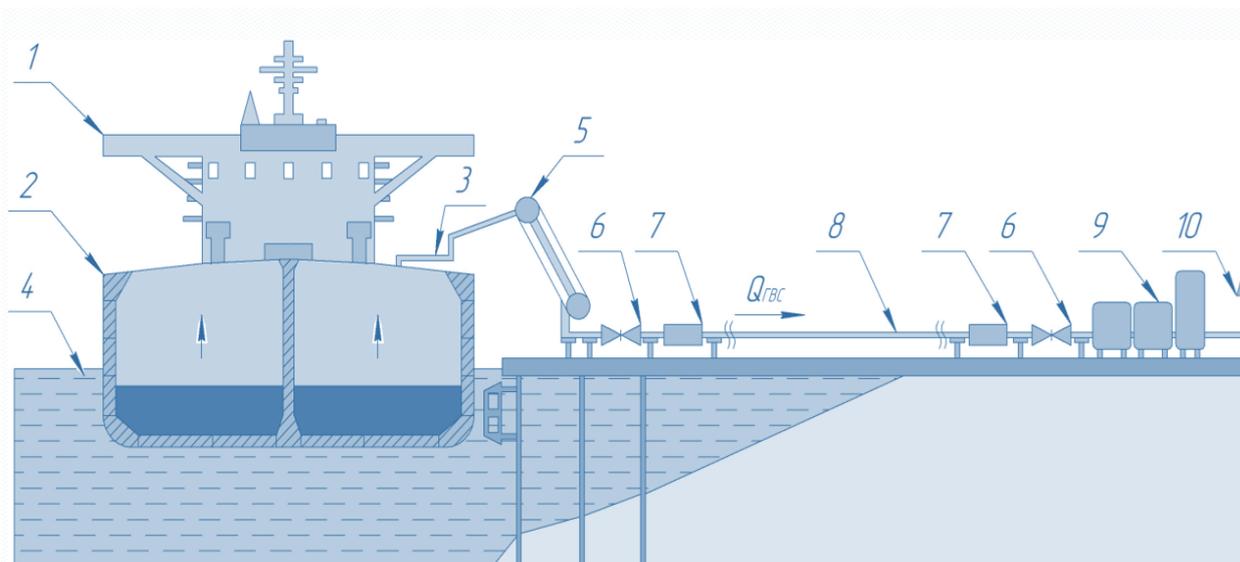
Пшенин В. В., Густов В. С., Скоробогатов А. А.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Операции загрузки танкеров требуют контролируемого удаления летучих органических соединений, образующихся в процессе испарения, и их последующего возврата в систему. Для решения этой проблемы используется трубопроводная система отвода и установки рекуперации паров. Однако существует ряд нерешенных вопросов, как при выборе проектных параметров системы отвода, так и при выборе оптимального режима работы [1].

В данной статье проведен анализ дифференциальных уравнений, описывающих динамику изменения давления в газоздушном пространстве танкера. При определенных допущениях полученные зависимости могут быть преобразованы в формулу для определения коэффициента избытка, оптимизируя общеизвестный метод расчета до частной модели, представленной в данной работе. В результате исследования было определено максимальное значение коэффициента превышения, и получена безразмерная зависимость параметра подобия от времени. Полученные зависимости позволяют оптимизировать режим работы системы и значительно упрощают выбор оборудования на этапе проектирования. Полученные решения позволили установить вторичные влияющие факторы, которыми на практике, при использовании общеизвестного метода расчета, пренебрегают.

В процессе заполнения резервуаров и транспортных цистерн нефтепродукты интенсивно испаряются [3], увеличивая избыточное давление в их внутреннем пространстве. При достижении критического давления часть газовой смеси выпускается в атмосферу.



1 – танкер; 2 – двойной корпус; 3 – мастрейзер; 4 – узел защиты причальных сооружений; 5 – стендер отвода газовой фазы; 6 – запорно-регулирующая арматура; 7 – детонационный преградитель; 8 – трубопровод отвода газовой фазы; 9 – установка рекуперации паров нефти; 10 – свеча рассеивания

Рис. 1 – Вытеснение ГВС из газового пространства

Летучие органические соединения, образующиеся в процессе испарения испаряются наиболее активно, и их доля в составе уменьшается, что приводит к ухудшению показателей качества нефти. Выброс углеводородов в атмосферу также приводит к загрязнению окружающей среды и безвозвратной потере ценного сырья.

Для расчета объема образующейся газоздушной смеси необходима объективная модель, позволяющие количественно оценить потери за счет испарения и уменьшить их. Для достижения этого результата, было рассмотрено дифференциальное уравнение с

безразмерными параметрами, описывающими характеристики изменения давления в газовом пространстве заполняемого резервуара.:

$$\frac{dy}{d\tau} \cdot (1 - \tau) = y + \psi - \frac{\sqrt{y^2 - 1}}{\theta}, \quad (1)$$

где y – относительное давление газовой фазы;

ψ – коэффициент, отражающий вклад испарения в массовый баланс системы;

θ – коэффициент, отражающий вклад гидравлического сопротивления в динамику изменения давления;

τ – относительное время налива.

Безразмерные параметры рассчитываются по следующим формулам

$$\frac{P}{P_A} = y, \quad (2)$$

$$\frac{J \cdot F \cdot R \cdot T}{Q_3 \cdot P_A} = \psi_H, \quad (3)$$

$$\frac{Q_3 \sqrt{\lambda \frac{L_{\text{эф}}}{D}}}{S \sqrt{R \cdot T}} = \theta, \quad (4)$$

$$\frac{t}{\tau_H} = \tau. \quad (5)$$

Поскольку рассматриваемое дифференциальное уравнение не имеет аналитического решения, для получения решения был использован численный метод.

Уравнение было решено в программном комплексе Maple 22 для получения графика безразмерного отношения давления при фиксированных параметрах.

График изменения безразмерного отношения давлений от времени налива

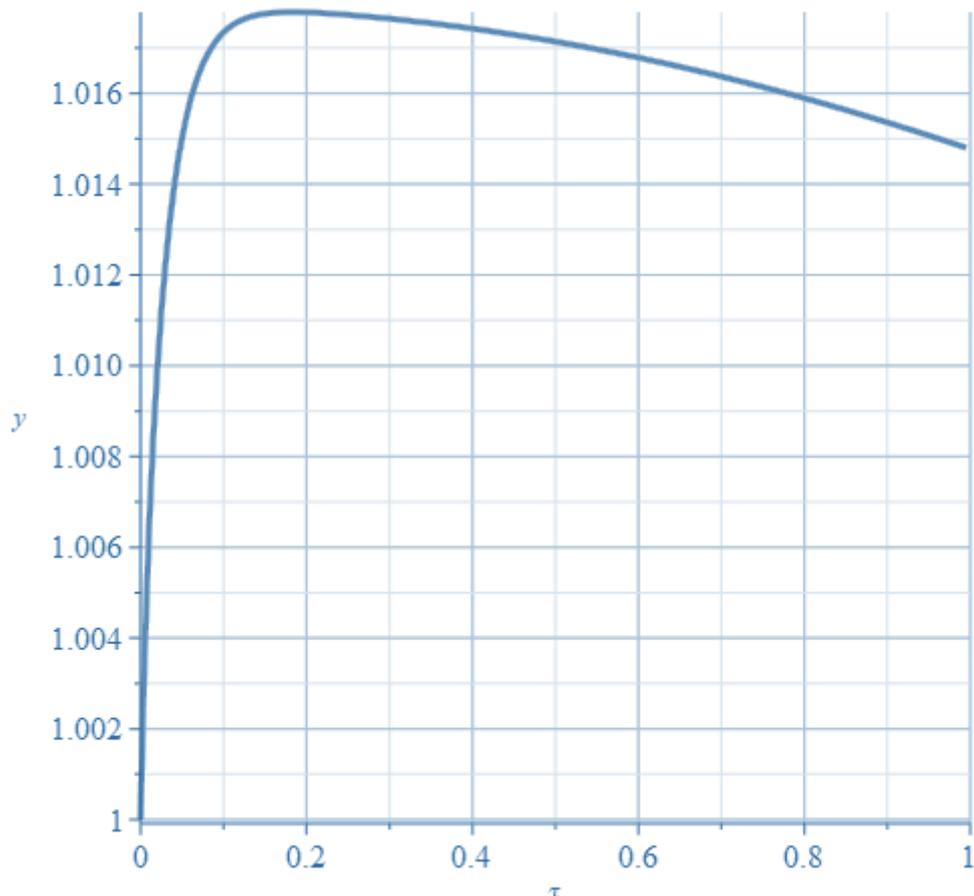


Рис. 2 – Общий вид зависимости безразмерного отношения давления

Анализ полученных функций показал, что они имеют определенное максимальное значение относительного давления газовой фазы в рассматриваемом интервале, которое тесно связано с коэффициентом превышения, определяемого по следующей формуле

$$\frac{\sqrt{y^2-1}}{\theta} = K_{\Pi} . \quad (6)$$

Был построен график поверхности относительных значений коэффициента расхода, соответствующих безразмерным числам относительного давления газовой фазы и коэффициент, отражающий вклад гидравлического сопротивления в динамику изменения давления.

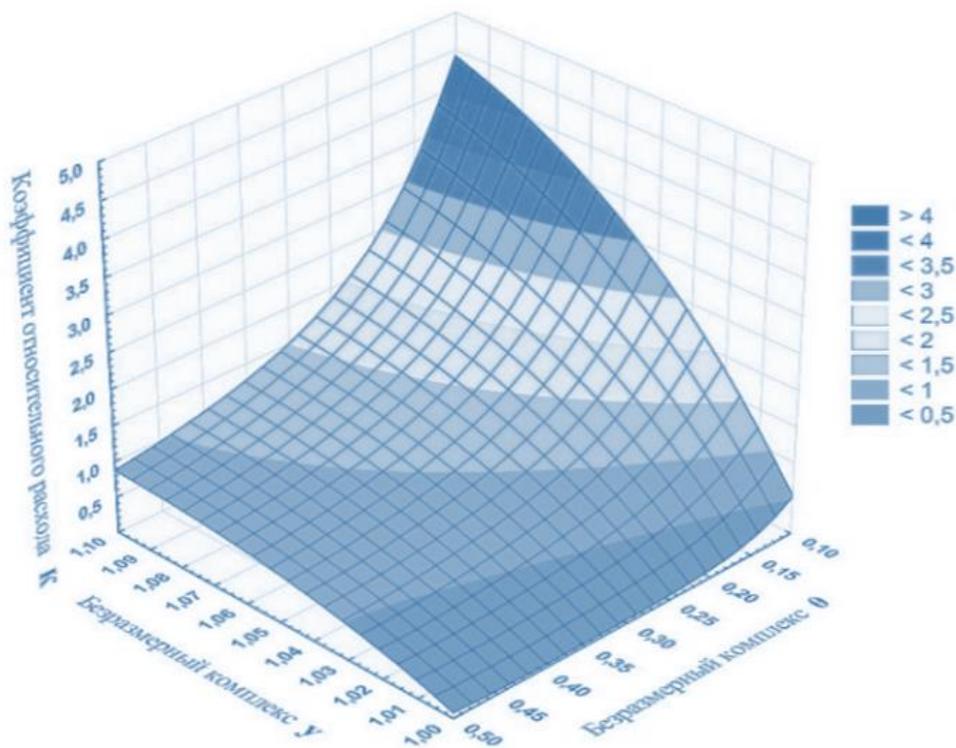


Рис. 3 – График зависимости коэффициента относительного расхода

При анализе полученного графика было определено, что максимальное значение коэффициента превышения может быть получено с помощью следующего уравнения

$$\frac{\sqrt{y_{max}^2-1}}{\theta} = K_{\Pi(max)} . \quad (7)$$

Коэффициент превышения может быть выражен как отношение объема паровоздушной смеси к объему закачанного нефтепродукта

$$K_{\Pi} = \frac{V_{ГВС}}{V_3} . \quad (7)$$

Для оптимизации полученной зависимости необходимо определить границы безразмерных коэффициентов.

В ходе статистической обработки значения безразмерных коэффициентов изменялись в диапазоне, близком к реальному процессу заполнения. Результаты показали, что максимальное значение коэффициента превышения не превышают 2,2. Вклад коэффициента, отражающего изменение массоотдачи в общую функцию незначителен, следовательно, им можно пренебречь для упрощения выражения. Данные были обработаны с помощью программного комплекса STATISTICA 12.6 и была получена следующая зависимость

$$K_{\Pi(max)} = 1 + 1,113 \cdot (\theta)^{0,034} \cdot (\psi)^{0,970} . \quad (7)$$

Таблица 1 Границы безразмерных коэффициентов (в частном случае)

Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение
θ – коэффициент, отражающий вклад гидравлического сопротивления в динамику изменения давления	0,01	0,3
ψ – коэффициент, отражающий вклад испарения в массовый баланс системы;	0	1
ξ – коэффициент, отражающий характеризует изменение массоотдачи	0	1

Критериальное уравнение позволяет рассчитать максимальный коэффициент превышения на этапе проектирования трубопровода и контролировать давление в ГП танкера для минимизации потерь на мастрейзере.

В исследовании на основе виртуально-статистического эксперимента было получено критериальное уравнение, позволяющее определить коэффициент превышения в пределах границ безразмерных коэффициентов. Полученное решение позволяет прогнозировать объемный расход газовой фазы при заполнении резервуара, позволяя минимизировать потери нефтепродуктов при заполнении. В дальнейшем планируется проверка полученных решений на экспериментальном стенде.

Библиографический список:

1. Транспортные свойства и характеристики нефтяных грузов, перевозимых на танкерах / Хайдуков А.О. / Новороссийск: НГМА – 2003 - 72 с.
2. Международное руководство по безопасности для нефтяных танкеров и терминалов / СПб.: ЗАО «ЦНИИМФ» - 2007 – 504 с.
3. К определению коэффициентов превышения объема выходящей из резервуара паровоздушной смеси над объемом закачанной нефти / Бронштейн И.С., Новоселов В.Ф., Блинов И.Г., Ривкин П.Р., Батталов А.З. / Уфа – 1985- с. 75 – 79.
4. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения / Коршак А.А. / Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис - 2001 – 144 с.
5. Experimental study of the VOC emitted from crude oil tankers / Tamaddoni M., Sotudeh-Gharebagh R., Nario S., Hajhosseinzadeh M., Mostoufi N. / Process Safety and Environmental Protection – 2014 - P. 929-937.

УДК 66.074.3

Сорбенты, используемые для улавливания и утилизации диоксида углерода на сегодняшний день

Салахов И. И., Амансарыев А. Б., Горячев А. А.

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань, Россия

На сегодняшний день одной из наиболее актуальной проблемой защиты окружающей среды является выбросы углекислого газа (CO_2) в атмосферу, что в свою очередь ведёт к глобальному потеплению и нарушению экосистемы всей планеты. Основными источниками выбросов углекислого газа являются сельское хозяйство, различные виды тяжелой промышленности, а также нефтеперерабатывающие предприятия, выбрасывающие огромное количество дымовых газов в атмосферу, в составе которых есть диоксид углерода, образующийся при сжигании углеводородов [1].

Ученые всего мира работают над разработкой наиболее оптимальной технологии улавливания, хранения и переработки углекислого газа. Так, исследуются новые технологии по переработке CO_2 в экологически чистое топливо или твердый углерод, но сложность

реализации подобных решений заключается в их высоком энергопотреблении и требовании по качеству исходного сырья, а именно чистого диоксида углерода. Именно поэтому наиболее популярным и востребованным решением проблемы выбросов углекислого газа являются технологии их улавливания для получения сырья высокой концентрации в целях его дальнейшей переработки или иного способа применения [2].

Одним из ключевых компонентов систем улавливания диоксида углерода является абсорбирующий или адсорбирующий материал, используемый для улавливания CO_2 из дымовых газов или других источников.

Существует несколько различных типов сорбентов, разработанных для улавливания диоксида углерода, каждый из которых обладает своими уникальными характеристиками. К ним относятся:

1. Абсорбенты на основе аминов. Данные абсорбенты являются наиболее широко используемым типом абсорбентов для улавливания CO_2 . Они изготавливаются из аминов, которые представляют собой класс органических соединений, способных избирательно связываться с диоксидом углерода. Абсорбенты на основе аминов обычно используются для улавливания углекислого газа из дымовых газов, образующихся при сжигании ископаемого топлива. Некоторые из наиболее часто используемых аминов для улавливания CO_2 включают моноэтаноламин (МЭА), диэтаноламин (ДЭА) и метилдиэтаноламин (МДЭА). Иногда может использоваться смесь аминов в определенных концентрациях. Аминовые абсорбенты широко используются в промышленности благодаря их высокой селективности по углекислому газу и относительно низкой стоимости. Однако они имеют некоторые ограничения, такие как возможность коррозии и необходимость использования большого количества воды для регенерации.

2. Твердые адсорбенты — это еще один тип сорбентов, которые были разработаны для улавливания диоксида углерода. Они изготавливаются из различных материалов, включая металлоорганические каркасы (MOFs) и пористые углеродные материалы. Твердые адсорбенты обычно используются в системах улавливания до сжигания топлива. Преимущество твердых сорбентов в том, что они многоразовые. Однако они имеют меньшую емкость по CO_2 по сравнению с абсорбентами на основе аминов

3. Абсорбенты на основе карбонатов — это относительно новый тип абсорбентов, разработанный для улавливания углекислого газа. Они изготавливаются из различных материалов, включая оксид кальция (CaO) и карбонат натрия (Na_2CO_3). Абсорбенты на основе карбонатов обычно используются в системах улавливания после сжигания ископаемого топлива. Преимущество абсорбентов на основе карбонатов заключается в том, что они обладают высокой емкостью CO_2 и высокой термической стабильностью, но у них относительно высокая стоимость и низкая селективность по отношению к углекислому газу.

4. Ионные жидкости, такие как 1-этил-3-метилимидазолий тетрафторборат (EMIMBF_4), представляют собой класс органических соединений, которые изготавливаются из органических катионов и неорганических анионов. Они обычно жидкие при комнатной температуре и обладают способностью избирательно связываться с диоксидом углерода. Преимущество ионных жидкостей заключается в том, что они обладают высокой селективностью по CO_2 . Однако они также относительно дороги и могут быть коррозионно-активными [3-6].

Каждый из этих абсорбентов имеет свои уникальные характеристики, и выбор абсорбента зависит от конкретного применения и вида источника CO_2 .

Помимо этих традиционных абсорбентов, в области улавливания углекислого газа существуют и новые разработки, такие как мембраны и гибридные материалы. Мембраны — это тонкие пленки, которые пропускают одни газы и задерживают другие. Гибридные материалы — это комбинации различных материалов, которые могут улавливать диоксид углерода наиболее эффективно.

Стоит отметить, что эффективность улавливания CO_2 зависит не только от типа используемого абсорбента, но и от конструкции и работы системы улавливания. Например, использование интегрированных систем, таких как те, которые сочетают улавливание

углекислого газа с другими процессами, такими как производство электроэнергии, также может повысить общую эффективность системы.

С точки зрения экономической эффективности, стоимость улавливания диоксида углерода зависит от ряда факторов, включая стоимость абсорбента, энергию, необходимую для процесса улавливания, и стоимость утилизации уловленного CO₂. Стоимость улавливания углекислого газа в настоящее время является основным препятствием для широкого внедрения технологий улавливания и утилизации CO₂. Однако по мере дальнейшего развития технологии и снижения стоимости абсорбентов и других материалов ожидается, что стоимость улавливания диоксида углерода также снизится.

Еще одним важным аспектом, который необходимо учитывать, является воздействие технологий улавливания и утилизации CO₂ на окружающую среду. Оценка жизненного цикла технологий улавливания углекислого газа должна учитывать не только энергию, необходимую для процесса улавливания, но и воздействие на окружающую среду материалов, используемых в процессе улавливания, а также транспортировки и хранения уловленного диоксида углерода.

Кроме того, важным моментом является утилизация уловленного CO₂. Полученный углекислый газ может быть использован для различных целей, таких как повышение нефтеотдачи, производство химических веществ и топлива, а также выращивание водорослей для получения биотоплива. Выбор технологии утилизации будет зависеть от конкретного применения и наличия необходимой инфраструктуры.

Несмотря на потенциальные преимущества технологий улавливания и утилизации CO₂, все еще существует ряд проблем, которые необходимо решить. Одной из основных проблем является высокая стоимость технологии. Хотя ожидается, что в будущем стоимость улавливания диоксида углерода снизится, в настоящее время она все еще является основным препятствием для широкого внедрения этих технологий. Кроме того, разработка и внедрение этих технологий все еще находятся на ранних стадиях, и остается много неизвестных о долгосрочных характеристиках и надежности этих систем.

Еще одной проблемой является отсутствие инфраструктуры и нормативных актов, способствующих внедрению этих технологий. Например, в настоящее время не хватает трубопроводов и хранилищ для транспортировки и хранения уловленного CO₂. К тому же, также не хватает нормативных актов и политики, поддерживающих разработку и внедрение этих технологий.

Также существует также недостаток общественного признания и понимания этих технологий. Несмотря на потенциальные преимущества, многие люди по-прежнему скептически относятся к эффективности, безопасности и полезности этих технологий. Отсутствие общественного признания может затруднить получение поддержки для разработки и внедрения этих технологий.

В заключение следует отметить, что технологии улавливания и утилизации диоксида углерода обладают потенциалом для значительного сокращения выбросов парниковых газов от промышленных источников. Однако существующие проблемы такие как, высокая стоимость технологии, отсутствие инфраструктуры и нормативных актов, а также отсутствие общественного признания и понимания этих технологий мешают полноценному и бурному развитию данного направления. Для преодоления этих проблем важно продолжать инвестировать в исследования и разработки такого рода проектов и вести работу по информированию общественности о потенциальных преимуществах этих технологий. В дополнение, правительствам и промышленным предприятиям следует совместно разрабатывать политику и нормативные акты, способствующие развитию данной тенденции. Дальнейшее развитие и совершенствование технологий улавливания и утилизации углекислого газа имеет решающее значение для достижения устойчивого будущего.

Библиографический список:

1. International Energy Agency [Электронный ресурс] World Energy Outlook 2022 - Analysis. URL - <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf> (дата обращения 25.01.2023)

2. Технологический обзор. Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS) [Электронный ресурс]: UNECE. URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure_RU_final.pdf (дата обращения 24.01.2023).
3. Aghel B., Behaein S., Alobiad F. CO₂ capture from biogas by biomass-based adsorbents: A review //Fuel. – 2022. – Т. 328. – С. 125276.
4. Penders-van Elk N. J. M. C. et al. Kinetics of absorption of carbon dioxide in aqueous amine and carbonate solutions with carbonic anhydrase //International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2013. – Т. 12. – С. 259-268.
5. Aghel B. et al. Review on CO₂ capture by blended amine solutions //International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2022. – Т. 119. – С. 103715.
6. Hanak D. P., Anthony E. J., Manovic V. A review of developments in pilot-plant testing and modelling of calcium looping process for CO₂ capture from power generation systems //Energy & Environmental Science. – 2015. – Т. 8. – №. 8. – С. 2199-2249.

УДК 620.197.5:622.691.4

Анализ факторов, влияющих на параметры электрохимической защиты трубопроводов промышленных площадок

Кабулов А. К., Гречкин Е. С., Галеева М. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: Результаты исследования причин, снижающих эффективность электрохимической защиты трубопроводов, представлены в работе. Основные факторы, влияющие на эффективность электрохимической защиты, выявлены в системах катодной защиты и защитного заземления. Также отмечено, что большинство методов мелиорации грунта также влияют на распределение защитного тока на территории промышленных площадок. Результаты анализа позволяют определить основные направления совершенствования методики проектирования средств электрохимической защиты подземных трубопроводов на промышленных площадках.

Abstract: The results of the study of the causes that reduce the effectiveness of electrochemical protection of pipelines are presented in the work. The main factors affecting the effectiveness of electrochemical protection have been identified in cathodic protection and protective grounding systems. It is also noted that most methods of soil reclamation also affect the distribution of protective current on the territory of industrial sites. The results of the analysis make it possible to determine the main directions for improving the design methodology for electrochemical protection of underground pipelines at industrial sites.

Ключевые слова: электрохимическая защита, система защитного заземления, экранирование катодного тока, защитный потенциал, промышленная площадка.

Key words: electrochemical protection, protective grounding system, cathodic current shielding, protective potential, industrial site.

На промышленных объектах, таких как газораспределительные, компрессорные и нефтеперекачивающие станции, используя системы электрохимической защиты трубопроводов, часто возникают проблемы с недостаточной защитой от коррозии. Это приводит к понижению потенциала "труба-земля" из-за влияния других систем, таких как молниезащита и контуры защитного заземления, а также неоднородности грунта. Методы проектирования, которые уже существуют, не учитывают эти факторы, что может привести к увеличению финансовых затрат, усложнению пусконаладочных работ и риску выхода из строя преобразователей. Кроме того, может возникнуть проблема отсутствия запаса преобразователей по току и мощности.

Цель данной работы заключается в исследовании факторов, влияющих на параметры распределения тока в системе катодной защиты технологических трубопроводов и оборудования, а также в разработке методики улучшения проектирования средств электрохимической защиты на промышленных площадках. На рисунке 1 представлены факторы, влияющие на распределение тока в условиях экранирования катодного тока.

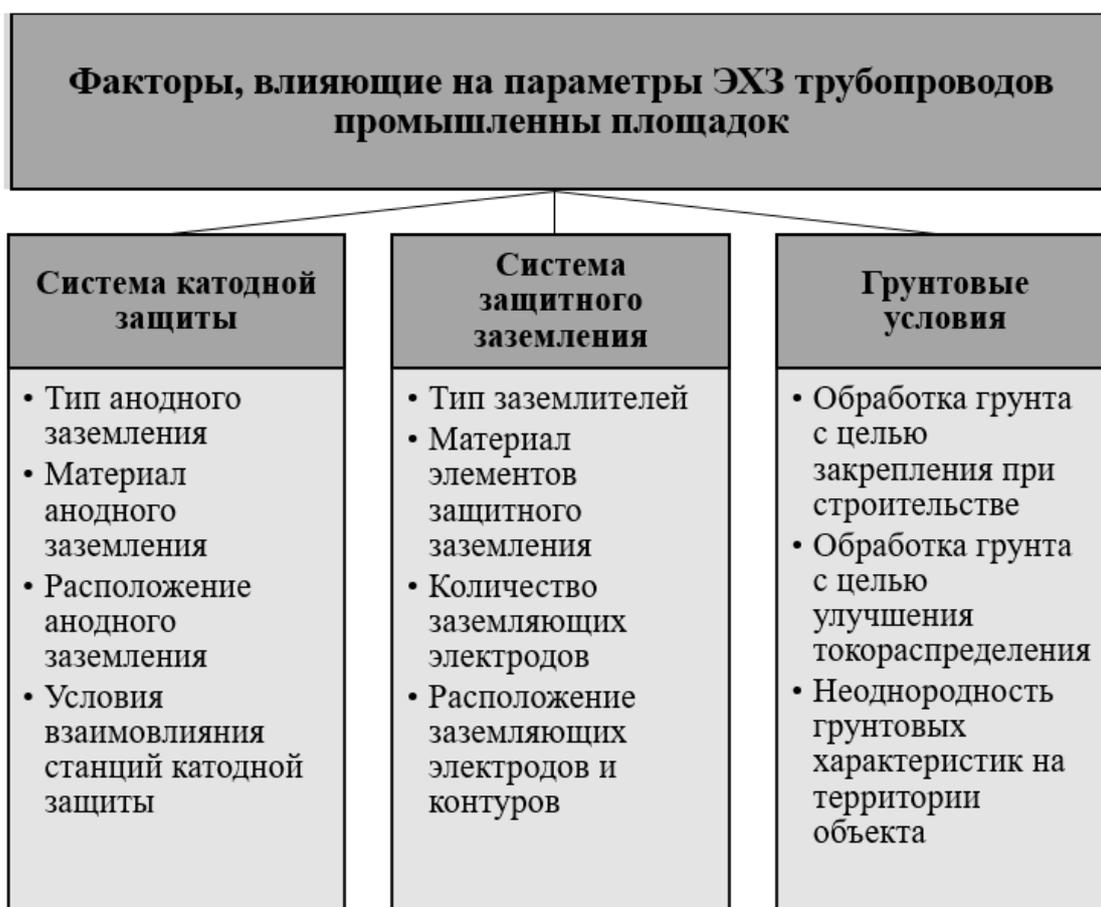


Рис. 1. Факторы, которые влияют на характеристики ЭХЗ трубопроводов в условиях экранирования катодного тока

Для равномерного распределения защитного потенциала по трубопроводу в системе катодной защиты важным фактором является тип, материал и координаты расположения анодного заземления. Протяженные анодные заземления или глубинное анодное заземление с выносом за пределы территории промышленной площадки рекомендуются для создания благоприятных условий. Работы [2-4] также подтверждают это. Однако, из-за сложности конфигурации и оборудования различных электрически связанных систем, часто невозможно достичь нормативных значений параметров электрохимической защиты. Для обеспечения правильной защиты площадных объектов от электрокоррозии необходимо улучшить методики проектирования и регулирования средств электрохимической защиты, учитывая тип, материал и количество элементов защитного заземления, а также расположение заземляющих электродов и контуров относительно анодного заземления, входящего в состав установки катодной защиты.

Недавние исследования [5] показали, что материал и расположение элементов защитного заземления могут отрицательно влиять на степень экранирования катодного тока. В связи с невозможностью устранения всех электрических контактов на стадии проектирования, необходимо оптимизировать количество заземляющих электродов и расположение шин заземления на промышленной площадке с использованием математического моделирования параметров токораспределения в системе ЭХЗ [6].

Для изменения и укрепления природных грунтов, необходимых для строительства и эксплуатации, применяется комплекс технических мероприятий на стадиях проектирования и строительства промышленных площадок и трубопроводов. Различные методы используются для улучшения свойств рыхлых и связных грунтов, включая физико-механические, физико-химические и химические.

Для повышения эффективности заземлителей и снижения переходного электрического сопротивления электрод-грунт применяются различные методы, такие как: использование

околоэлектродных заполнителей: глина, минеральные соли, уголь и коксовая мелочь. При использовании электролитов, древесного угля и коксовой мелочи достигается максимальное понижение сопротивления.

Для использования в качестве грунта-заполнителя подходит любой грунт с сопротивлением, меньшим в 5-10 раз, чем у основного грунта. Из-за наличия множества электрических соединений катодно-защищаемых трубопроводов с защитными заземлениями на территории промышленной площадки, которые работают в обработанном грунте и обеспечивают интенсивное перетекание защитного тока от системы электрохимической защиты к заземлениям электроустановок [7]. Повышение уровня защиты от коррозии путем регулирования параметров электрохимической защиты трубопроводов не даст.

Отсутствие методик оценки изменения характеристик грунта в процессе эксплуатации и использование информации, полученной в ходе предпроектных изысканий, представляют общий недостаток рассмотренных подходов в системе защиты против коррозии. При разработке проектов для защиты трубопроводов от коррозии метод расчета электрического сопротивления трубопровода опирается на упрощенный подход, основанный на средних удельных значениях электрического сопротивления грунта, которые были получены из предварительных изысканий. Данный метод расчета не учитывает изменчивость свойств грунтов, что мешает оценке влияния этих свойств на системы противокоррозионной защиты трубопроводов и прочих систем, действующих на территориях промышленных объектов. Существует актуальная научно-техническая задача по исследованию влияния грунтовых характеристик на параметры токораспределения, с учетом экранирования катодного тока. Результаты этих исследований могут быть использованы для разработки методики определения оптимальных грунтовых условий, необходимых для достижения требуемых параметров противокоррозионной защиты трубопроводов и оборудования, что повысит эффективность защиты от коррозии.

Выводы:

1. При исследовании эффективности электрохимической защиты трубопроводов были выявлены ключевые факторы, влияющие на токораспределение в подземных участках, а также необходимость учета влияния технической мелиорации при проектировании защиты.

2. Из проведенного исследования стало известно, что имеющиеся методики в документации неполностью учитывают все факторы, важные для эффективного проведения пуско-наладочных работ и обеспечения надлежащей эксплуатации системы электрохимической защиты технологических трубопроводов и оборудования.

3. Требуется улучшить дизайн электрохимических защитных систем для трубопроводов, учитывая схемы защитного заземления, а также создать методику для определения оптимальных грунтовых условий, обеспечивающих нужные параметры защиты от коррозии на промышленных объектах. Главная цель заключается в улучшении прохождения катодного тока в системе «трубопровод-грунт».

Библиографический список:

1. Технологии и оборудование для нефтегазового комплекса. / Е. В. Исупова [с.55-63].
2. Технологии и наука трубопроводного транспорта нефтепродуктов и нефти. / В. Ю. Корзинин [с.92-98.]
3. Основы проектирования электрохимической защиты от коррозии подземных и подводных объектов транспорта нефти и газа. / С. А. Никулин, Ю. В. Александров, О. Ю. Александров, Р. В. Агиней. [198 с.]
4. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. / А. А. Прохоров, В. В. Радченко, Р. А. Жуков [с.82-86.]
5. Трубопроводный транспорт: теория и практика. / Р. В. Агиней, Е. В. Исупова [с.16-20.]
6. Трубопроводный транспорт: теория и практика. / Е. В. Исупова, С. С. Гуськов, Р. В. Агиней [с.18-22.]
7. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. / Е. Е. Яворская [с.45-53.]

Управление эффективностью в системах транспорта и хранения углеводородов с применением моделей нейродинамического программирования

Чижевская Е. Л., Земенкова М. Ю., Земенков Ю. Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Необходимость принятия оперативных решений в интенсивно меняющейся экономической среде во многом обусловлена требованием обеспечения эффективности использования ресурсов производственных предприятий. В связи с появлением новых условий, в числе которых значительное влияние оказывают и политические факторы, наиболее приемлемым инструментом управления современными технологическими объектами являются автоматизированные системы управления, позволяющие не только обеспечить принятие решений в условиях реального времени с обработкой значительных массивов информации, но и подстраиваться под меняющиеся условия и заданные менеджментом приоритеты развития предприятия.

Актуальность создания интеллектуальных систем управления стратегически важными объектами РФ обозначена в Национальной программе «Цифровая экономика РФ» (утв. Президиумом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам, протокол от 04.06.2019 №7), «Национальной стратегии развития искусственного интеллекта на период до 2030 года» (Указ Президента РФ от 10.10.2019 г. № 490), Программах нефтегазовых компаний и других документах.

Современная стратегия цифровизации предусматривает использование роботизированных интеллектуальных систем последнего поколения, которые призваны осуществлять две ключевые задачи – управление техническим состоянием, надежностью, безопасностью объектов и управление эффективностью процессов и транспортных потоков, учитывая стратегические задачи отрасли в условиях непрерывно меняющейся экономики.

В Тюменском индустриальном университете на кафедре «Транспорт углеводородных ресурсов» разработана принципиально новая технология интеллектуального нейросетевого инжинирингового контроля, прогнозирования состояний обеспечения эффективности технических решений при управлении технологическими процессами опасных производственных объектов (ОПО).

Работа посвящена созданию системы мониторинга и оптимизации эффективности принятия решений при транспорте и хранении углеводородов. На основании системного анализа факторов, вариантов принятия решений и их последствий может быть выполнена оценка комплексного решения, а также выполнена оптимизация с учетом установленной стратегии и располагаемых ресурсов. Управление осуществляется в самых различных сферах - от оптимизации режимных параметров перекачки и транспортных потоков до управления на уровне планирования технического обслуживания и ремонтов, режимов диспетчерского управления и т.д. Адаптивность разработанной системы обеспечивается с применением нейродинамического программирования, в частности, параметров моделей с подкреплением Q-learning на графовых схемах и оптимизации при изменении входящих потоков информации во времени.

Специфика создания модульной структуры подразумевает решение отдельных технологических, экономических и стратегических задач, основанных на различных оптимизационных моделях. Разработка модуля, позволяющего с использованием данных о динамике различных показателей в режиме реального времени осуществлять мониторинг и управление состоянием, может быть реализована с применением моделей нейродинамического программирования. База данных включает группы показателей (критериев), зависящих от самых различных факторов эффективности транспортной системы. Под эффективностью принимается соотношение между достигнутым результатом и использованными ресурсами (ISO 9000: 2015).

Для реализации такой концепции авторами создана база исходных данных показателей (числовых и логических характеристик) и факторов (причин, влияющих сил, событий и т.д.), сканируемых в режиме реального времени, и система критериев, позволяющая оценить

эффективность эксплуатации системы в контексте решаемой технологической и экономической задачи. Показателей и факторов достаточно много, при этом они находятся в весьма сложных функциональных связях и зависимостях. В качестве примера, 4 категории факторов могут быть разделены на систему групп, содержащих комплекс измеряемых авторской интеллектуальной технологией признаков (рис.1).

Разработанная авторами методология интеллектуального управления на основании системы критериев позволит не только оптимизировать транспортные потоки, обеспечивая максимизацию целевых критериев на всех этапах управления, но и обеспечить надежность и безопасность системы, эффективность диспетчерского управления, рационализируя использование финансовых потоков с учетом всех возможных категорий факторов.

Таким образом, при решении задач обеспечения эффективности принятия решений для систем транспорта нефти и газа, управляемой является целая система факторов, для каждого из которых требуется разработка типового решения. Оценка эффективности и целесообразности принятия решений может быть выполнена с применением графовых моделей с подкреплением, моделей нейродинамического программирования.

Авторская методология предусматривает применение адаптивного математического аппарата анализа данных для решения конкретных групп задач.

Эффективность принятия системы решений может быть оценена с применением графовых моделей, моделей нейродинамического программирования, графовых моделей с подкреплением (рисунок 1). Например, предположим, что система управленческих решений может быть задана произвольным графом, каждому из которых соответствует система позитивных $R_{i,j}^+$ и негативных $R_{i,j}^-$ результатов. Расчеты возможных стратегий по графам позволяют определить достижение результатов по системе произвольных критериев и определить наиболее эффективные стратегии управления. Граф может быть построен с любой степенью детализации на любом уровне управления и ограничиваться системой требований законодательства, регламентирующих документов и приоритетов предприятия.

Так, например, эффективность транспортной системы может быть описана полумарковским процессом для множества возможных состояний по графу $E_t = \{E_t, E_{t+1}, E_{t+2}, \dots + E_{t+k}\}$ с матрицей вероятностей перехода P_{ij} и множества возможных решений по управлению для соответствующих состояний $D_t = \{D_t, D_{t+1}, D_{t+2}, \dots + D_{t+k}\}$. Тогда интегральная результативность принятия решений для полумарковской матрицы переходов P_{ij} для каждого состояния E_t равна R_t , а интегральная оценка функции результативности имеет вид:

$$\text{- без дисконтирования } Q_t = R_t + R_{t+1} + R_{t+2} + \dots + R_{t+k} = \sum_{k=0}^T R_{t+k} ;$$

$$\text{- с дисконтированием } Q_t = R_t + \gamma R_{t+1} + \gamma^2 R_{t+2} + \dots + R_{t+k} = \sum_{k=0}^T \gamma^k R_{t+k} ,$$

где R – показатель результативности принятия решения (функция вознаграждения) $R: E \times D \rightarrow \mathfrak{R}$; γ – фактор дисконтирования во времени (снижение эффективности при промедлении) $\gamma \in [0;1]$.

Особенностью применения графовых моделей с подкреплением и нейродинамического программирования является возможность их использования в условиях неполной информации, а также адаптивный характер модели.

Система интеллектуального технологического контролирует в режиме реального времени систему изменяющихся процессов и этапов управления на базе системного анализа, включая анализ баз данных, прогнозирование ситуаций, событий, параметров, ранжирование, поддержка принятия решений по техническому обслуживанию, ремонту, перевооружению (планирование) и др.

Технологические		Экономические		Юридические		Политические	
Реализуемость требуемых транспортных потоков (возможности реверсивного транспорта, наличие терминалов для хранения, объемы и др.)	T ₁	Рыночная стоимость и себестоимость транспорта	E ₁	Требования международных документов	L ₁	Политическая безопасность	P ₁
Безопасность	T ₂	Рентабельность транспортных проектов	E ₂	Требования отечественных документов	L ₂	Структура сети потребителей	P ₂
Надежность	T ₃	Стоимость капитальных вложений на создание транспортных систем	E ₃	Требования действующих стандартов проектирования, строительства	L ₃	Географические особенности транспортных сетей	P ₃
Энергоэффективность	T ₄	Стратегические вызовы региона, страны	E ₄	Информационная безопасность	L ₄	Надежность партнеров-потребителей и поставщиков (на глобальном рынке)	P ₄
Эффективность систем управления	T ₅	Стоимость капитальных вложений на создание транспортных систем	E ₅	Ответственность за нарушения закона сторонами	L ₅	Стабильность политических позиций	P ₅
Эффективность систем мониторинга	T ₆	Возможности государственного регулирования	E ₆	Стабильность требований законодательства	L ₅	Перспективы развития отношений	P ₆
Оптимальность и рациональность транспортных потоков с учетом всех параметров	T ₇	Надежность партнеров-потребителей и поставщиков (в пределах государства)	E ₇	Исторически сформированные особенности систем и межгосударственных взаимоотношений	L ₆		
Стабильность смежных технологических узлов (объекты месторождений, подготовки к транспорту, НПЗ и т.д.)	T ₈	Потенциальные возможности для развития структуры сетей, строительства, реконструкции (финансовые)	E ₈				
Потенциальные возможности для развития структуры сетей, строительства, реконструкции (технические)	T ₉						
Возможности кадрового потенциала	T ₁₀						

Рис. 1. Пример классификации для реализации критериального факторного анализа по 4 категориям факторов обеспечения эффективности и развития нефтегазотранспортных систем: Т, Е, L, Р – категории факторов технологические, экономические, юридические, политические соответственно

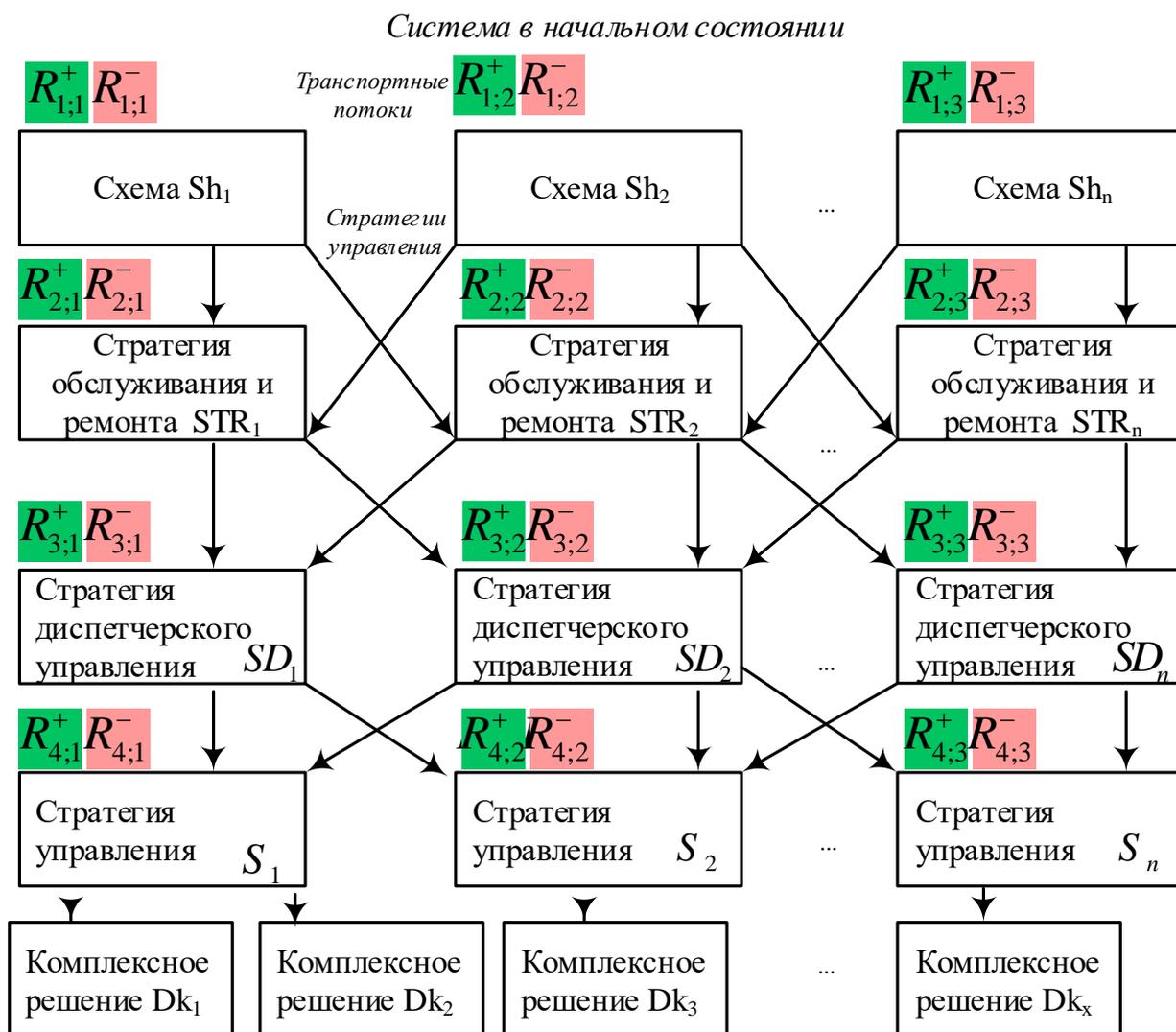


Рис. 2 – Пример базовой графовой схемы принятия решений с применением модели Q-learning с подкреплением

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Библиографический список:

1. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность средств хранения и транспорта энергоресурсов// О.Е. Аксютин, А.А.Александров, А.В. Алешин - Москва: Международный гуманитарный общественный фонд "Знание" им. академика К.В. Фролова, 2019. - 928 с. Текст: непосредственный.
2. Земенкова, М.Ю. Методологическое обеспечение мониторинга безопасности объектов транспорта и хранения нефти и газа на основе интеллектуальных экспертных систем : диссертация доктора технических наук : 05.26.02 / Земенкова Мария Юрьевна. - Тюмень, 2020. - 443 с.
3. Интеллектуальные роботы для мониторинга надежности и безопасности систем транспорта углеводородов / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 5(113). – С. 44-48.
4. Диверсификация научно-технического развития и управления эффективностью предприятий ТЭК в нестабильной макроэкономической среде: особенности и проблемы / Я. М. Курбанов, Ю. Д. Земенков, Е. Л. Чижевская, А. Б. Шабаров // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 12(132). – С. 74-79.

Обоснование параметров компенсаторов-упоров на участках, примыкающих к камерам пуска/приема СОД

Пшенин В. В., Густов А. А., Скоробогатов А. А.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Для периодической очистки газопровода от отложений с целью восстановления его пропускной способности, а также для проведения внутритрубной диагностики в процессе эксплуатации газопровода без остановки подачи газа, проектной документацией предусмотрена установка узлов запуска и приема средств очистки и диагностики с дренажными подземными емкостями для сбора конденсата (для узлов приема).

Узлы запуска и приема средств очистки разработаны в соответствии с требованиями раздела 6.4 СТО Газпром 2-3.5-051-2006. При проектировании участков примыкания газопровода к камерам запуска и приема очистных устройств необходимо учитывать продольные перемещения трубопроводов от действия внутреннего давления и температурных напряжений.

Узлы перехода «земля-воздух» подвергаются значительным деформациям. В процессе этих деформаций, происходит потеря устойчивости трубопровода, смещение с проектных отметок, а также повышается вероятность возникновения недопустимых повреждений в трубопроводе, а также в оборудовании/элементах обвязки, используемом на узлах перехода «земля-воздух».

Для уменьшения величины продольных перемещений предусмотрено устройство компенсаторов-упоров. Компенсаторы-упоры частично компенсируют продольные перемещения газопровода с одной стороны (за счет смещения труб в грунте) и одновременно являются упорами, уменьшающими перемещения газопровода с другой стороны компенсатора-упора, где продольные перемещения должны иметь ограниченную величину. Однако некоторые элементы обвязки, в т.ч. изолирующие монолитные муфты плохо воспринимают изгибающие моменты при неграмотном выборе точки их установки или недостаточной компенсации деформаций.

В существующей нормативной документации указаны следующие требования для узлов: узлы не должны затруднять проход очистного устройства или диагностического снаряда, а также должны минимизировать объём земляных работ и стоимость элементов (желательно использование упругого изгиба или отводов холодного гнутья). В практике проектирования газопроводов отсутствуют подробные рекомендации выбора конструктивных параметров компенсатора-упора.

Конструктивные параметры компенсатора-упора выбираются исходя из обеспечения необходимой степени компенсации продольных перемещений газопровода. Использование унифицированной конструкции компенсатора на участках газопровода оправдано идентичными условиям (физико-механические свойства грунта, глубина заложения, конструктивные параметры газопровода).

Для корректного расчета продольных перемещений газопровода и обоснования выбора муфт, соответствующего каждому конкретному случаю компенсатора-упора необходимо учитывать следующие параметры:

- 1) Физико-механические свойства грунтов на участке газопровода;
- 2) Свойства материала труб, соединительных деталей, запорной арматуры;
- 3) Сведения о нагрузках и воздействиях на рассматриваемый участок газопровода;
- 4) Конструктивные особенности прокладки участка газопровода.

По результатам инженерных изысканий газопровод на рассматриваемом участке залегает в грунте, который можно классифицировать следующим образом:

ИГЭ – 18 Пески мелкие плотные средней степени водонасыщения до насыщенных водой включениями гравия и гальки до 5%, имеющие: $c = 3$ кПа, $\varphi = 340$, $E = 34$ МПа, $\rho_{гр} = 1660$ кг/м³, $\gamma_{гр} = 16285$ Н/м³, $e = 0,59$, $C_{х0} = 0,021$ МПа/см [1]. В целях выбора рациональных проектных решений

расчеты необходимо произвести для двух вариантов: в реальных условиях залегания трубопровода и для случая, когда использован в качестве грунта обратной засыпки использован песок.

Механические свойства сталей (временное сопротивление разрыву, предел текучести, относительное удлинение) приняты по техническим условиям на производство труб. Свойства принятых в проекте труб приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Механические свойства принятой в проекте трубной продукции

Внешний диаметр, мм	ТУ, ГОСТ	Сталь	Временное сопротивление σ_B , Н/мм ²	Предел текучести σ_T , Н/мм ²	Относительное удлинение δ_5 , %
159	ТУ1383-034-05757848-2008	–	490	343	20
159	ГОСТ 8732-78*	09Г2С	470	265	21
108	ГОСТ 8734-75*	09Г2С	470	265	21
89	ГОСТ 8734-75*	09Г2С	470	265	21
57	ГОСТ 8734-75*	09Г2С	470	265	21

Физические характеристики стали приняты по таблице 12 СНиП 2.05.06-85*: плотность - 7850 кг/м³; модуль упругости - 206000 МПа; коэффициент поперечной деформации Пуассона для упругой зоны - 0,3; коэффициент линейного расширения - 0,000012 град⁻¹.

Компенсатор-упор выполнен из отводов 60° и 18° и прямых участков трубопровода. Габаритные размеры приведены на рисунке 1. Прямые участки компенсатора-упора предусмотрено выполнить из труб внешним диаметром 159 мм, с толщиной стенки 5 мм по ТУ 1383-034-05757848-2008 с заводским изоляционным покрытием усиленного типа НПЭПк-3 ТУ 1394-015-05757848-2005.

Проектируемый компенсатор-упор

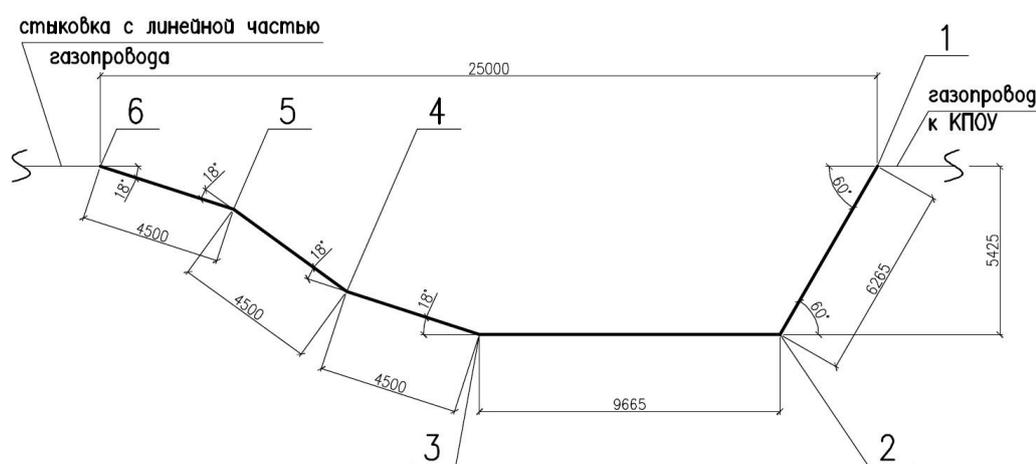


Рис. 1 – Проектируемый компенсатор-упор

При выполнении расчетов к постоянным нагрузкам, действующим на рассматриваемую конструкцию, отнесены: собственный вес газопровода; давление грунта засыпки.

Временными длительными нагрузками являются: внутреннее давление перекачиваемого продукта (газа); вес продукта; температурный перепад.

Расчет выполнен на рабочее давление в газопроводе $P_{\text{раб}}=5,4$ МПа и температурный перепад $\Delta t=20$ °С. Минимальная и максимальная температура грунта на глубине заложения газопровода по данным инженерных изысканий составляет 0,2 °С и 12,7 °С соответственно.

Расчет продольных перемещений подземного трубопровода произведен по формулам, описанным в работе «Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов» [2].

Кольцевые напряжения

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot (D_H - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta}, \quad (1)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке давлением;

P – рабочее давление в газопроводе под давлением, МПа;
 D_n – наружный диаметр трубы, м;
 δ – толщина стенки трубы, м.
 Эквивалентное усилие

$$S = (\alpha \cdot \Delta t \cdot E + 0.2 \cdot \sigma_{кц}) \cdot F, \quad (2)$$

где α – коэффициент линейного расширения стали;
 Δt – температурный перепад, °С;
 E – модуль Юнга стали, МПа;
 F – Площадь сечения стенок трубы, м².
 Параметр упругой работы грунта

$$\gamma = \sqrt{\frac{\pi \cdot D_n \cdot C_{ок}}{E \cdot F}}, \quad (3)$$

где $C_{ок}$ – обобщенный коэффициент касательного сопротивления грунта, МПа/м.
 Проверка критерия равновесия грунта по длине ТП

$$K = \frac{S \cdot \gamma}{t_{пр} \cdot 10^{-6}}, \quad (4)$$

где $t_{пр}$ – предельное сопротивления грунта сдвигу, Н/м.
 Продольное перемещение конца

$$u_0 = \frac{1}{2 \cdot (E \cdot 10^6 \cdot F)} \cdot \left(\frac{S \cdot 10^6}{t_{пр}} + \frac{t_{пр}}{\gamma^2} \right). \quad (5)$$

Длина участка, с которого собираются температурные перемещения к его началу

$$L = \frac{3}{\gamma} + \frac{S \cdot 10^6}{t_{пр}}. \quad (6)$$

Продольные перемещения газопровода, вычисленные по методике, составляют 30,3 мм. Столь существенные значения продольных перемещений главным образом объясняются сравнительно малым диаметром газопровода и учетом свойств грунта. В дальнейших расчетах значение продольных перемещений было принято равным 30,3 мм.

В рамках исследований выполнено 16 расчетов трубопроводной обвязки КПОУ и компенсатора-упора в программном комплексе СТАРТ для муфт изолирующих монолитных (электроизолирующие вставки) типа ИММ по ТУ 3647-006-93719333-2009 поставки ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», установленных в наименее напряженных участках трубопровода. Геометрия расчетной модели приведена на рисунке 2.

В работе, на основе расчета в программном комплексе СТАРТ, продемонстрирован алгоритм проверки на прочность напряженных элементов обвязки. Применение компенсатора-упора позволяет значительно сократить воздействие продольных перемещений газопровода на проектируемые узлы запуска и приема очистного устройства и их обвязку.

Значительно снижены перемещения элементов, усилия и изгибающие моменты в креплениях камеры к фундаменту, на участке перехода «земля-воздух», в изолирующих монолитных муфтах. Таким образом, техническое решение по устройству компенсатора-упора позволяет обеспечить конструктивную прочность конструкции и повысить ее надежность, как в целом, так и отдельных ее элементов.

В работе подобраны рациональные геометрические параметры упора и его поэлементная конфигурация. В дальнейшем результаты расчетов планируется внедрить в практику проектирования подобных участков, и осуществить поиск унифицированных решений. Результаты работы востребованы в том числе и при расчете надежности электроизолирующих соединений на подобных участках. В дальнейших исследованиях планируется более подробно изучить существующую проблематику путем моделирования НДС муфты ИММ в программном пакете Ansys Mechanical Structural.

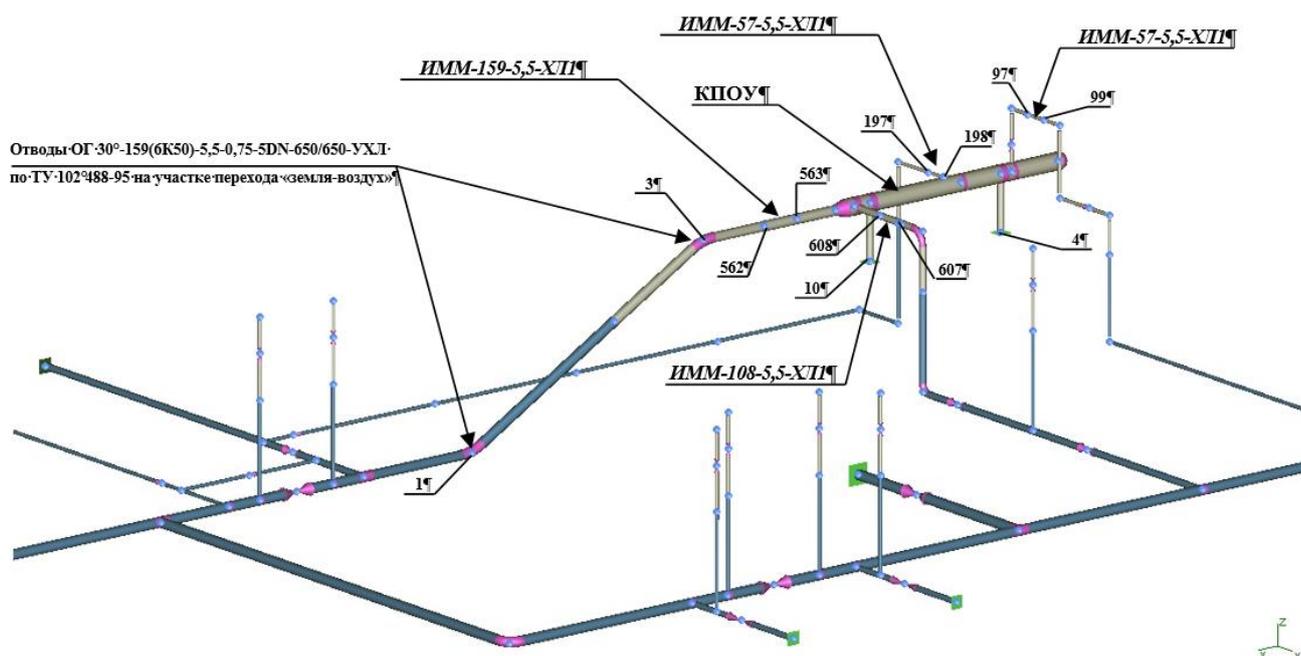


Рис. 2 – Расчетная модель в программном комплексе СТАРТ

Библиографический список:

16. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е. / Санкт-Петербург: Недра, – 2006 - 824 с.
17. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль / Ростов н/Д: Феникс - 2017 - 540 с.
18. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / Айнбиндер А.Б. / М: Недра – 1982 – 288 с.
19. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерногеологических условиях / Шаммазов А.М. и др. / М.: Интер - 2006 - 564 с.
20. Сопротивление материалов: учебник для вузов / Александров А.В., Потапов В.Д., Державин Б.П. / М: Высшая школа – 2003 - 560 с.

УДК 621,6

Расчет теплового влияния на мерзлый грунт заглубленного нефтепровода в условиях крайнего севера

Малыгин М. А., Подгальний Н. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Трубопровод, как безопасный, надежный и экологичный вид транспорта, широко используется для транспортировки на большие расстояния нефти и природного газа. За последние несколько десятилетий эксплуатация и транспортировка углеводородов привели к значительному расширению трубопроводных систем в регионах вечной мерзлоты. Трубопроводы в районах вечной мерзлоты сталкиваются с проблемами при эксплуатации из-за промерзания и оттаивания грунта. Многолетнемерзлый грунт подвержен тепловому влиянию, создаваемым заглубленным нефтепроводом с момента начала его эксплуатации, поскольку мерзлый грунт нагревается и оттаивает, это может привести к развитию различных негативных геокриологических процессов и, в конечном итоге, нарушить безопасную эксплуатацию трубопровода. Температурные поля грунта вокруг трубопровода могут переносить длительные нестационарные изменения в процессе эксплуатации. Поэтому вечная мерзлота под трубопроводом, скорее всего, будет постепенно таять и даже исчезнет под

непрерывным тепловым воздействием потепления климата и горячей нефти в трубопроводе. Для анализа процесса тепло- и массообмена, в настоящее время обычно используют эксперимент и численное моделирование для изучения его характеристик и закономерностей. Экспериментальные исследования концентрируются на проверке температурных полей процесса промерзания почвы, изменении температурного поля, скорости промерзания и механических характеристик почвы.

Основной целью данного исследования является получение зависимости глубины оттаивания грунта от температуры транспортируемой нефти. Модели были решены численным методом для получения глубины оттаивания с учетом факторов, таких как температура нефти, толщина слоя труб. Это исследование может дать рекомендации по эксплуатации подземных трубопроводов в районах вечной мерзлоты.

Расчет температурных полей грунта вокруг заглубленных нефтепроводов является весьма трудоемким процессом. Для упрощения расчета и получения решения, которое удовлетворяло бы инженерным требованиям, при моделировании необходимо выполнить следующие требования:

- Стенка трубы, покрытие и замена грунта в канаве для труб не оказывают влияния на температурное поле почвы в долгосрочной перспективе;
- Предполагается, что температура нефти в поперечном сечении трубы равномерна, что означает, что температура зависит только от времени и осевого расположения;
- Грунт однороден, и теплопроводность вдоль оси трубы игнорируется;
- Учитывается теплообмен между воздухом и грунтом.

Нефтепровод в условиях вечномерзлых грунтов, был выбран в качестве объекта исследования для анализа характеристик таяния и прогнозирования его взаимодействия на растепление мерзлых пород. Расчеты производились с различной температурой нефти, а именно 20, 30 и 40 градусов по Цельсию, температура грунта изначально имела значение 0,4 градуса ниже нуля по Цельсию. Толщина теплоизоляционного слоя принималась равной 0 мм. Учитывался теплообмен между воздухом и внешним слоем грунта. Вокруг трубопровода при этих различных параметрах были смоделированы и проанализированы для определения изменения максимальных глубин оттаивания вокруг трубопровода, расчет выполнялся в статическом режиме

Ниже представлены расчеты влияния температуры трубопровода, на растепление грунта. На рисунке 1,2 и 3 приведены результаты расчета при температуре нефти 20, 30 и 40 градусов по Цельсию соответственно.

Разумеется, что чем выше будет значение температура нефти в трубопроводе, тем больше будет происходить растепление грунта, но следует уточнить, что при 40 градусах тепловое влияние на грунт стало гораздо больше, нежели при 20 и 30 градусов.

Благодаря данным, которые демонстрируют расчеты, возможно проследить зависимость влияния температуры нефти на растепление грунта, в таблице 1 представлены данные.

Таблица 1 – Данные расчетов

Температура нефти в трубопроводе, С	Глубина ореола протаивания, м
20	1,2
30	1,3
40	2

Далее, по результатам расчетов, представленных в таблице 1, имеется возможность построить график зависимости, который представлен на рисунке 4.

Такие условия эксплуатации считаются неблагоприятными, что влечет за собой развитие опасных геокриологических процессов. Необходимо провести дополнительные мероприятия для безопасной эксплуатации объекта.

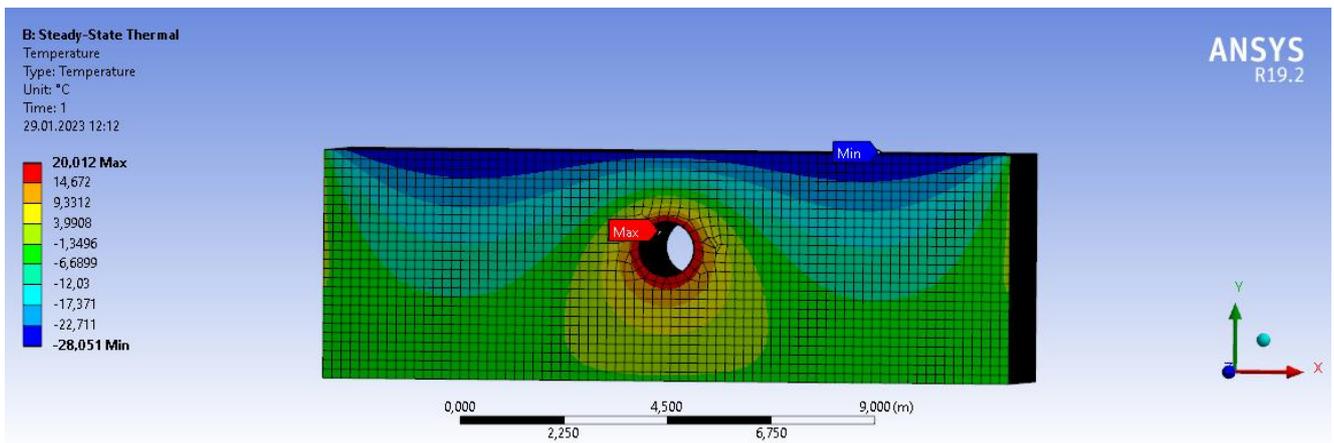


Рис. 1 – Влияние трубопровода на грунт при температуре нефти 20 градусов

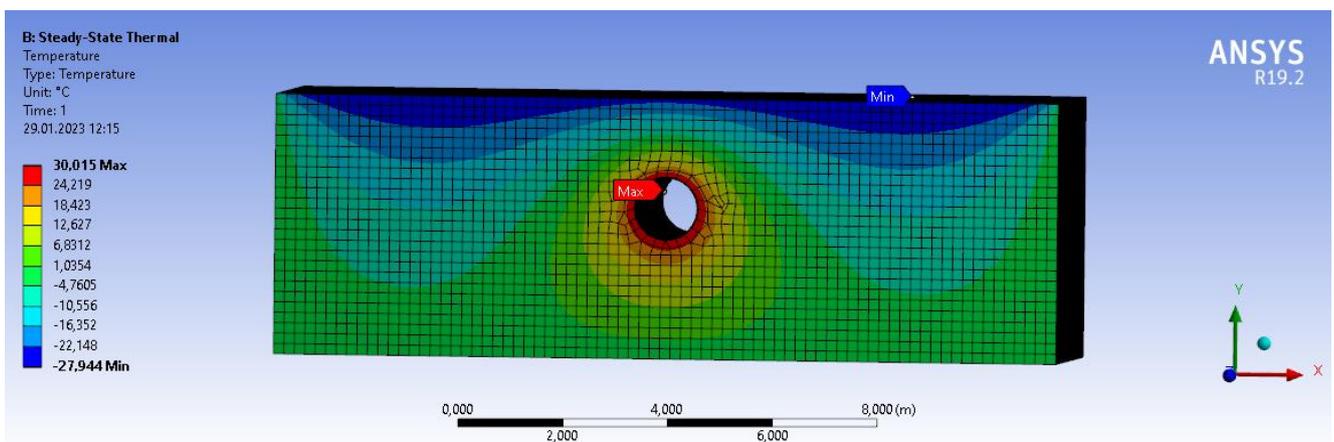


Рис. 2 – Влияние трубопровода на грунт при температуре нефти 30 градусов

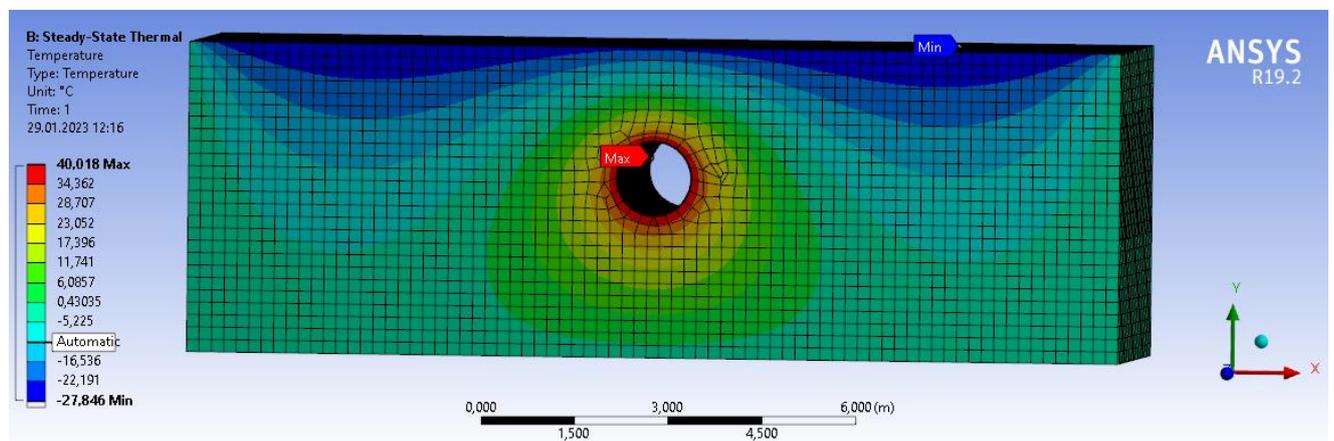


Рис. 3 – Влияние трубопровода на грунт при температуре нефти 40 градусов

Исследование проводилось в условиях крайнего севера. Была создана модель взаимодействия грунт-труба в специализированном программном обеспечении «ANSYS». Результаты показали, что данный численный метод может эффективно моделировать нестационарные температурные поля грунта вокруг заглубленного трубопровода в зоне многолетнемерзлых пород и, таким образом, обеспечивать прогнозирование дальнейшего поведения трубопровода. Результаты исследования позволили установить, что максимальные размеры оттаивания вокруг нефтепровода увеличиваются с температурой транспортируемой нефти. С повышением температуры грунта в процессе эксплуатации увеличивается возможность развития неблагоприятных процессов, которые могут привести к аварийным ситуациям.

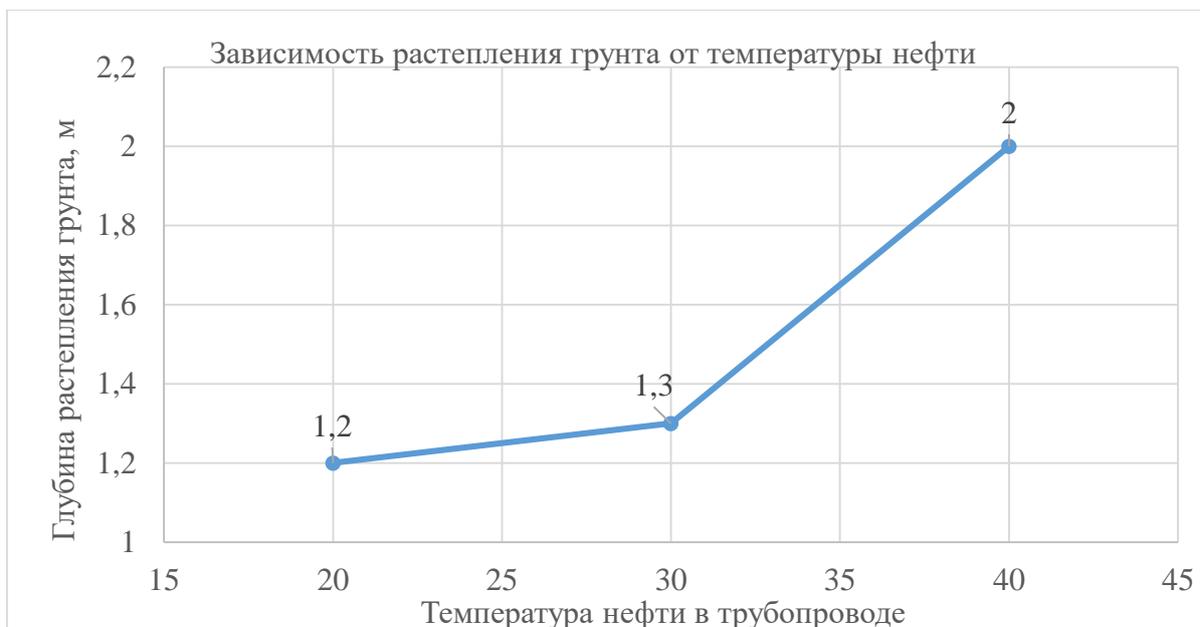


Рис. 4 – Зависимость растепления грунта от температуры нефти

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Библиографический список:

1. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Процессы [Текст]: учеб. пособие / Подороников С.Ю. [и др.]. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 260с — Текст: непосредственный
2. Димов Л.А. Строительство нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах в южной части криолитзоны Центральной и Восточной Сибири// Трубопроводный транспорт нефти. — 2008. — № 2. — 180с. Текст: непосредственный.
3. Основы геокриологии Ч.5. Инженерная геокриология / Булдович С.Н., Волохов С.С., Гарагуля Л.С., Ершов Э.Д., Оспенников Е.Н., Пармузин С.Ю., Пустовойт Г.П., Роман Л.Т., Хрусталева Л.Н., Чевеверев В.Г., Чувилин Е.М. [и др] – МГУ Москва, 1999. – 526 с. – Текст: непосредственный.
4. Ершов Э.В. Общая геокриология / Ершов Э.В. Учебник — М., Изд-во МГУ, 2002 — 682 с. – Текст: непосредственный.
5. Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. В 2 т.: учебное пособие. Т. 1 / Ю. Д. Земенков, Р. Р. Исламов, Я. М. Курбанов [и др.]; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова; ТИУ. — Тюмень: ТИУ, 2022. — 313 с. — Текст: электронный

УДК 665.622.4

Оптимизация межпромыслового транспорта южно-низового – низового н/м

Корепин А. А.

ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», г. Ухта, Россия

1.1 Лабораторные испытания

Эксплуатационный фонд добывающих скважин Южно-Низового месторождения составляет 12 скважин. Все они имеют разный процент обводненности и разные свойства добываемого флюида. Для понимания возможного процента отделения воды гравитационным методом, производился отбор пробы общей со всех скважин. Первая проба имела исходный состав без добавления деэмульгатора. Во вторую пробу добавили деэмульгатор, с той же концентрацией, которая подается на Южно-Низовом месторождении.



Рис. 1 – Отделение воды в начальный момент времени, через 1 час и через 2 часа

За 30 минут проба без деэмульгатора отделила 10,2 % воды, вторая проба за это время отделила 37 % воды.

Через час по 1 и 2 пробе эти цифры составили 15 % и 46,2 % соответственно. На рисунке показан график увеличения процента отделения воды.

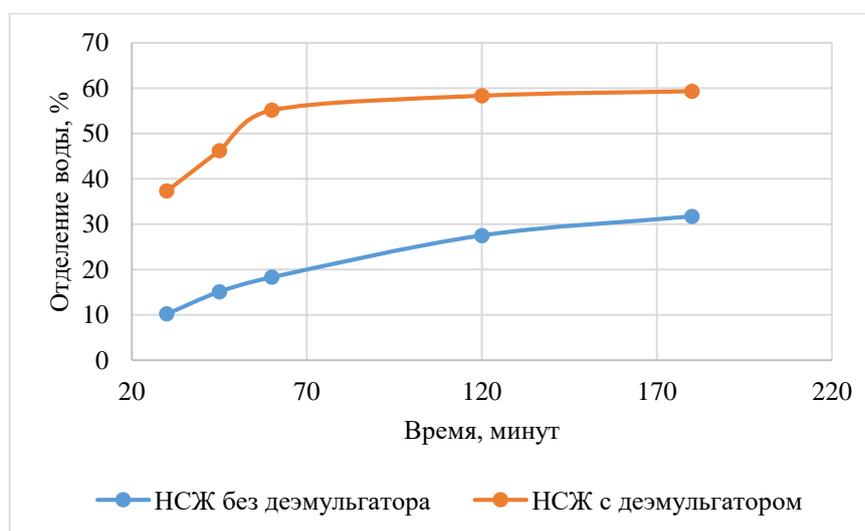


Рис. 2 – График отделения воды в пробе

1.2 Расчет времени динамического отстоя

Южно-Низевое Н/М находится на завершающей стадии разработки, поэтому имеет в своем составе бездействующий фонд. Одна из них скважина кандидат № 53, остановленная по нерентабельности добычи. В качестве эксплуатационной колонны использована труба 189 мм и с толщиной стенки 8,9 мм. Глубина спуска колонны 1520 м. На это глубине предлагается установка цементного моста, для создания герметичной емкости.

В скважину предлагается спустить трубу диаметром 114 мм для создания межтрубного пространства и НТК диаметром 60 мм и толщиной стенки 5 мм для спуска ЭЦН. Схема представлена на рисунке.

Внутренний объем скважины:

$$V_1 = (\pi d_1^2 h_1) / 4 = (3,14 \cdot (0,168 - 2 \cdot 0,0089)^2 \cdot 1480) / 4 = 26,22 \text{ м}^3$$

$$V = V_1 - V_{\text{нкт}} = 26,22 - 4,22 = 22 \text{ м}^3$$

Общая добыча месторождения составляет 1050 м³/сут.

За час месторождение добывает 43,75 м³. Следовательно, внутренний объем скважины меньше, чем объем жидкости добываемой месторождением за 1 час.

Необходимый объем в 22 м³ месторождение дает за 30,2 минуты. По данным лабораторных исследований за данное время скважина-кандидат отделил примерно 37% воды, что является 390 м³.

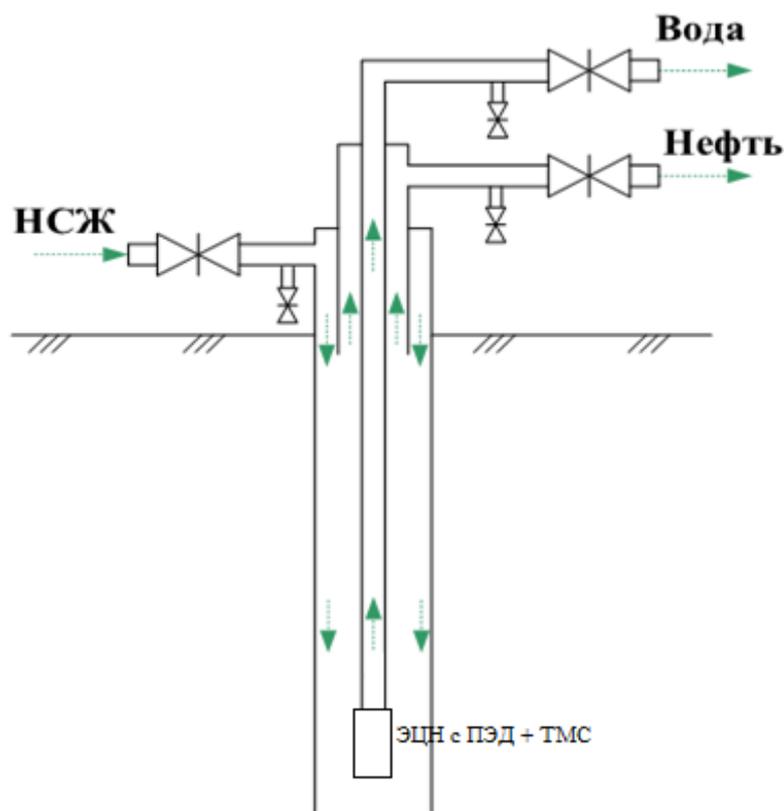


Рис. 3 – Схема спуска труб и ЭЦН в установку

1.3 Влияние сброса воды на трубопровод

Теоретический расчет показал возможность установки сброса воды в отделении 390 м³ попутной воды.

На основе данных расчетов падение давления в трубопроводе составит с 31,7 атм до 18,2 атм, что равняется 13,5 атм. Снижение давления по годам приведено на графике.

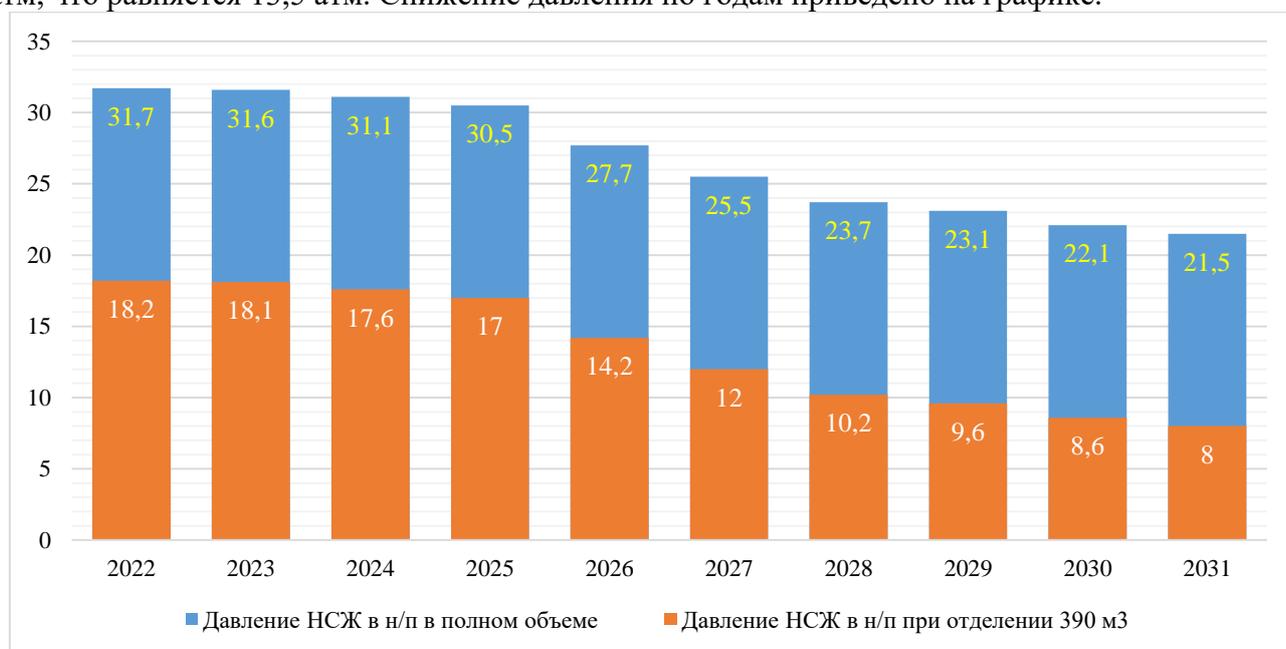
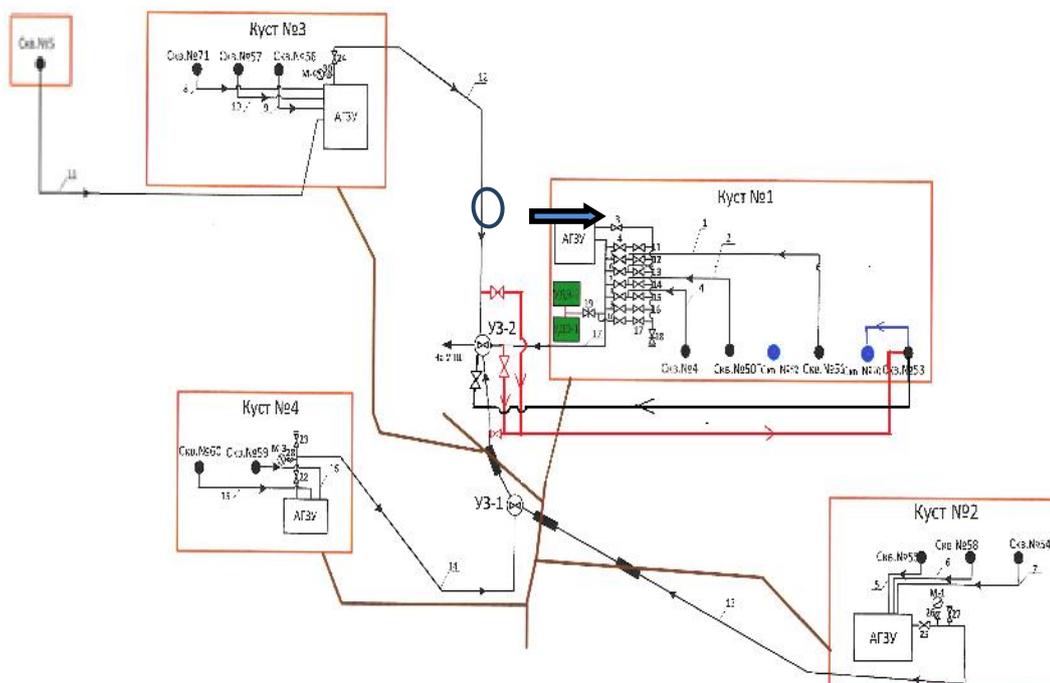


Рис. 4 – График снижения линейного давления по годам

1.4 Наземное оборудование

Скважина кандидат расположена на кусту №1 Южно-Низевого месторождения. Около куста расположен узел врезки всех скважин, что позволят построить наземные трубопроводы

минимальной длины. Так же нагнетательная скважина №70 находится к непосредственной близости от скважины №53. Подводы НСЖ врезаются в коллектор каждого куста, непосредственно перед общим узлом врезки и подается на скважину-кандидата. Отделенная вода с помощью погружного ЭЦН поступает в поглощающую скважину №70. Частично обезвоженная нефть, под давлением трубопровода, отводится на узел врезки нефтесборного коллектора, где продолжает движение на ДНС Низевое. Схема приведена на рисунке.



Блок контроля качества

Сх.

для разделения
пластовой
жидкости

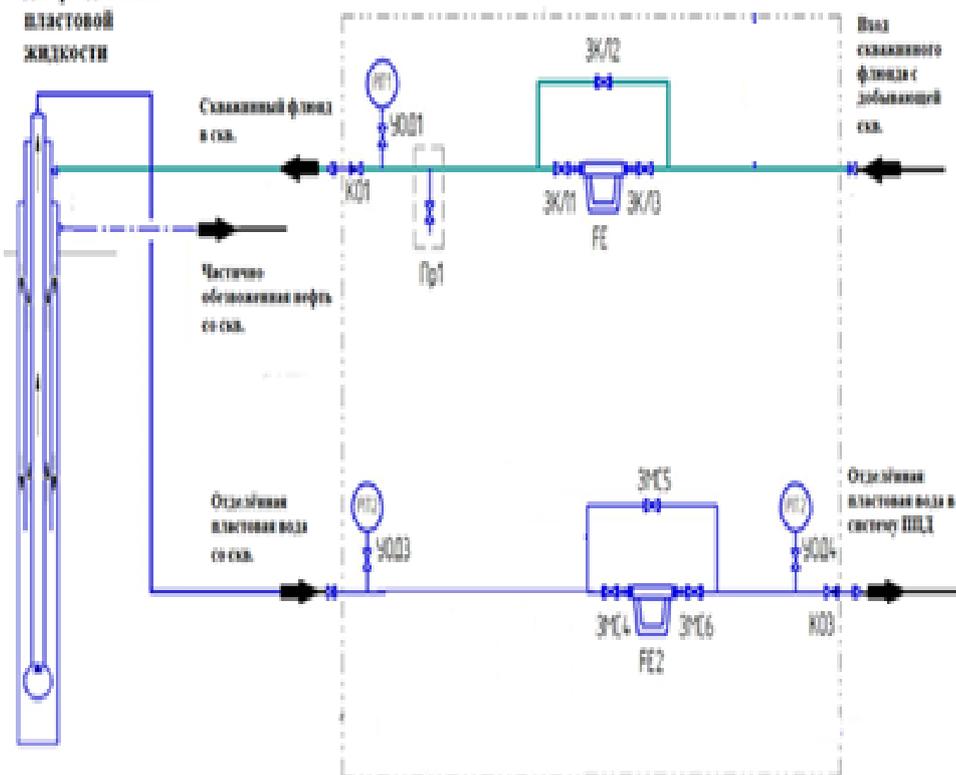


Рис. 5 – Схема наземного расположения трубопроводов

На конец 2019 года производительность поглощающих скважин составляла: для скважины №52 – 520 м³/сут при давлении закачки в 10 атм. Для скважины №70 – 700 м³/сут при давлении закачки в 15 атм.

1.5 Экономическая часть

Для транспортировки 1 м³ НСЖ через ДНС Низевое требует 2,18 кВт*ч. Стоимость 1 кВт*ч на апрель составляет 5,20 рубля. Экономия на ДНС Низевое от сброса 390 м³ воды составит:

$$N_1 = 390 \cdot 2,18 \cdot 5,20 \cdot 365 = 1613,68 \text{ тыс. руб./год}$$

Стоимость услуги сутко-проката УЭЦН по ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» составляет 4328,83 руб/сут = 1580 тыс.руб/год.

Для нагнетания 1 м³ воды в скважину на УПСВ Макарьель требуется 2,61 кВт*ч. Стоимость 1 кВт*ч на апрель составляет 5,20 рубля. Экономия от уменьшения сброса воды на Южно-Низевой составит:

$$N_2 = 390 \cdot 2,61 \cdot 5,20 \cdot 365 = 1931,97 \text{ тыс. руб./год}$$

Спущенное оборудование ЭЦН5-400-800 будет потреблять 15,8 кВт*час. Стоимость 1 кВт*ч = 5,20 руб. Сумма потреблений составит $S = 15,8 \cdot 24 \cdot 5,20 \cdot 365 = 719,7$ тыс.руб./год

Для строительства скважины сепаратора потребуется:

Арматура 2АФК2Э-65х21К2 – стоимость 359,9 тыс. руб.

Труба НКТ 60х5 Е ГОСТ 633-80А – 1480м, стоимость 1 тонны трубы 111600 р/т., масса 1 м.п. = 6.99 кг.

$$S = \frac{1480 \cdot 6,99}{1000} 111600 = 1154,5 \text{ тыс. руб}$$

Труба НКТ 114х7 Е ГОСТ 633-80А – 500м, стоимость 1 тонны трубы 105200 р/т., масса 1 м.п. = 18,87 кг

$$S = \frac{500 \cdot 18,87}{1000} 105200 = 992,6 \text{ тыс. руб}$$

Стоимость 1 часа работы бригады КИРС = 9777,34 бр/час. В общей сложности на работу потребуется 132 часа.

$$S = 132 \cdot 9777,34 = 1290,6 \text{ тыс. Руб}$$

За счет отделения 390 м³ воды, давление в нефтепроводе существенно упало. С помощью программы «Автотехнолог» производился расчет возможного дебита скважин.

Дополнительный прирост добычи нефти от уменьшения устьевого давления составит 6,79 т/сут.

Стоимость реализации 1 тонны нефти на начало 2022 года составляет 32660,09 рублей.

Основные расчеты приведены в таблицах 1 и 2.

Технология кустовой установки сброса воды является экономически целесообразной из-за низкой стоимости строительства и отсутствия площадочного объекта.

Установка позволит экономить электроэнергию при перекачке за счет уменьшения количества жидкости. Уменьшение количества перекачиваемой продукции, позволит снизить устьевое давление на скважинах, что приведет к приросту добычи. Эффект кустовой установки сброса воды позволит дополнительно добывать 6,8 тонн нефти в сутки.

Дополнительно добываемая нефть и экономии электроэнергии на перекачке, принесут чистую дисконтированную прибыль за 10 лет в размере 374 млн.рублей. Окупаемость проекта составляет 1,5 месяца.

Таблица 1 – Расчет потреблений до и после оптимизации.

Исходные данные и рассчитываемые показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Стоимость реализации 1 тонны нефти	руб		32 660	32 660	32 660	32 660	32 660	32 660	32 660	32 660	32 660	32 660	32 660
Базовый вариант													
Перекачка НСЖ на ДНС "Низевое"	тыс.м ³		880,0	841,1	836,1	760,0	750,0	722,0	714,0	695,0	678,0	679,0	673
Объем закачки в ППД на УПСВ "Макаръель"	тыс.м ³		484,0	462,6	459,9	418,0	412,5	397,1	392,7	382,3	372,9	373,5	370,2
Объем закачки в ППД на н/мр Южно-Низевое	тыс.м ³		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Добыча нефти на н/мр Южно-Низевое	тыс. тонн		33,0	30,4	27,0	32,4	27,6	24,7	23,2	21,1	19,1	18,1	17
Потребление электроэнергии для перекачки 1 м ³ НСЖ на ДНС "Низевое"	кВт		2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
Потребление электроэнергии для закачки 1 м ³ воды в ППД на УПСВ "Макаръель"	кВт		2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61
Потребление электроэнергии для закачки 1 м ³ воды в ППД на н/мр Южно-Низевое	кВт		1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Стоимость 1 кВт*ч	руб		5,20	5,39	5,60	5,83	6,06	6,30	6,56	6,82	7,09	7,37	7,67
Затраты на эл/ энергию на перекачку НСЖ на ДНС "Низевое"	млн. руб		9,980	9,874	10,214	9,656	9,910	9,922	10,204	10,330	10,481	10,916	11,252
Затраты на эл/ энергию на закачку в ППД на УПСВ "Макаръель"	млн. руб		6,571	6,502	6,726	6,358	6,526	6,533	6,719	6,802	6,901	7,188	7,410
Затраты на эл/энергию на закачку в ППД на н/мр Южно-Низевое	млн. руб		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Операционные расходы (ОРЕХ)	млн. руб	0	16,551	16,376	16,940	16,015	16,436	16,455	16,924	17,132	17,382	18,104	18,663
Вариант оптимизация													
Перекачка НСЖ на ДНС "Низевое"	тыс.м ³		737,6	698,7	693,7	617,6	607,6	579,6	571,6	552,6	535,6	536,6	530,6
Объем закачки в ППД на УПСВ "Макаръель"	тыс.м ³		341,6	320,2	317,5	275,6	270,1	254,7	250,3	239,9	230,5	231,1	227,8

Исходные данные и рассчитываемые показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Объем закачки в ППД на н/мр Южно-Низевое	тыс.м ³		142,4	142,4	142,4	142,4	142,4	142,4	142,4	142,4	142,4	142,4	142,4
Добыча нефти на н/мр Южно-Низевое	тыс. тонн		35,4	32,8	29,3	34,6	29,8	26,8	25,2	23,1	21,0	20,0	19
Затраты на эл/ энергию на перекачку НСЖ на ДНС "Низевое"	млн. руб		8,365	8,202	8,475	7,281	7,163	6,833	6,739	6,515	6,314	6,326	6,255
Затраты на эл/ энергию на закачку в ППД на УПСВ "Макарбель"	млн. руб		4,638	4,500	4,643	3,890	3,812	3,595	3,533	3,385	3,253	3,261	3,215
Затраты на эл/энергию на закачку в ППД на н/мр Южно-Низевое	млн. руб		0,763	0,790	0,822	0,793	0,793	0,793	0,793	0,793	0,793	0,793	0,793
Техническое обслуживание и ремонт электропогружного оборудования (УЭЦН)	млн.руб.		1,580	1,580	1,580	1,612	1,612	1,612	1,612	1,612	1,612	1,612	1,612
Планово-предупредительный ремонт ТКРС	млн.руб.		0,000	1,500	0,000	1,500	0,000	1,500	0,000	1,500	0,000	1,500	0,000
Операционные расходы (ОРЕХ)	млн. руб	0,000	15,346	16,572	15,520	15,076	13,381	14,333	12,677	13,805	11,973	13,492	11,876
Операционные эффект	млн. руб	0,000	1,205	-0,197	1,420	0,938	3,055	2,122	4,247	3,327	5,409	4,612	6,787
Дополнительная добыча нефти от реализации мероприятия	тыс. тонн	0,000	2,446	2,372	2,301	2,232	2,165	2,100	2,037	1,975	1,917	1,859	1,800
Дополнительный доход от реализации нефти	млн. руб	0,000	79,870	77,473	75,148	72,894	70,709	68,586	66,529	64,504	62,596	60,718	58,788

Таблица 2 – Экономическая эффективность мероприятия

Исходные данные и рассчитываемые показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Операционные эффект	млн. руб	0,000	1,205	-0,197	1,420	0,938	3,055	2,122	4,247	3,327	5,409	4,612	6,787
Дополнительная добыча нефти от реализации мероприятия	тыс. тонн	0,000	2,446	2,372	2,301	2,232	2,165	2,100	2,037	1,975	1,917	1,859	1,800
Дополнительный доход от реализации нефти	млн. руб	0,000	79,870	77,473	75,148	72,894	70,709	68,586	66,529	64,504	62,596	60,718	58,788
Инвестиционные расходы (CAPEX)	млн. руб	7,753											
- ПИР	млн.руб.	2,000											
- Оборудование	млн.руб.	0,405											
- СМР	млн.руб.	4,057											
- ПНР	млн.руб.												
- Прочее	млн.руб.	1,291											
Амортизация оборудования	млн.руб.		0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775
Налог на имущество	млн.руб.		0,014	0,162	0,161	0,159	0,157	0,156	0,154	0,153	0,152	0,151	0,149
ЧДП	млн.руб.	- 7,753	80,286	76,487	75,631	72,897	72,830	69,776	69,845	66,901	67,077	64,403	64,649
<i>Коэффициент дисконтирования</i>	<i>15%</i>	<i>1,00</i>	<i>0,87</i>	<i>0,76</i>	<i>0,66</i>	<i>0,57</i>	<i>0,50</i>	<i>0,43</i>	<i>0,38</i>	<i>0,33</i>	<i>0,28</i>	<i>0,25</i>	<i>0,21</i>
Итого приведенные затраты (с учетом коэф. дисконтирования)	млн.руб.	- 7,753	69,81	57,83	49,73	41,68	36,21	30,17	26,26	21,87	19,07	15,92	13,90
Курс доллара	руб/\$	76,50	75,40	74,20	74,20	74,20	74,20	74,20	74,20	74,20	74,20	74,20	74,20
NPV	млн.\$	-0,10	0,93	0,78	0,67	0,56	0,49	0,41	0,35	0,29	0,26	0,21	0,19
Окупаемость капитальных вложений, (с учетом дисконтирования)	млн.руб.	- 7,753	62,06	119,90	169,62	211,30	247,51	277,68	303,94	325,81	344,87	360,79	374,69
Период окупаемости	месяц	1,50											

Моделирование процесса трубопроводного транспорта углеводородов на лабораторном контуре

Юринов А. И., Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р., Багавеев А. М., Горячева Е., Харитонов Е. В.
Казанский национальный исследовательский технологический университет,
г. Казань, Россия

В настоящее время ввиду длительной эксплуатации существующих месторождений наблюдается заметное сокращение «легких» нефтей обладающих малой вязкостью и низкой плотностью. В результате в мире наблюдается последовательный переход в добычи, от легких до «тяжелых» вязких и высоковязких нефтей с высоким содержанием асфальто-смолистых веществ (АСВ) и твердых предельных углеводородов (парафинов). «Тяжелая» нефть относится к трудноизвлекаемым запасам нефти.

По данным издания «Интерфакс» около 33% запасов нефти в РФ (10,2 млрд тонн) представлены «трудноизвлекаемыми запасами» («ТРИЗ»). При этом следует отметить, что доля трудноизвлекаемых запасов в составе минерально-сырьевой базы в РФ неуклонно растет. В таблице 1 представлены топ-3 страны по объему запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах [1]

Таблица - 1 сравнительные показатели объемов запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах

Название страны	Объем, млрд т.
Россия	10,2
США	7,9
Китай	4,4

Операционные затраты по добыче и транспортировке тяжелой нефти и природных битумов в 3-4 раза превосходят затраты на добычу и перекачку легкой нефти, что связано не только с более высокой плотностью и вязкостью тяжелых нефтей, но и с недостаточной развитостью технологии ее добычи и переработки в нашей стране [2]

На сегодняшний день существует 4 основных вида транспортировки нефти:

- 1) железнодорожный;
- 2) водный;
- 3) автомобильный;
- 4) трубопроводный.

Если говорить в контексте транспортировки еще и нефтепродуктов, то можно выделить и авиационный транспорт, к услугам которого, в нашей стране, прибегают, когда необходимо доставить нефтегрузы в такие районы, куда невозможно добраться по железным или автомобильным дорогам (речь идёт о районах Крайнего Севера, Сибири и других отдалённых территориях).

Выбор того или иного способа перекачки нефти, зависит в первую очередь от таких факторов как себестоимость и регулярность транспорта, которые зависят от расположения промыслов и НПЗ [3].

Несмотря на то, что все четыре способа находят свое применение, ключевым является трубопроводный транспорт, так как по сравнению с другими видами перекачки, он имеет ряд существенных преимуществ:

- 1) Непрерывная прокачка в любых климатических условиях;
- 2) Допускается прокачка различных сортов нефти по одному и тому же нефтепроводу;
- 3) Гораздо низкая себестоимость транспортировки;
- 4) Минимальные потери при транспорте;
- 5) Способность увеличить пропускную способность существующих нефтепроводов путем увеличения мощности насосных агрегатов или прокладки параллельных труб.

В свою очередь трубопроводы подразделяются на магистральные и промысловые. Целью первых является транспортировка товарной нефти и нефтепродуктов по всему миру.

Промысловые же трубопроводы используются для транспортировки нефтяной эмульсии от места добычи (скважины) до установки подготовки нефти (УПН).

Именно за счет того, что промысловые трубопроводы перекачивают нефтяные эмульсии вязкости, которых гораздо выше вязкости нефти и вязкости воды, на них падают основные энергозатраты.

В связи с высокими энергетическими затратами на транспортировку нефтяных эмульсий, перед высокоскоростной перекачкой таких двухфазных жидкостей встает проблема высокого гидравлического сопротивления в турбулентном потоке [4].

Можно попытаться произвести замену насосного оборудования на более высокопроизводительное и более высокоэффективное, но это повлечет за собой высокие капитальные затраты. В виду, этого самым объективно-целесообразным решением будет снижение гидродинамических затрат для повышения производительности существующих трубопроводов.

Одним из основных способов увеличения пропускной способности трубопроводов, является снижение гидравлического трения при перекачке, нефти и нефтепродуктов.

Среди методов, используемых для транспортировки нефти, можно выделить подогрев транспортируемых нефтей, добавку к нефтям разбавителя, гидротранспорт высоковязких нефтей, а также использование присадок на основе полимерных композиций.

Все эти методы позволяют существенно снизить вязкость перекачиваемой нефти, но не все они представляют экономическую целесообразность.

Наиболее актуальным является добавление в поток нефти противотурбулентных присадок (ПТП) на основе полимеров, сущность которых заключается в гашении турбулентных вихрей в потоке или в пристеночной области.

Принцип работы противотурбулентных присадок основан на эффекте Томса. Эффект Томса, был открыт самим английским ученым Б. А. Томсом (1946 год). При добавлении в поток турбулентной жидкости полимерной присадки, наблюдалось снижение гидравлического сопротивления. В дальнейшем началось более глубокое изучение данного явления, с целью применения его на реальных трубопроводах.

Действие противотурбулентных присадок основано на взаимодействии молекул присадки (полимера) с перекачиваемым потоком жидкости в турбулентном режиме

Хаотичное движение молекул, перекачиваемой жидкости, в турбулентном режиме ведет к бесполезной трате большого количества энергии в образующихся вихрях.

В наше время ПТП сильно отличаются по своей природе, молекулярному весу, составу и так далее. В качестве основных компонентов присадок (ПТП) выступают поверхностно-активные вещества (ПАВы), полимеры, соли кислот. Использование ПТП на основе полимеров нашло широкое применение в различных отраслях нефтедобывающей и нефтяной промышленности – при транспорте нефти и нефтепродуктов на высоких скоростях, бурении скважин, тушении пожаров.

Есть несколько способов, которые позволяют оценить с различных позиций влияние ПТП на эффект Томса. Самыми распространенными из них являются:

- 1) Измерение расхода перекачиваемой жидкости через трубку;
- 2) Измерение вязкости (η) перекачиваемой жидкости, при различных значения скорости сдвига, на ротационном вискозиметре;
- 3) Лазерная доплеровская анемометрия.

Самым информативным методом является измерение расхода перекачиваемой жидкости через трубку на циркулирующих установках, так как они представляют собой уменьшенные копии (физические модели) реальных трубопроводов, в связи с этим результаты, получаемые на этих стендах наиболее приближены к реальным.

В городе Казань, на базе Казанского национального исследовательского технологического университета, на кафедре Химической технологии переработки нефти и газа, в 2016 году коллективом авторов: Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин Р.Р., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В. была построена циркулирующая установка для проведения гидравлических испытаний противотурбулентных присадок (ПТП).

Исходная схема представлена на рисунке 1.

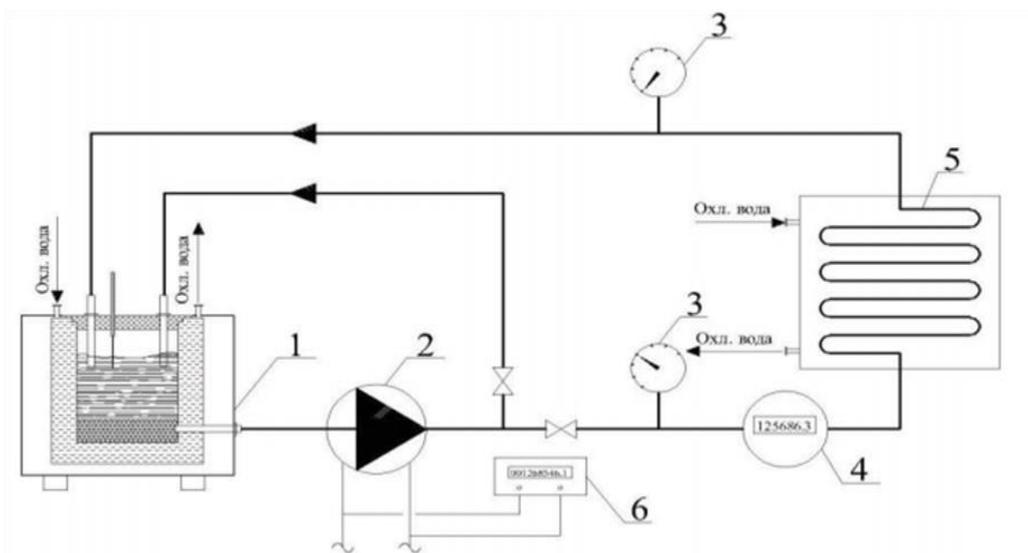


Рис. 1 – Схема установки по определению эффекта Томса до модернизации: 1 - емкость, 2 – насос, 3 – манометр, 4 – расходомер, 5 – змеевик, 6 – электросчетчик

Установка состоит из следующих основных элементов:

1. Емкость объемом 5 л с рубашкой для охлаждения перекачиваемой жидкости. Плотная крышка обеспечивает герметизацию емкости и исключение попадания выделяющихся газов в помещение. Также на крышке емкости установлен термометр для регистрации и контроля температуры в емкости;

2. Насос перекачки жидкости. Для разных жидкостей использовались различные насосы: жидкости с кинематической вязкостью до 5 сСт (вода, прямые эмульсии воды и масла) – центробежный насос, жидкости с кинематической вязкостью более 5 сСт (нефть, нефтяные эмульсии) – шестеренчатый насос.

3. Манометры для определения перепада давления с диапазоном измерения 0-10 кгс/см².

4. Расходомер жидкости с максимальной пропускной способностью 20 м³/ч.

5. Змеевик для создания дополнительного сопротивления жидкости диаметром 10 мм и длиной 4,5 м, погружённый в корыто для дополнительного охлаждения перекачиваемой жидкости.

6. Счетчик электроэнергии, потребляемый насосом [5].

В рамках лабораторных исследований были произведены 60 холостых испытаний на змеевике 8 мм, в диапазоне температур от 20 до 28 градусов Цельсия, с шагом 2 °С и диапазоне давлений от 3 до 8 кгс/см² с шагом 1 кгс/см², для определения давления, при котором режим течения исследуемой жидкости в исследуемом диапазоне температур всегда будет турбулентным. Испытания проводились на модельной жидкости – дизельном топливе.

Математическая обработка представлена в таблица 2-6.

По итогу испытаний были построены графики зависимости Расхода и Числа Рейнольдса от Давления, при различных температурах.

Таблица 2 - Графики зависимости Давления от Расхода, Числа Рейнольдса, Скорости при температуре t= 20 °С.

№	P ₁ , кгс/см ²	P ₂ , кгс/см ²	Q, м ³ / ч	v, м/ с	Re	D, мм	μ, мм ² /с, *10 ⁶	S, м ² , *10 ⁵
1	3	1,58	0,65	3,58	7162	8	4	5,03
2	4	1,73	0,83	4,61	9218			
3	5	1,89	0,94	5,21	10411			
4	6	2,04	1,09	6,00	12003			
5	7	2,24	1,22	6,73	13462			
6	8	2,40	1,31	7,26	14523			

Таблица 3 - Графики зависимости Давления от Расхода, Числа Рейнольдса, Скорости при температуре $t = 22 \text{ }^\circ\text{C}$.

№	P_1 , кгс/см ²	P_2 , кгс/см ²	Q , м ³ / ч	v , м/ с	Re	D, мм	μ , мм ² /с, *10 ⁶	S , м ² , *10 ⁵
1	3	1,58	0,64	3,51	7029	8	4	5,03
2	4	1,73	0,82	4,54	9085			
3	5	1,89	0,95	5,24	10478			
4	6	2,04	1,09	6,03	12069			
5	7	2,24	1,24	6,83	13661			
6	8	2,40	1,34	7,43	14854			

Таблица 4 - Графики зависимости Давления от Расхода, Числа Рейнольдса, Скорости при температуре $t = 24 \text{ }^\circ\text{C}$.

№	P_1 , кгс/см ²	P_2 , кгс/см ²	Q , м ³ / ч	v , м/ с	Re	D, мм	μ , мм ² /с, *10 ⁶	S , м ² , *10 ⁵
1	3	1,58	0,64	3,51	7029	8	4	5,03
2	4	1,73	0,83	4,61	9218			
3	5	1,89	0,95	5,24	10478			
4	6	2,04	1,10	6,07	12136			
5	7	2,24	1,24	6,83	13661			
6	8	2,40	1,34	7,43	14854			

Таблица 5 - Графики зависимости Давления от Расхода, Числа Рейнольдса, Скорости при температуре $t = 26 \text{ }^\circ\text{C}$.

№	P_1 , кгс/см ²	P_2 , кгс/см ²	Q , м ³ / ч	v , м/ с	Re	D, мм	μ , мм ² /с, *10 ⁶	S , м ² , *10 ⁵
1	3	1,58	0,64	3,51	7029	8	4	5,03
2	4	1,73	0,83	4,61	9218			
3	5	1,89	0,97	5,34	10677			
4	6	2,04	1,09	6,03	12069			
5	7	2,24	1,23	6,80	13594			
6	8	2,40	1,35	7,46	14921			

Таблица 6 - Графики зависимости Давления от Расхода, Числа Рейнольдса, Скорости при температуре $t = 28 \text{ }^\circ\text{C}$.

№	P_1 , кгс/см ²	P_2 , кгс/см ²	Q , м ³ / ч	v , м/ с	Re	D, мм	μ , мм ² /с, *10 ⁶	S , м ² , *10 ⁵
1	3	1,58	0,64	3,51	7029	8	4	5,03
2	4	1,73	0,85	4,68	9350			
3	5	1,89	0,97	5,34	10677			
4	6	2,04	1,10	6,07	12136			
5	7	2,24	1,23	6,80	13594			
6	8	2,40	1,37	7,59	15186			

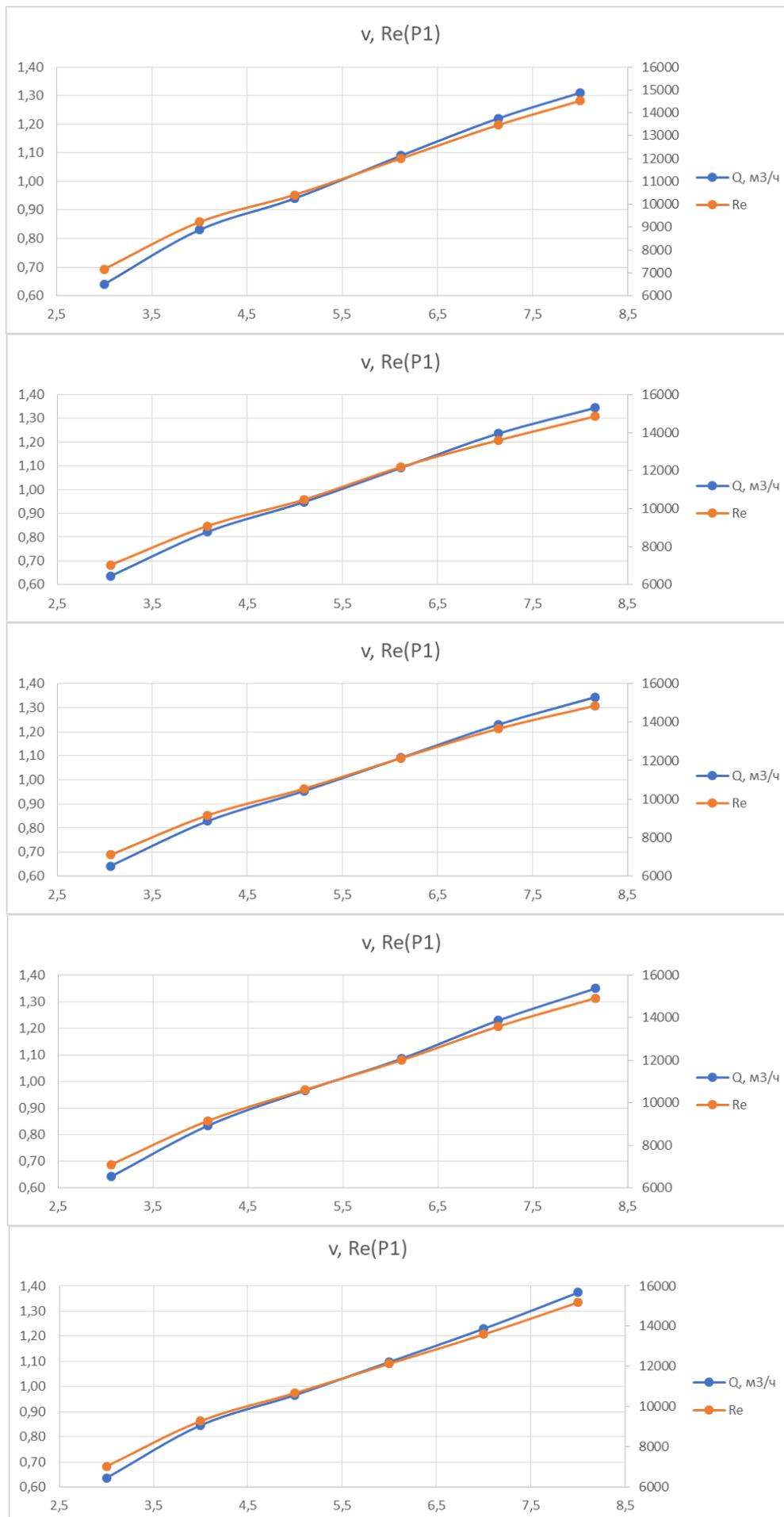


Рис. 1 Графики зависимости Расхода и Числа Рейнольдса от Давления при температуре $t = 28 \text{ }^\circ\text{C}$

На основании анализа полученных результатов было установлено, что во всем исследуемом диапазоне температур от 20 до 28 градусов Цельсия, при давлении равном 5 кгс/см² наблюдается число Рейнольдса выше 10 000, то есть режим течения исследуемой жидкости – развитый турбулентный. Таким образом установлено, что гидравлические испытания противотурбулентных присадок (ПТП) в потоке исследуемой среды (в модельных условиях – дизельное топливо) на предлагаемой модельной установке допустимо проводить при любой температуре в диапазоне от 20 до 28 градусов Цельсия. Главным параметром (технологическим?) является давление эксперимента - оно должно быть равным или больше 5 кгс/см², для того чтобы режим течения потока был развитым турбулентным (установившемся).

Библиографический список:

1. Сложный путь трудной нефти. Обзор. //Интерфакс – Москва, 30 мая 2022.
2. Евгения Данилова к.х.н. Тяжелые нефти России. // The Chemical Journal – декабрь 2008.
3. Способы транспортировки нефти. // Энциклопедия технологий Транснефть – специально для информационного агентства Интерфакс.
4. Васильев, Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти/ Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и [др.]; под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1 – 407 с.
5. А. В. Шарифуллин, Л. Р. Байбекова, Г. И. Дусметова, Е. В. Харитонов. Особенности применения присадок различного типа для снижения гидравлического сопротивления водо-нефтяных потоков в процессах трубопроводного транспорта. Монография. Казань, 2022

УДК 622. 691.279.72

Исследование физико-химических свойств нефти и газа месторождения Бахар ПО Азнефть

Гурбанов А. Н., Сардарова И. З.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация. В статье представлены результаты исследования физико-химических свойств нефти и газа месторождения Бахар ПО Азнефть в виде их анализа. Приведены основные этапы работ по отбору проб.

Результаты исследований могут быть использованы при теплогидравлических расчетах систем сбора, транспорта и подготовки нефти и газа.

Ключевые слова: проба системы сбора, попутный нефтяной газ, физико-химические свойства, плотность, пористость, температура загустевания, композиционный анализ.

Эффективная эксплуатация системы сбора, транспортировки и подготовки нефти и газа не обходится без исследования физико-химических свойств добываемой продукции месторождения.

Физико-химические свойства скважинной продукции определяют технологическую схему и выбор оборудования для системы сбора, транспортировки и подготовки нефти и газа.

Без получения данных о плотности продукции, компонентном составе, содержания воды, вязкости, температуры застывания и других параметров, невозможно обеспечить нормальное функционирование системы сбора, транспортировки нефти и нефтяной эмульсии от скважин до пунктов сбора и подготовки нефти, технологический процесс подготовки скважинной продукции – дегазацию и обезвоживание нефти, систем утилизации попутного нефтяного газа [1].

При выборе схемы работы системы сбора и транспортировки нефти и газа большое значение имеет проведение тепло-гидравлических расчетов, на основе которых производится подбор диаметров трубопроводов тепловой изоляции, перекачивающих агрегатов, путевых подогревателей, устройств для ввода химических реагентов, очистки и диагностики

трубопроводов. Получение качественных результатов тепло-гидравлических расчетов невозможно без исследования физико-химических свойств добываемой продукции.

При эксплуатации нефтегазового месторождения с течением времени эти свойства изменяются. Изменениям подвержены степень обводненности, компонентный состав нефти и газа, газовый фактор и другие параметры, которые необходимо корректировать в ходе работы системы сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции.

Технологический процесс проведения физико-химических исследований состоит из следующих основных этапов:

- определение точек отбора проб, расчет необходимого для исследования количества продукции, определение метода испытаний и количество исследуемых параметров;
- отбор проб продукции с помощью сертифицированных пробоотборников;
- проведение исследований в стационарной или передвижной лабораториях, или же использование экспресс методов для определения свойств продукции;
- подготовка отчета лабораторных исследований.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть месторождения Бахар ПО Азнефть, отличающаяся от других нефтей Азербайджана повышенным содержанием асфальтенов и смол, что свидетельствует о высокой вязкости этих нефтей.

Отбор проб водонефтяной эмульсии для исследования производится на установках первичной подготовки нефти, групповых замерных установках (ГЗУ) дожимной насосной станции (ДНС) и центральном пункте подготовки нефти (ЦППН). Отбор проб попутного нефтяного газа производится на ГЗУ.

Физико-химические свойства дегазированной нефти.

Изучение физико-химических свойств производилось на обезвоженной нефти месторождения Бахар [2]. Исследуемая нефть отнесена к типу битуминозной с плотностью от 936 до 959 кг/м³, при этом ее кинематическая вязкость при температуре 40°С получена в диапазоне от 222,4 до 1043,8 мм²/с и при 60°С соответственно от 76,1 до 350,6 мм²/с. Динамическая вязкость нефти при температуре 40°С составляет 205,2-972,7 мПа с и при 60°С – 69,4-321,9 мПа с. Результаты исследований подтверждают неньютоновские свойства нефти месторождения Бахар, вязкость которой с понижением температуры увеличивается более чем в 4,5 раз, усиливая реологические показатели нефти, обусловленные высоким содержанием смол.

Результаты исследования показали, что нефти отобранные на входе и выходе технологических установок месторождения Бахар в целом однородны, но по трем объектам ГЗУ-1, -2 и -3 получены более высокие значения вязкости и плотности (рис. 1)

Температура застывания нефти находится в области отрицательных и составляет минус 15°С и ниже, что связано с низким содержанием в нефти парафина. Механические примеси представляют собой песок и окислы железа и содержатся в нефти от 0,007 до 0,555% мас.

Определение компонентного состава нефти от C1 до C43+ по ASTM D2887-08 проводилось на капиллярной колонке с пламенно-ионизационным детектором газожидкостного хроматографа «Хроматек – Кристалл 5000,2». В результате исследования получены следующие показатели:

- отсутствие на входе и выходе из всех ГЗУ метана и этана, исключение составляет ГЗУ-3 вход (этан 0,155);
- содержание бутановых фракций незначительное – от 0 до 0,487;
- содержание углеводородов C5+ находится в диапазоне от 99,311 до 100,002;
- содержание тяжелых углеводородов C16+ получено от 39,442 до 89,991;
- молекулярная масса нефти исследуемых объектов составляет 292,6-386,4;
- сумма относительно легких нормальных алканов в области C11-C18 более чем в 4 раза превышает сумму средних и тяжелых алканов в области C19-C35.

Физико-химические свойства попутного нефтяного газа.

По результатам исследований газ месторождения Бахар определен как «сухой», основным компонентом которого является метан в диапазоне от 76,39 до 92,65. На долю тяжелых углеводородов (C₂+) приходится от 1,3 до 13,8. Содержание пропан - пентановых компонентов в среднем составляет от 0,65 до 10,6. Из неуглеводородных компонентов в растворенном газе присутствует азот от 2,2 до 13,96 и углекислый газ в диапазоне от 1,023 до 12,66.



Рис. 1. Плотность(а) и динамическая вязкость(б) нефти при температуре 20⁰С.

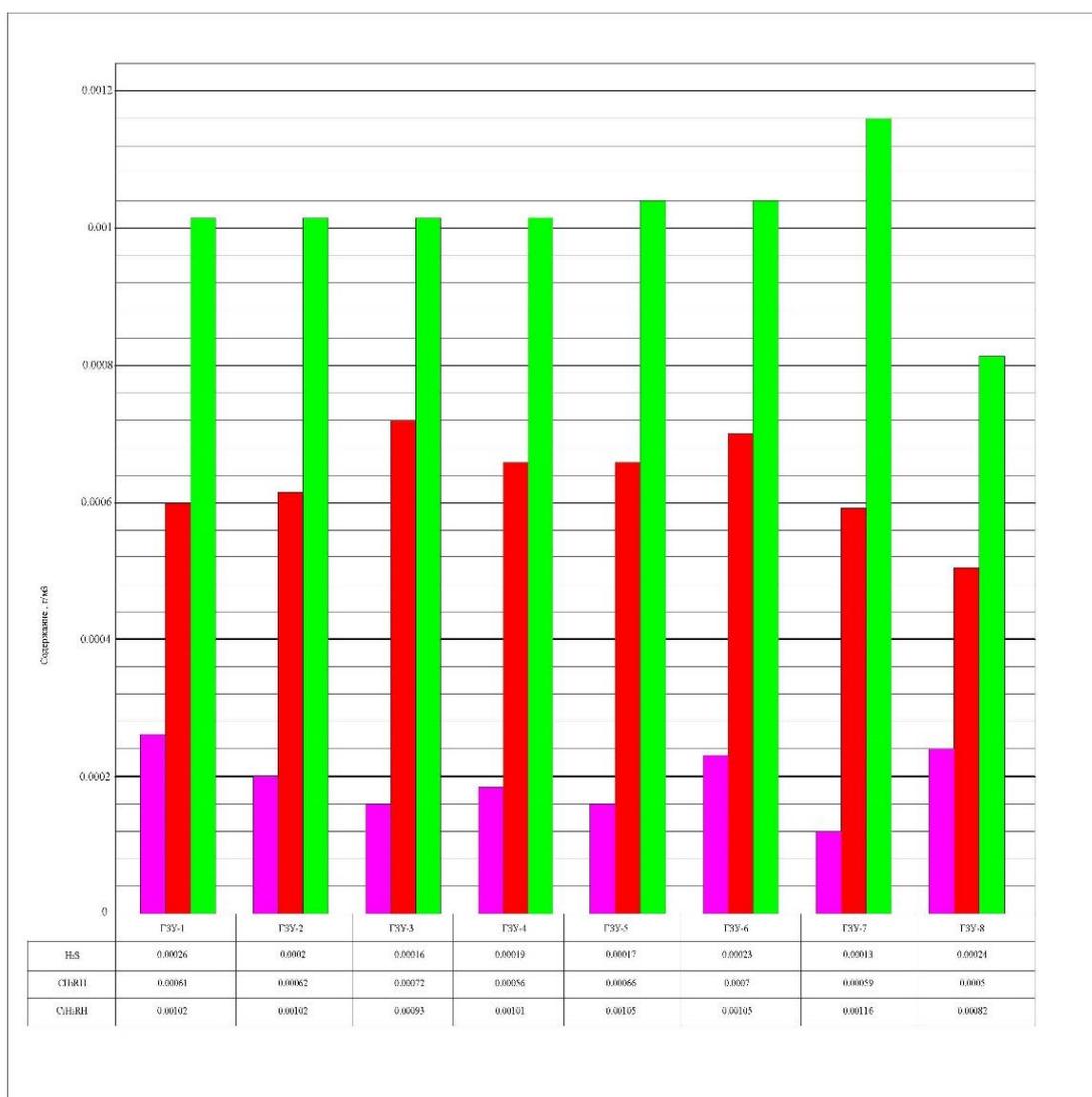


Рис.2. Содержание сероводорода(H_2S), метилмеркaptана (CH_3RH) и этилмеркaptана (C_5H_5RH).

В целом по составу сернистых соединений рассматриваемый попутный газ характеризуется относительно невысоким содержанием сероводорода, метилмеркaptана и этилмеркaptана (рис. 2).

Вязкость газа данного месторождения распределена в пределах от 0,0099-0,1032 мПа с. Молярная масса газа составляет от 17,55-22,24 г/моль.

Высшая объемная теплота сгорания варьирует от 31,59-45,23 МДж/м³, низшая – 28,18-38,17 МДж/м³.

Относительная плотность газа составляет от 0,6076-0,7703, плотность при 20°C – 0,7322-0,9278 кг/м³. Число Воббе находится в пределах от 37,6-49,63 МДж/м³.

Точка росы по воде составила 8,20-18,53°C, по углеводородам – 8,00-19,01°C.

Результаты исследований по определению физико-химических свойств нефти и газа выполнены в достаточном объеме и обеспечивают качественное выполнение тепло-гидравлических расчетов, как для однолинейных трубопроводов, так и сложных трубопроводных систем в промышленных условиях.

Выводы.

1. Высокая динамическая вязкость нефти требует разработки мероприятий для улучшения реологических свойств, с целью снижения энергозатрат на перемещение.
2. Низкая температура застывания исследованной нефти не требует специальных мероприятий по поддержанию в трубопроводах температуры выше температуры застывания нефти.
3. Плотность попутного нефтяного газа ниже плотности воздуха.

4. Компонентный состав газа, согласно результатам исследований, не потребует специальных мероприятий при дальнейшей транспортировке попутного нефтяного газа до мест потребления.

Библиографический список:

1. Лутошкин Г. С., 1977. Сбори подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра. 192 с.
2. СТ РК 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД) Нефть. Общие технические условия.

УДК 662.994

Использование тепла уходящих газов для отопления укрытия газоперекачивающего агрегата Ц-25 НК.РМ/СМ

Ситников Д. С.

*ООО «Газпром Трансгаз Ухта» Синдорское ЛПУ МГ КС «Новосиндорская»,
г. Емба, Россия.*

В процессе транспортировки и распределения природного газа, специфика работы оборудования компрессорных и газораспределительных станций связаны с появлениями излишков тепловой потенциальной энергии. Их утилизация и переработка может повысить как автономность самих станций, так и общую эффективность работы всей газотранспортной системы.

Для транспортировки природного газа в магистральных газопроводах широко применяют газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом. Тенденция внедрения авиационных конвертированных газотурбинных двигателей для газоперекачивающих агрегатов приводит к сокращению использования тепла уходящих газов на утилизацию и регенерацию тепла.

На данный момент суммарная мощность 254 компрессорных станций ПАО «Газпром» составляет 47,1 тысяч МВт. Их выхлопные газы уносят в атмосферу до 100 тысяч МВт или более 86 000 Гкал/час. Норматив потребления тепловой энергии одной среднестатистической квартирой во время отопительного сезона составляет примерно 0,002 Гкал/час. Тепла, уходящего в атмосферу с выхлопными газами на объектах ПАО «Газпром», достаточно для обогрева в зимнее время 40 млн квартир, т.е., большую часть отечественной жилплощади, которая, согласно данным Росстата, составляет 70 млн квартир.

Сокращение потребления энергии и ресурсов всех видов — основной тренд развития цивилизации в настоящем и будущем. Запасы ископаемых энергоносителей не безграничны и не возобновляемы. Во многих странах мира действуют государственные программы развития, поддержки и стимулирования экологически чистых и энергосберегающих технологий, снижения потребления углеводородных энергоносителей.

Как поставщик наиболее экологически чистого углеводородного топлива, ПАО «Газпром» имеет значительные возможности совершенствования технологических процессов и оборудования для сокращения потребления ресурсов и энергии. В настоящее время возможно использовать легко снимаемую тепловую энергию выхлопа газоперекачивающих агрегатов для всех коммунальных и технологических нужд компрессорной станции.

Рассмотрим существующие установки для утилизации и регенерации тепла на современных газоперекачивающих агрегатах с авиационными газотурбинными двигателями. Установка по регенерации тепла в таких двигателях не возможна по ряду причин, это особенность строения и высокая температура и давление на выходе из компрессора газотурбинного двигателя. Остается применить установку по утилизации. Основные установки основаны на внедрении в шахту выхлопа трубчатых теплообменников, где теплоносителем является жидкость, чаще всего вода.

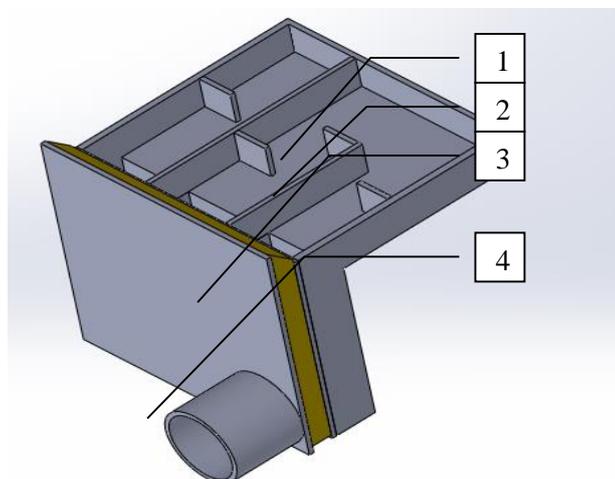
Минусом данного теплообменника являются:

- Наличие гидравлических сопротивлений в выхлопном тракте, которое напрямую затрагивает мощностные характеристики двигателя;
- Сложности пуска в работу и останова;

– Возможность разморозить теплообменник.

В случае с современными цехами, где газоперекачивающие агрегаты состоят в блочно-модульной компоновке, актуальность в таких теплообменниках экономически не целесообразна.

В связи с этим обстоятельством был разработан теплообменный аппарат для обогрева индивидуального укрытия газоперекачивающего агрегата ГПА Ц 25 НК.РМ/СМ установленный поверх шахты выхлопа рис.1.

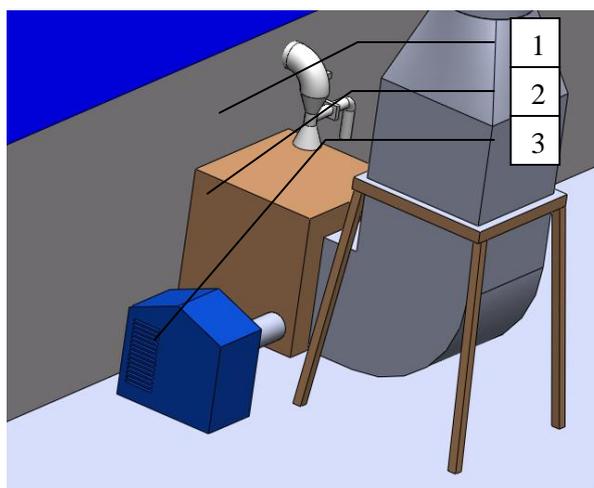


1-воздушный канал; 2- завихритель; 3-базальтовый утеплитель; 4- воздуховод;

Рис. 1 – Принципиальная схема теплообменного аппарата

В соответствии с техническими требованиями стандарта в индивидуальном укрытии ГПА должен быть 3-х кратный воздухообмен в час с температурой не менее 15°C , для этого предусмотрена приточная и вытяжная вентиляция. В роли приточной вентиляции участвует АВГМ-400М (агрегат воздушный газовый модульный) с возможностью обогрева, где в качестве топлива используется природный газ. Недостатком является использование природного газа в качестве топлива, тепловое и экологическое загрязнение окружающей среды.

Был проведен анализ и расчет теплообменного аппарата в котором нагревается воздух как теплоноситель. Сам теплообменный аппарат устанавливается по верх шахты выхлопа рис 2. Тепло снимается с поверхности шахты выхлопа. Тем самым решается сразу несколько задач. Нет гидравлических сопротивлений выхлопным газам, по причине того, что теплоносителем является воздух исключена вероятность разморозить или перегреть данную систему.



1– узел регулировки температуры; 2 – теплообменник; 3- узел нагнетания воздуха.

Рис. 2 – Установка и расположение теплообменного аппарата

Расчет и анализ проводился в программном комплексе Solid works инструментом Flou simulation. За граничные условия было взято расход воздуха $8000\text{ м}^3/\text{час}$, температура

поверхности шахты выхлопа 180°C , рабочая среда - воздух, материал стенок теплообменника - сталь, температура наружного воздуха $0, -20, -25^{\circ}\text{C}$ была выбрана из условий средней температуры за сезон отопления рис 3.

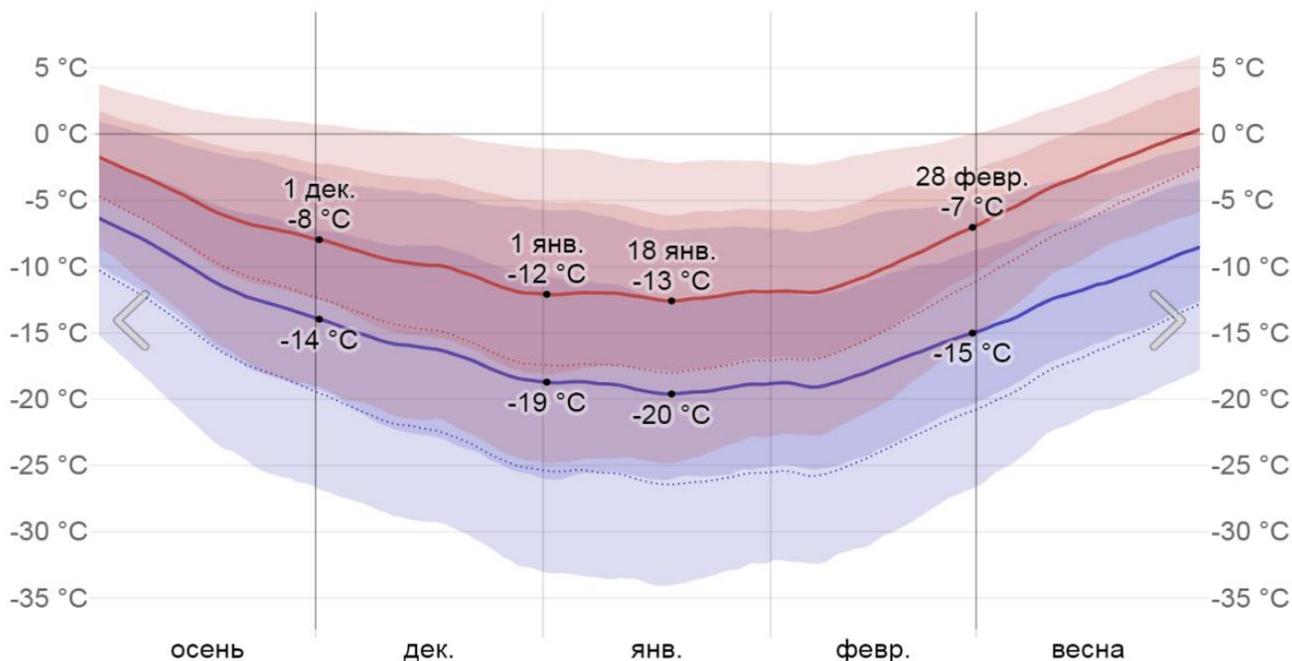
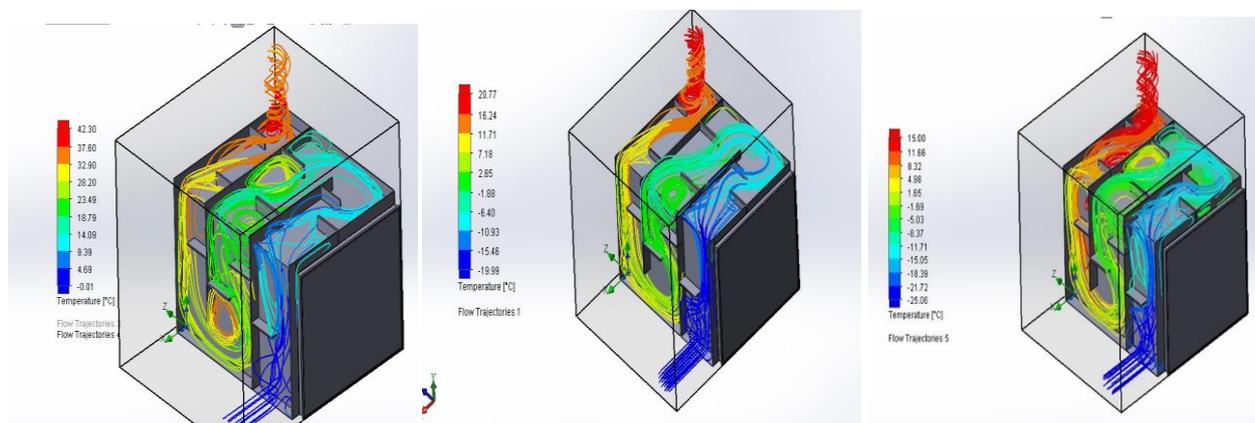


Рис. 3 – Среднестатистическая температура наружного воздуха в сезон отопления

Результат расчета рис 4. показывает, что при температуре наружного воздуха в минус 25 градусов соблюдается условие необходимые для вентиляции укрытия. При температурах выше минус 15 градусов необходима система регулировки температуры. А при плюсовой температуре наружного воздуха показано выключение данной установки и переход на вентиляцию укрытия без подогрева воздуха.



а) – расчет при температуре наружного воздуха 0°C ; б) – расчет при температуре наружного воздуха -20°C ; в) – расчет при температуре наружного воздуха -25°C .

Рис. 4 – Расчеты температуры нагреваемого воздуха.

Система регулировки температуры разработана по принципу эжекции рис 5. При нагреве воздуха выше необходимой температуры термопривод начнет приоткрывать заслонки, атмосферный воздух будет подмешиваться, тем самым происходит регулировка температуры.

Таким образом, проведенные исследования направлены на возможное получения теплоты за счет выхлопных газов на уже построенных и эксплуатирующихся компрессорных станциях без серьезного вмешательства в конструкцию.

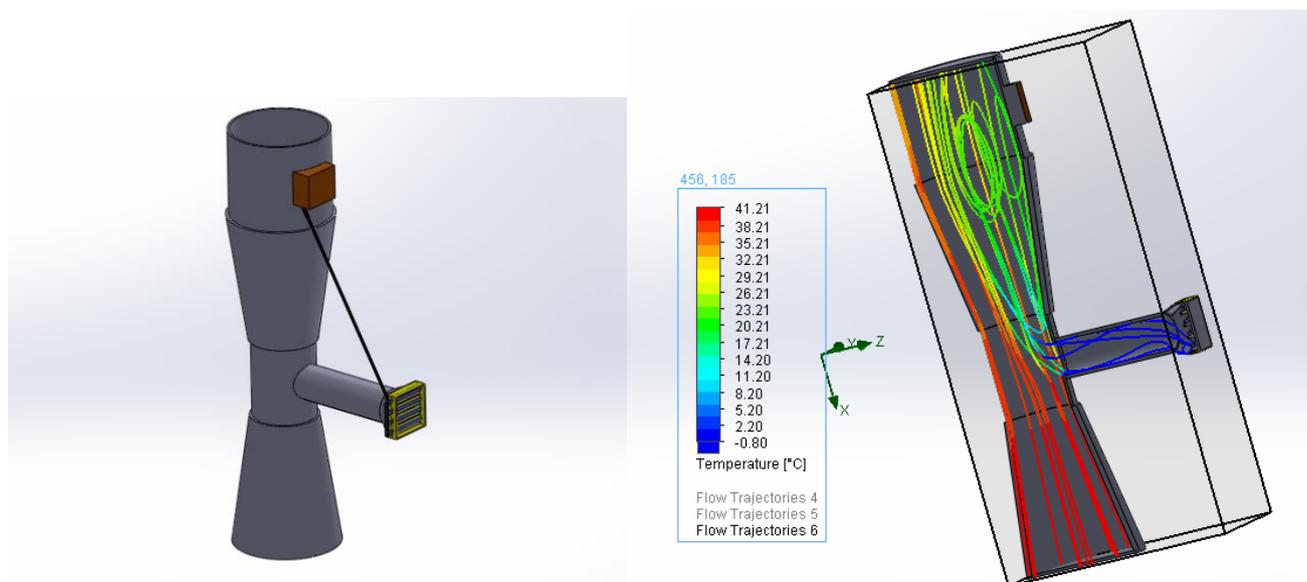


Рис. 5 – Принципиальная схема узла регулировки температуры.

Библиографический список:

1. ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС, и КС ПХГ. ОАО «Газпром», ДООАО «Гипроспецгаз», ДООАО «Гипрогазцентр», ООО «ВНИИГАЗ», ДАО «Оргэнергогаз», ДООАО «Газпроектинжиниринг» Москва 2002. – 67 с.
2. Агрегат газоперекачивающий ГПА-Ц-25 НК.РМ/СМ. Руководство по эксплуатации.

УДК: 622.692.4.074.2

Определение гидравлических потерь высокоскоростных потоков газа в трубопроводах газораспределительных станций

Янчук В. М.¹, Кузьбожев А. С.², Бирилло И. Н.², Шишкин И. В.²

1 – ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Стандартный режим работы газораспределительных станций (ГРС) предполагает последовательное выполнение фиксированного набора процедур, реализуемых в процессе направления потоков газа через функциональные узлы в составе технологического оборудования, с обеспечением [1]:

- очистки и осушки газа с помощью фильтров и систем сбора конденсата;
- повышения температуры газа с помощью подогревателей;
- понижения давления (обычно до 0,6 или 1,2 МПа, в зависимости от характеристик газораспределительных сетей и газораспределительных пунктов) с помощью клапанов-регуляторов в составе узлов редуцирования;
- ввода одоранта;
- учета расхода подаваемого потребителям газа.

Движение потока газа на ГРС обеспечивается по технологическим трубопроводам (подземным или надземным), имеющим следующие особенности исполнения:

- сложная пространственная конфигурация;
- значительное количество трубных деталей (конических переходов, отводов, тройников), запорной и регулирующей арматуры;
- непостоянство диаметра труб.

Сложная пространственная конфигурация трубопроводов ГРС является фактором, снижающим гидравлическую эффективность системы, интенсивность проявления которого находится в прямой зависимости от динамических режимов потока, определяемых в

зависимости от расхода и давления газа, диаметра труб, количества и геометрических характеристик элементов, обеспечивающих локальное повышение гидравлического сопротивления на участках перетока. Кроме того, на гидравлическое сопротивление трубопроводов ГРС оказывает влияние состояние внутренней поверхности стенки труб.

Для трубопроводов ГРС характерны следующие режимы течения газа:

- участки высокого давления, расположенные перед узлом редуцирования, отличаются относительно малыми скоростями потока газа с отсутствием участков локальных возмущений (например, в тневых или тупиковых зонах, а также в местах расширения проходного сечения);
- участки низкого давления, расположенные после клапана-регулятора, характеризуются высокими скоростями потока газа, предельно допускаемые значения которых определены в нормативной документации, регламентирующей порядок эксплуатации ГРС.

В соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 (п. 9.1.7 [2]), скорость газа в технологических газопроводах ГРС не должна превышать 25 м/с. Допускается повышение скорости газа до 50 м/с при подаче газа по обводной линии [2]. Указанные показатели скорости газа в трубопроводах ГРС также рекомендованы на других технологических объектах, обеспечивающих транспортировку природного газа. Например, рекомендуемые скорости газа в трубопроводах компрессорных станций составляют (СТО Газпром 2-3.5-051-2006, таблица 7.2 [2]):

- технологический газ – до 20 м/с;
- топливный газ (в трубопроводах) – до 20 м/с;
- топливный газ (в коллекторах компрессорного цеха) – до 20 м/с;
- пусковой газ (в трубопроводах) – до 25 м/с.

Оценка энергетических потерь в высокоскоростном потоке газа, обусловленных наличием локальных гидравлических сопротивлений, является достаточно сложной задачей, решаемой методами физического моделирования или с помощью специальных расчетных программных комплексов. Существующие расчетные методы с использованием аналитических выражений, как правило, позволяют получить приближенную оценку гидравлических потерь [3]. При этом существующие методики расчетной оценки позволяют оценить гидравлические потери для прямолинейных участков с достаточно высокой достоверностью.

Далее показан пример расчетной оценки гидравлических потерь на прямолинейном участке трубопроводной обвязки ГРС в условиях высокоскоростного истечения газа в зависимости от диаметра труб, шероховатости стенки, расхода газа.

Расход газа q_p (расчетное значение в млн м³/сут), проходящего через подземный прямолинейный участок трубопроводной обвязки ГРС, может быть определен по следующему выражению [2]

$$q_p = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot L}}, \quad (1)$$

где d – диаметр газопровода, м; p_n , p_k – соответственно, начальное и конечное абсолютные давления газа на участке трубопровода, МПа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка; Δ – относительная плотность газа по воздуху (отношение плотности газа при нормальных условиях, составляющей $\approx 0,7$ кг/м³, к плотности воздуха при нормальных условиях, составляющей $\approx 1,21$ кг/м³); T_{cp} – средняя температура газа в участке трубопровода заданной протяженности, К; Z_{cp} – среднее значение коэффициента сжимаемости газа ($\approx 0,97$); L – протяженность участка трубопровода, км.

Выражение (1) показывает, что эффективность работы участка трубопровода тем выше, чем больше диаметр и выше перепад давлений на входе и выходе проходного канала, при этом, определяющими факторами также являются компонентный состав газа, шероховатость стенки, протяженность участка. Чем ниже температура газа, меньше шероховатость стенки и меньше протяженность участка, тем выше эффективность транспорта газа по трубопроводу.

Коэффициент гидравлического сопротивления участка λ определяется по выражению [2]

$$\lambda = \frac{\lambda_{mp}}{E^2}, \quad (2)$$

где $\lambda_{тр}$ – коэффициент сопротивления трению; E – коэффициент гидравлической эффективности, принимается равным 0,95 (по СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [2]).

Коэффициент сопротивления трению $\lambda_{тр}$ определяется по выражению

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{d} \right)^{0,2}, \quad (3)$$

где Re – число Рейнольдса; K – эквивалентная шероховатость труб (для труб без внутреннего гладкостного покрытия следует принимать равной 0,030 мм, для труб с внутренним гладкостным покрытием – равной 0,010 мм).

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = 17,75 \cdot 10^3 \cdot \frac{q \cdot \Delta}{d \cdot \mu}, \quad (4)$$

где q – фактический расход газа, приведенный к нормальным условиям, млн м³/сут; μ – динамическая вязкость газовой смеси, Па·с.

Выражения (2) – (4) определяют связь между динамическими режимами потока и состоянием внутренней поверхности стенки труб на участке трубопровода. Чем выше шероховатость стенки, тем больше коэффициент гидравлического сопротивления.

Средняя температура газа T_{cp} в участке трубопровода рассчитывается по выражениям

$$T_{cp} = T_0 + \frac{(T_n - T_0)}{a \cdot L} \cdot (1 - e^{ax}) - D_i \cdot \frac{p_n^2 - p_k^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot p_{cp}} \cdot \left(1 - \frac{1}{a \cdot L} \cdot (1 - e^{-aL}) \right), \quad (5)$$

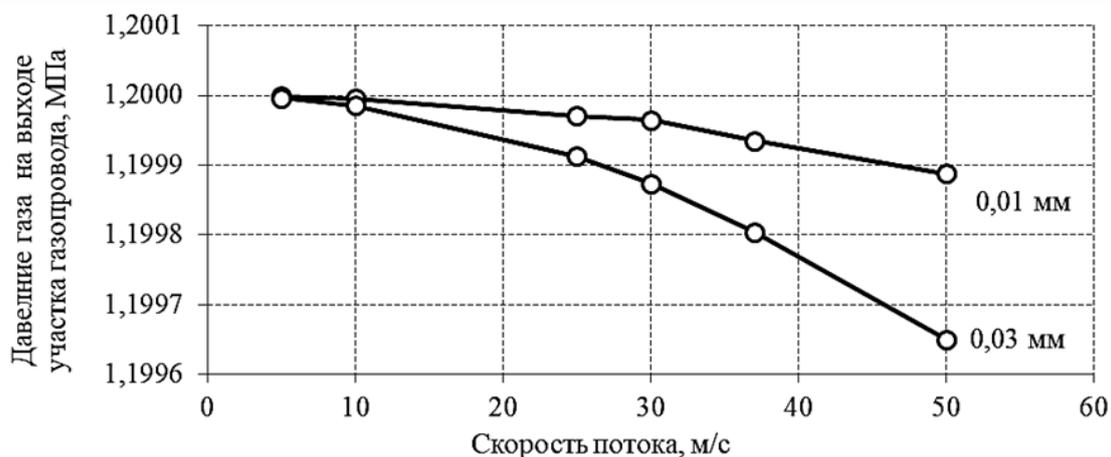
$$a = 225,5 \cdot \frac{K_{cp} \cdot d_n}{q \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}, \quad (6)$$

где T_0 – температура грунта на глубине заложения трубопровода, К; T_n – температура газа на входе в трубопровод, К; a – расчетный коэффициент; D_i – среднее на участке значение коэффициента Джоуля-Томсона для природного газа усредненного состава $\approx 4,5$ К/МПа; p_{cp} – среднее давление в трубопроводе, МПа; K_{cp} – средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/м²·К; d_n – наружный диаметр участка трубопровода, мм; C_p – удельная объемная теплоемкость природного газа, Вт/м³·К.

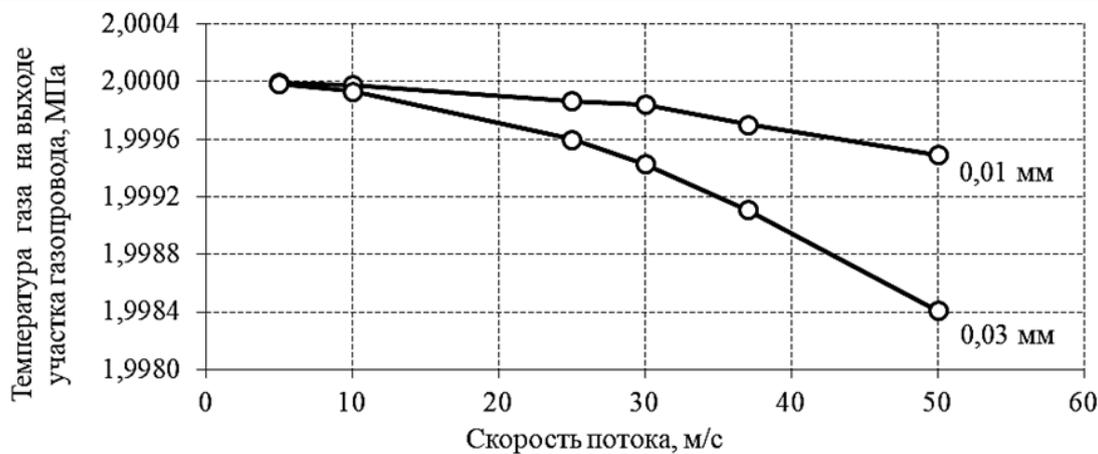
Температура газа на выходе T участка трубопровода определяется по выражению

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \cdot e^{aL} - D_i \cdot \frac{p_n^2 - p_k^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot p_{cp}} \cdot (1 - e^{-aL}). \quad (7)$$

Так как давление газа (p_k) на выходе участка трубопровода не является известной величиной, расчет выполняется следующим образом. На первом шаге задается значение параметра p_k , в соответствии с которым определяется средняя температура и среднее давление газа в участке газопровода. Для заданного перепада давлений рассчитывается расход газа (q_p). Параметр q_p сопоставляется с задаваемым параметром q и далее выполняется корректировка величины p_k по условию $q_p = q$. После корректировки параметра p_k определяются температура газа на выходе участка. В результате расчета определяются падение давления и температуры в трубопроводе. Результаты реализации расчетной методики показаны на рисунках 1 и 2.



а



б

Рис. 1 – Давление (а) и температура (б) газа на выходе участка трубопровода в зависимости от скорости потока и эквивалентной шероховатости стенки (условный диаметр газопровода 300 мм, протяженность участка 10 м)

В данном случае определены температура и давление газа на выходе участка газопровода протяженностью 10 м, диаметром 300 мм, внутренняя стенка которого имеет шероховатость 0,01 мм (трубы с внутренним гладкостным покрытием) и 0,03 мм (трубы без внутреннего гладкостного покрытия). Также определено давление на выходе участка трубопровода в зависимости от его диаметра в условиях идентичного расхода (рисунок 2).

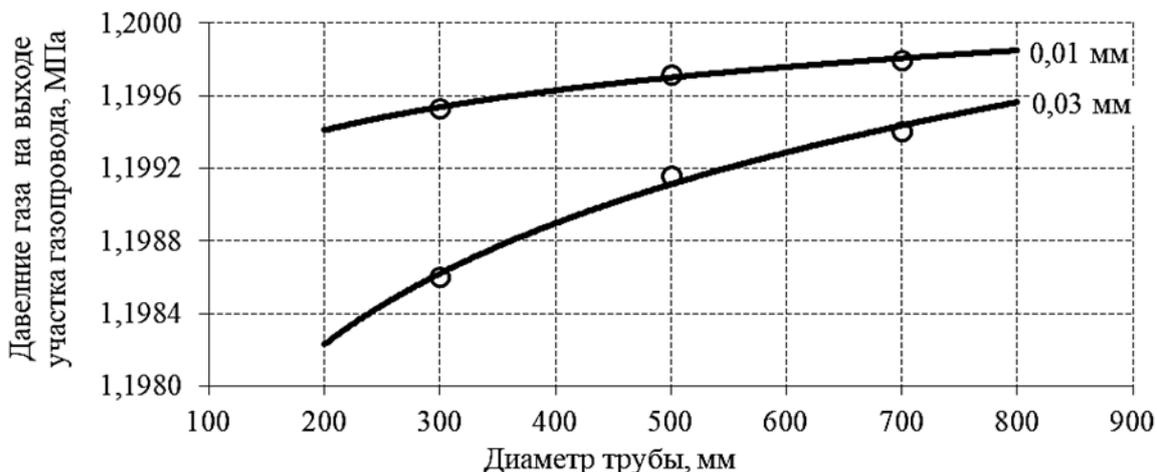


Рис. 2 – Особенности изменения давления на выходе участка газопровода в зависимости от его диаметра и эквивалентной шероховатости стенки в условиях идентичного расхода

В результате проведенных расчетов установлено следующее:

– уменьшение давления и температуры в пределах прямолинейного участка малой протяженности (10 м) при скорости истечения от 5 до 50 м/с достигает нескольких сотых процента (до 0,03 % при эквивалентной шероховатости стенки 0,03 мм и скорости истечения 50 м/с) от начальных значений давления и температуры;

– увеличение эквивалентной шероховатости стенки трубы способствует незначительному уменьшению температуры и давления на выходе участка трубопровода.

В результате может быть сделан следующий вывод. Качество поверхности стенки труб трубопроводной технологической обвязки ГРС, в том числе в случае превышения допустимой скорости потока, не оказывает существенного влияния на ее гидравлическую эффективность. Повышенные гидравлические потери в технологических трубопроводах ГРС в условиях высокоскоростного истечения будут обусловлены геометрическими характеристиками трубопроводной обвязки.

Библиографический список

1 СТО Газпром 2-2.3-1122-2017. Станции газораспределительные. Правила эксплуатации. – М.: ООО «Газпром экспо», 2018. – 225 с.

2 СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 196 с.

3 Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/под ред. М.О. Штейнберга. М.: Машиностроение, 1992, 672 с.

УДК: 622.692.4.074.2

Анализ устойчивости в продольном направлении газопровода подводного перехода

Сарычев И. Л.¹, Кузьбожев А. С.², Бирилло И. Н.², Шишкин И. В.²

1 – ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Характерной особенностью магистральных газопроводов (МГ) является их значительная протяженность. На своем пути трассы МГ пересекают разнообразные естественные и искусственные препятствия в виде рек, озер, водохранилищ, болот, автомобильных и железных дорог и т.п. Участки МГ в местах пересечения с такими препятствиями требуют применения специальных технических решений, обеспечивающих надежную работу газопровода на стадии его эксплуатации. При подземном пересечении водных преград к таким специальным техническим решениям относится балластировка трубы, компенсирующая выталкивающую силу воды и обеспечивающая стабилизированное положение газопровода на проектных отметках, что является одним из необходимых условий его длительной безопасной эксплуатации. При этом наличие утяжеляющих устройств не позволяет полностью исключить случаи изменения начального положения трубы на подводных переходах (ПП) газопроводов, а изменение начального положения газопровода происходит, как правило, сразу же после ввода объекта в работу. Например, после двух лет эксплуатации МГ Бованенково – Ухта по результатам обследования ПП головного участка протяженностью порядка 470 км были выявлены семь ПП с участками, на которых труба изменила свое начальное положение, переместившись вверх. Основная информация об этих ПП приведена в таблице 1.

Наиболее заметное (более 3 м) перемещение трубы вверх произошло на двух переходах (переходы через р. Морды-Яха). На ПП через р. Морды-Яха появились участки, на которых перестало обеспечиваться нормативное заглубление газопровода и возникла реальная опасность оголения трубы. Протяженность таких участков на первой и на второй нитках ПП составляет 112 и 31 м, соответственно, при этом минимальное заглубление трубы на участках равно 0,11 и 0,70 м, соответственно. Пример изменения положения газопровода на одном из ПП через р. Морды-Яха приведен на рисунке 1. На других ПП заглубление верха трубы, даже после

изменения начального положения газопровода, существенно (не менее чем в 1,7 раз) превышает минимальное нормативное значение.

Таблица 1 Подводные переходы газопровода, изменившие начальное положение

Водная преграда	Ширина водной преграды, м	Протяженность обследованного участка, м	Протяженность участка, переместившегося вверх, м	Максимальное изменение начальной отметки, м
Ручей Большой Лядгей-Яха	35,7	478	67	0,25
Ручей Малый Лядгей-Яха	48,4	285	77 127	0,58 0,67
Река Воркута (основная нитка)	118,4	371	80 104	1,00 0,20
Река Гагара-Ты-Вис	10,2	226	67	0,64
Река Морды-Яха (1-я нитка)	279,6	1120	305	3,17
Река Морды-Яха (2-я нитка)	271,1	1114	387	3,38
Река Сыр-Яга	76,0	363	120	0,40

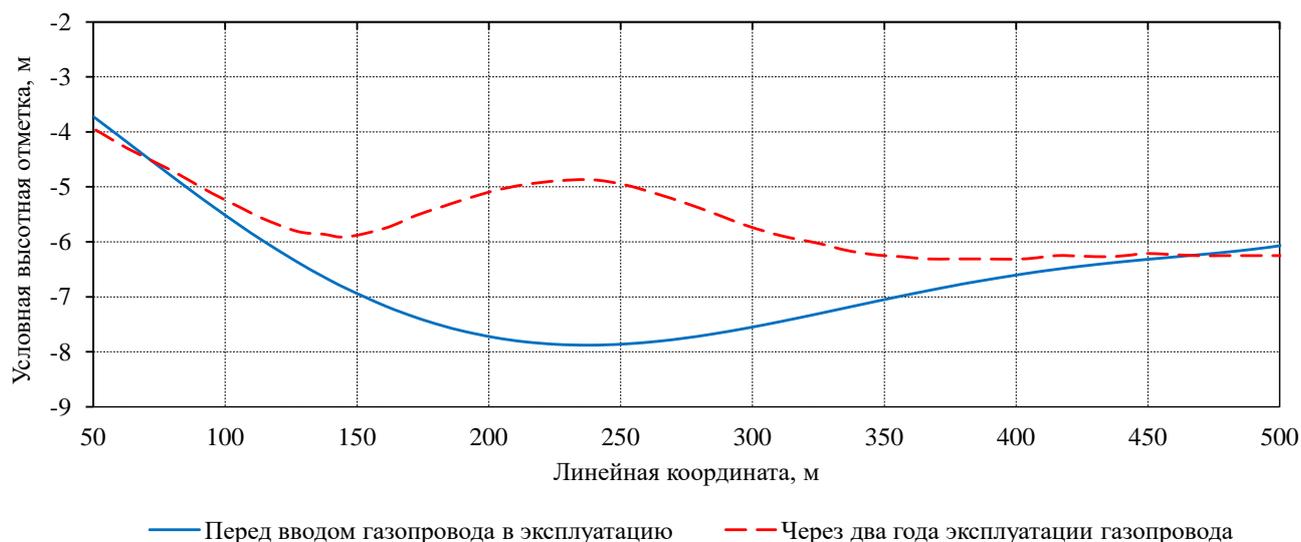


Рис. 1. Профиль второй нитки газопровода Бованенково – Ухта на участке подводного перехода через р. Морды-Яха

Результаты расчетно-аналитических исследований, приведенные в [1, 2], показали, что фактический уровень балластировки соответствует нормативному, а изменение начального положения (всплытие) ПП газопроводов может быть обусловлено следующими факторами:

- повышенная плотность жидкой среды, окружающей участка газопровода (из-за засоленности воды и (или) вследствие разжижения грунта, в котором находится газопровод);
- обмерзание наружной поверхности газопровода вследствие транспортирования газа с отрицательной температурой.

В ходе исследований также было установлено, что изменение начального положения газопровода существенно зависит от протяженности русловой части ПП и проявляется только на ПП значительной протяженности. При этом устойчивость в продольном направлении газопроводов ПП не анализировалась.

Под устойчивостью МГ в продольном направлении понимается его способность сохранять прямолинейное или начальное искривленное положение при воздействии сил,

направленных вдоль главной оси труб. При этом на прямолинейном участке газопровода изменение прямолинейной конфигурации оси возможно только после превышения значения продольной сжимающей силой S критического значения $N_{кр}$, а на участке газопровода с начальным искривлением оси изменение ее конфигурации происходит при любом изменении продольной силы S . Увеличение продольной сжимающей силы S на искривленном участке газопровода обуславливает увеличение кривизны его оси, а уменьшение продольной сжимающей силы – уменьшение кривизны оси участка газопровода. Для искривленного участка газопровода его положение будет считаться устойчивым лишь в том случае, если переместившийся участок газопровода сможет вернуться в свое исходное положение после того, как продольная сжимающая сила уменьшится до первоначального значения, то есть при устойчивом положении участка газопровода материал труб испытывает упругие деформации. Таким образом, потеря устойчивости участка газопровода – это не процесс быстрого развития больших прогибов, а потеря способности возвращать исходную форму после бесконечно малого отклонения внешним воздействием.

Критическое продольное усилие для прямолинейного стержня ($N_{кр}$) определяется формулой Эйлера [3]

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EJ}{(k_{закр} \ell)^2}, \quad (1)$$

где E – модуль упругости материала стержня, МПа; J – момент инерции поперечного сечения стержня, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$; $k_{закр}$ – коэффициент приведения длины, зависящий от характера закрепления концов стержня ($k_{закр} = 1,0$ при шарнирном закреплении обоих концов стержня, $k_{закр} = 0,7$ при жестком закреплении обоих концов стержня); ℓ – длина стержня, м.

При наличии вокруг стержня какой-либо пластической среды, препятствующей его деформированию в поперечном направлении, значение критической силы $N_{кр}$ будет увеличиваться на величину $\Delta N_{кр}$ [4]

$$\Delta N_{кр} = \frac{c_{y0} D_n \ell^2}{\pi^2}, \quad (2)$$

где c_{y0} – коэффициент нормального сопротивления грунта МПа/м; D_n – наружный диаметр газопровода, м.

Зависимость (1) для определения критического продольного усилия может быть использована только для длинных стержней, когда сила $N_{кр}$ вызывает потерю устойчивости стержня, но при этом материал стержня испытывает линейно-упругие деформации. Характерной особенностью коротких стержней является то, что даже при продольном сжимающем усилии, которое меньше значения $N_{кр}$, происходит пластическое деформирование материала.

Перемещение Δf искривленного участка газопровода при изменении продольной силы S может быть определено по следующей формуле

$$\Delta f = \frac{f_0}{1 - \frac{S_2}{N_{кр}}} - \frac{f_0}{1 - \frac{S_1}{N_{кр}}}, \quad (3)$$

где f_0 – начальная стрела изгиба участка газопровода при отсутствии продольной сжимающей силы, м; S_1 – начальное значение сжимающего продольного усилия, МН; S_2 – изменившееся значение сжимающего продольного усилия, МН; $N_{кр}$ – критическое продольное усилие, определяемое формулой Эйлера, МН.

Продольное усилие S в сечении газопровода обусловлено продольными деформациями материала труб, которые вызваны внутренним давлением транспортируемого продукта и

изменением температуры стенок газопровода от момента его монтажа и до стадии эксплуатации. Значение эквивалентного продольного осевого усилия в сечении газопровода S при отсутствии на участке возможности компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта рассчитывается по следующей формуле

$$S = \left[(0,5 - \mu) \frac{p(D_n - 2\delta)}{2\delta} + \alpha E \Delta t \right] A, \quad (4)$$

где μ – коэффициент Пуассона металла трубы; p – внутреннее давление в трубопроводе, МПа; D_n – наружный диаметр трубопровода, м; δ – толщина стенок труб, м; α – коэффициент линейного расширения металла труб, 1/град; E – модуль упругости материала труб, МПа; Δt – температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С; A – площадь поперечного сечения трубы, м².

Анализ возможности потери устойчивости в продольном направлении участком газопровода на рассматриваемом ПП выполнен путем сравнения фактической протяженности деформировавшихся участков ПП с расчетными критическими значениями протяженности участков газопроводов, при которых значения эквивалентного продольного осевого усилия S достигают значения критического продольного усилия $N_{кр}$, то есть $N_{кр} = S$. Учитывая формулы (1) и (4) выражение для расчета критического значения $l_{кр}$ протяженности участков газопроводов имеет следующий вид

$$l_{кр} = \sqrt{\frac{\pi^2 E J}{k_{закр}^2 S}}. \quad (5)$$

Определение критической протяженности участка газопровода выполняли для случая, когда вокруг трубы отсутствует среда, препятствующая перемещению газопровода в поперечном направлении, а концы участка газопровода имеют жесткое закрепление ($k_{закр} = 0,7$). Расчеты выполняли при отсутствии ($p = 0$ МПа) и при наличии ($p \neq 0$ МПа) давления в газопроводе, при этом максимальное значение внутреннего давления было принято равным проектному значению ($p = 11,8$ МПа), а промежуточные значения рабочего давления составили 2, 4, 6, 8 и 10 МПа. Температурный перепад Δt в расчетах изменяли от 20 до 50 °С с интервалом 5 °С. Результаты выполненных расчетов приведены в таблице 2 и на рисунке 2.

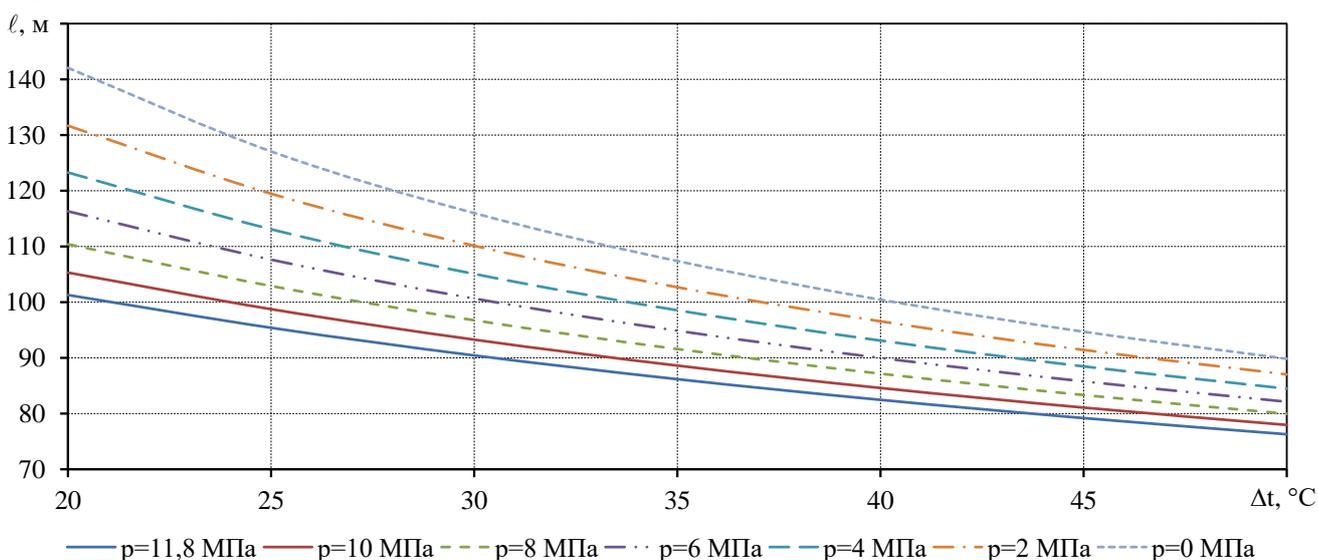


Рис. 2. Зависимость критической длины участка газопровода от величины внутреннего давления p и температурного перепада Δt

Таблица 2 Результаты расчета критической протяженности участка газопровода (жесткое закрепление концов участка)

$\Delta t, ^\circ\text{C}$	20	25	30	35	40	45	50
$p = 11,8 \text{ МПа}$							
S, МН	14,149	15,947	17,746	19,544	21,342	23,141	24,939
\square , м	101,3	95,4	90,4	86,2	82,5	79,2	76,3
$p = 10,0 \text{ МПа}$							
S, МН	13,088	14,886	16,685	18,483	20,281	22,080	23,878
\square , м	105,3	98,8	93,3	88,6	84,6	81,1	78,0
$p = 8,0 \text{ МПа}$							
S, МН	11,909	13,707	15,506	17,304	19,102	20,901	22,699
\square , м	110,4	102,9	96,8	91,6	87,2	83,3	80,0
$p = 6,0 \text{ МПа}$							
S, МН	10,730	12,528	14,327	16,125	17,923	19,722	21,520
\square , м	116,3	107,6	100,7	94,9	90,0	85,8	82,1
$p = 4,0 \text{ МПа}$							
S, МН	9,551	11,349	13,148	14,946	16,744	18,543	20,341
\square , м	123,3	113,1	105,1	98,6	93,1	88,5	84,5
$p = 2,0 \text{ МПа}$							
S, МН	8,372	10,171	11,969	13,767	15,565	17,364	19,162
\square , м	131,7	119,5	110,1	102,7	96,6	91,4	87,0
$p = 0,0 \text{ МПа}$							
S, МН	7,193	8,992	10,790	12,588	14,387	16,185	17,983
\square , м	142,1	127,1	116,0	107,4	100,5	94,7	89,8

Анализ результатов выполненных расчетов показал, что фактическая протяженность деформировавшихся участков ПП не менее чем в 2,15 раз (на первой нитке газопровода) и 2,72 раз (на второй нитке газопровода) превышает критическую длину $\square_{кр}$, определяющую устойчивость газопровода в продольном направлении. Таким образом, при текучем состоянии грунтовой среды, находящейся вокруг газопровода, когда грунт не оказывает никакого сопротивления для поперечного перемещения трубы, потеря устойчивости рассматриваемых участков газопровода возможна. Наряду с этим следует отметить, что перемещение деформировавшихся участков газопроводов вверх от воздействия продольной сжимающей силы маловероятно, так как начальное положение газопровода на ПП характеризуется вогнутой конфигурацией оси (см. рисунок 1). При непрямолинейной конфигурации оси участка газопровода продольная сжимающая сила обеспечивает поперечное перемещение трубы в направлении уже имеющегося искривления оси, то есть для рассмотренных участков газопроводов с вогнутой конфигурацией оси их перемещение от воздействия продольной сжимающей силы может происходить только вниз. Изменение вогнутой конфигурации оси участка газопровода ПП на выпуклую возможно только от воздействия выталкивающей силы водной среды при недостаточной балластировке участка газопровода, а уже после изменения конфигурации оси участка газопровода продольное сжимающее усилие вызывает увеличение величины перемещения трубы вверх от своего первоначального положения.

Библиографический список

1. Сарычев И.Л., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н., Маянц Ю.А., Елфимов А.В. Исследование причин изменения начального положения подводного перехода газопровода // Вести газовой науки: науч.-тех. сб.: Актуальные вопросы комплексного изучения и освоения месторождений Европейского Севера России. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». 2020. С. 78 – 86.

2. Сарычев И.Л., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н. Влияние протяженности подводного перехода на деформирование газопровода с положительной плавучестью // Булатовские чтения: материалы IV международной научно-практической конференции (31 марта, 2020 г.), ч. 4. С. 146 – 150.
3. Писаренко Г.С., Яковлев А.П., Матвеев В.В. Справочник по сопротивлению материалов. Киев: Наукова думка, 1975. 704 с.
4. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: справочное пособие. М.: Недра, 1991. 287 с.

УДК 622.691.4.052

Возможности модернизации блока подготовки топливного, пускового и импульсного газа

Шуганов М. Н., Чекардовский С. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В ПАО «Газпром» действует политика в области энергоэффективности и энергосбережения, согласно которой необходимо, в т.ч. применять инновационные технологии и оборудование и снижать расход энергетических ресурсов.

Основными потребляемыми энергетическими ресурсами при магистральном транспорте газа являются электрическая энергия и природный газ.

Электрическая энергия требуется для питания электропривода газоперекачивающего агрегата (далее – ГПА). Достоинствами применения электропривода являются меньшие затраты на эксплуатацию, это связано с отсутствием масляной системы, снижением количества требуемого персонала, более простой технологической схемой. Однако, несмотря на данные преимущества, электропривод не получил большого распространения, т.к. большинство компрессорных станций расположены на большом удалении от ТЭЦ или АЭС.

Электропривод применяется на 10% ГПА, наибольшее распространение – 86-88 % получил газотурбинный привод. Данный вид привода не требует большого количества электроэнергии, т.к. ресурсом для его работы является транспортируемый природный газ.

На компрессорных станциях ПАО «Газпром» эксплуатируется более 4200 ГПА с различным приводом, подавляющее большинство составляют ГПА с газотурбинным приводом. По этой причине принято в первую очередь изучить вопрос модернизации блок подготовки топливного пускового и импульсного газа (далее – БПТПГ).

Низкое содержание влаги и механических примесей являются важными факторами для обеспечения стабильной и безопасной работы ГПА. Подготовка (очистку, осушку, подогрев и редуцирование) газа обеспечивает БПТПГ. Подготовленный газ используется для запуска, работы ГПА и управления кранами на компрессорной станции. Был проведен анализ инструкций по эксплуатации, технических описаний наиболее распространенных ГПА, на основе определены основные характеристики топливного газа (таблица 1)

Таблица 1 – Характеристики топливного газа

ГПА	Давление, МПа	Температура, °С	Расход, м ³ /ч
ГТК-10-4	1,47-2	40-50	3600
ГПА-Ц-16	2-2,5	40-80	6500
ГПА-Ц-6,3	2-2,5	50-80	3150
ГПА-10-01	2,4-2,5	20-50	4565
ГПА-16-Урал	2,8-3,3	5-50	4780

Отделение влаги и механических примесей происходит в сепараторах, после чего газ поступает в подогреватель газа, далее газ проходит узел редуцирования, предназначенный для снижения давления газа, после чего газ может использоваться как топливный или пусковой. Импульсный газ после отбора поступает в адсорберы, предназначенные для осушки, далее направляется в ресиверы и коллектор импульсного газа. Также в состав БПТПГ входит узел замера расхода газа.

Процесс подогрева газа на большинстве компрессорных станций происходит в подогревателе газа ПТПГ-30.

Недостатками ПТПГ-30 являются:

- 1) Большие габаритные размеры и вес.
- 2) Небольшой диапазон эффективной работы.

Из-за последнего недостатка при небольшой нагрузке наблюдается образование конденсата, снижение полноты сгорания топлива.

В качестве решения проблемы предлагают совместное использование подогревателей меньшей производительности, как одинаковой, так и отличающейся. В таком случае при снижении производительности газа один из подогревателей находится в резерве, за счет чего повышается загруженность установки.

Прогрессивным решением является исключение процесса сжигания топлива в подогревателях. Существует патент на подогреватель газа с теплообменником «газ-масло». При применении этого устройства циркулирующее масло в ГПА через промежуточный теплообменник передает тепло топливному газу, кроме этого, нагрев газа происходит в другом теплообменнике, где тепло поступает от сжатого в ГПА природного газа.

Другим решением является подогреватели газа, основанные на передачи тепла от дымовых газов. При этом в качестве теплообменников могут применяться и двухфазные термосифоны.

Для снижения давления газа в БТПГ применяют регуляторы давления, которые предназначены для снижения и поддержания давления газа. При повышенном входном давлении природный газ через предохранительный сбросной клапан выходит в атмосферу. Для исключения потерь энергии является возможным применение турбодетандеров. При работе турбодетандера газ отдает часть энергии для вращения турбины, при этом в генераторе вырабатывается электрический ток. Электрическую энергию можно использовать для питания вспомогательных систем ГПА или аппаратов воздушного охлаждения газа.

В настоящий момент времени турбодетандеры нашли применение на газораспределительных станциях, установки доказали свою надежность и эффективность. Срок окупаемости установок составляет от 2 до 5 лет, прибыль за год – от 0,9 млн до 1,3 млн руб [1].

В случае установки турбодетандеров на компрессорных станциях обеспечивается снабжение компрессорной станции электроэнергией на собственные нужды. Наибольшее применение установки могут получить в северных областях, расположенных вдали от крупных источников электроэнергии. На рисунке 1 представлена тепловая схема энергетической газотурбодетандерной установки.

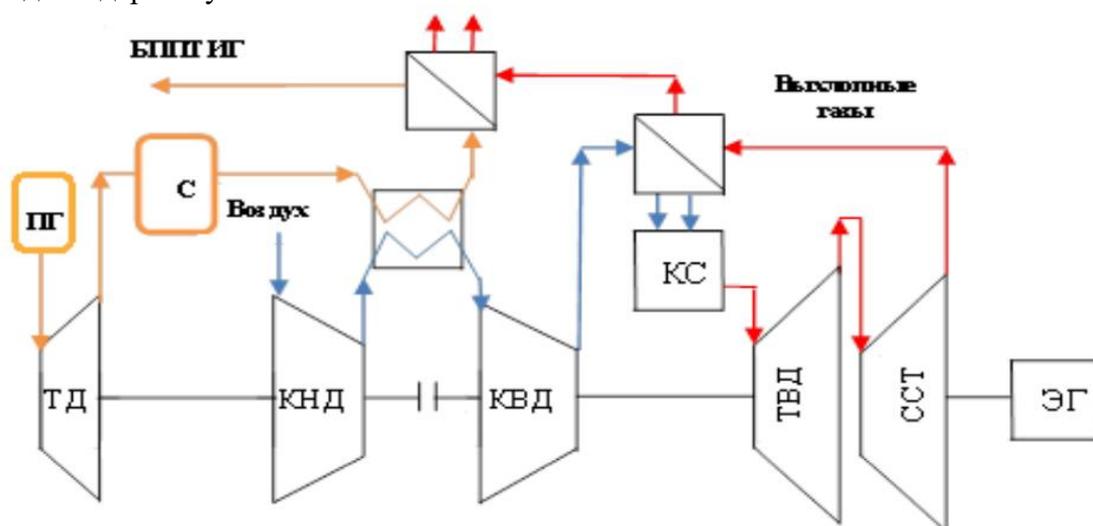


Рис. 1 – Тепловая схема энергетической газотурбодетандерной установки

Теплоту дымовых газов можно использовать для повышения температуры топливного газа. При таком изменении незначительно изменяются характеристики ГПА.

Расчет термодинамических параметров в ГТД проводится последовательно в каждом из узлов ГТД (компрессор низкого давления, компрессор высокого давления, камера сгорания, турбина высокого давления, турбина низкого давления). При этом параметры на входе в узел принимаются равными параметрам при выходе из предыдущего узла.

Предварительный расчет для ГПА-Ц-16 показал сокращение расхода газа на 16 м³ (до 0,25%) (рисунок 2) при повышении температуры топливного газа от 40 до 80 °С (таблица 2).

Выбранный диапазон обусловлен требованиями из инструкции по эксплуатации.

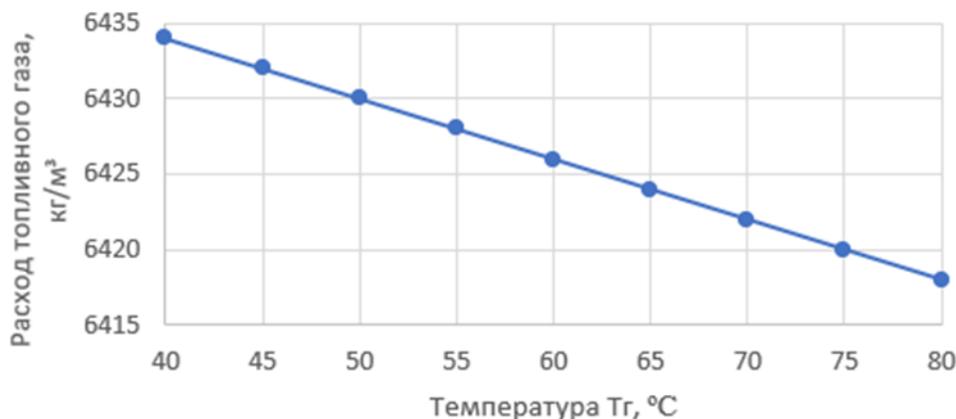


Рис. 2 – Влияние температуры топливного газа на его расход

Таблица 2 – Параметры режимов работы

Параметры	Первый режим работы	Второй режим работы
Температура топлива, °С	40	80
Расход топливного газа, кг/с (м ³ /ч)	6434	6418

Недостатком данного решения является необходимость дополнительного подогрева топливного газа. Т.к. в данный момент времени подогрев осуществляется в подогревателях газа ПТПГ-30, где осуществляется не прямой нагрев газа путем передачи тепла от сжигаемого газа, эффективности от данного изменения не будет. Однако, при применении технологий с использованием вторичных энергоресурсов процесс сжигания можно значительно сократить, за счет чего экономия природного газа будет составлять от 126 м³/ч. Основной проблемой при применении новых технологий подогрева [2] является необходимость в первичном подогреве топливного и пускового газа при выводе агрегатов или компрессорного цеха из ремонта.

Другим недостатком является нарушения процесса горения и повышение турбулентности потока в камере сгорания ГПА, связанное со значительным повышением температуры топливного газа от 40 до 80 °С.

Выводы:

1) Применение установок с использованием вторичных энергетических ресурсов позволит значительно сократить расход топливного газа на собственные нужды. Для компрессорного цеха при использовании другой технологии подогрева газа экономия составляет 110 м³/ч, при повышении температуры топливного газа расход газа сокращается на 16 м³/ч для одного агрегата.

2) Несмотря на большую экономию перспективных установок, применяемые подогреватели по-прежнему требуются. Кроме этого, необходимо учитывать, что возрастают расходы из-за повышения количества обслуживающего персонала.

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Библиографический список:

1. Энергетическая газотурбодетандерная установка для компрессорных цехов магистральных газопроводов / Л.П. Шелудько, С.А. Гулина, В.В. Бирюк // VII Всероссийская конференция «Актуальные проблемы машиностроения». – 2015. – С. 929–934. Текст: непосредственный.

2. Шуганов, М. Н. Методика выбора системы подготовки топливного газа для повышения эффективности газоперекачивающих агрегатов / М. Н. Шуганов. – Текст: непосредственный // Проблемы функционирования систем транспорта: материалы Всероссийской (национальной) научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (7-9 декабря 2021 г.) – Тюмень: ТИУ, 2022. – С. 106-110.

УДК: 622.279.620

Об утилизации метанольных, высокоминерализованных пластовых вод

Алекперов Ю. З., Исмайллова Х. Г., Исмайллова Ф. Б.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

В период завершающей стадии разработки на газоконденсатных месторождениях, наблюдается интенсивное увеличение количества выносимой пластовой воды и минеральных солей, что приводит с одной стороны к возникновению технологических осложнений в процессе сбора и подготовки газа, с другой стороны значительно повышает энергозатраты процесса и загрязненность окружающей среды. Поэтому, разработка и осуществление мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, а также создание малоотходных энергосберегающих процессов имеет большое народнохозяйственное значение.

Установлено, что минерализованная вода способна снижать температуру гидратообразования. С увеличением общей минерализации значение снижения гидратообразования увеличивается. Высокая степень минерализации и большие объемы пластовой воды, выносимой из скважины, делают возможным использование ее в качестве ингибитора гидратообразования [1 – 5].

Вода, обладающая наиболее высокой диэлектрической постоянной, является сильным ионизирующим растворителем. Твердая соль, имеющая ионное строение, при растворении в воде диссоциирует, вследствие чего в растворе одновременно появляются частицы с зарядами разного знака. Появление этих зарядов среди молекул воды вызывает структурные и энергетические изменения в ней. Влияние структурного состояния воды на процесс гидратообразования объясняется следующим: при вводе активного компонента в систему газ-вода изменяется условия термодинамического равновесия между молекулами воды и газа. С возрастанием концентраций солей в растворе происходит перестройка структурных параметров воды. При высоких концентрациях соли молекулярная структура раствора постепенно приближается к структуре кристаллогидрата соли.

По некоторым солям, например, CaCl_2 , $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, MgCl_2 и другим, имеются экспериментальные данные об их ингибирующей активности. В работе [6] экспериментально установлено, что пластовая вода с общей минерализацией 260 г/дм^3 , способствует понижению температуры начала гидратообразования на $11,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Эффективным ингибирующим свойством обладает смесь метанола с минерализованной водой.

Цель работы - разработать энерго- и ресурсосберегающие мероприятия для утилизации высокоминерализованных пластовых вод для охраны окружающей среды. Выполнение поставленной задачи определяет необходимость исследования фазового равновесия системы метанол-вода в присутствии минеральных солей. Фазовые равновесия систем «метанол-вода-минеральные соли» изучались в условиях УКПГ (установка комплексной подготовки газа) с узлами регенерации метанола.

Для исследований были взяты искусственно приготовленная минерализованная вода с общей минерализацией 280 г/дм^3 и метанол. В солевом составе воды содержались, в основном хлоридные соединения Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , а также некоторое количество CaSO_4 и $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. Соли – NaCl , CaCl_2 , MgCl_2 и др, входящие в состав пластовой воды, ограниченно растворимы в водометанольных растворах.

Экспериментальное определение данных по равновесию между паром, жидкостью и твердой фазой осуществлялось на установке, которая включает в себя сосуд с полупроводниковым покрытием, позволяющей визуально наблюдать за процессом, холодильник, устройство для отбора проб жидкой фазы, приемники для конденсированной фазы и мешалка с электродвигателями для предотвращения выпадения солей. Состав твердой фазы приведен в табл. 1.

Таблица 1- Состав твердой фазы

Параметр, г/дм ³		Содержание метанола (%) в смеси с минерализованной водой				
		50	60	70	80	90
Катион	Ca ⁺⁺	0,9	0,8	1,1	0,8	1,8
	Mg ⁺⁺	0,3	0,2	0,4	0,1	0,2
	K ⁺ +Na ⁺	37,9	38,0	37,5	38,1	36,7
Анион	Cl ⁻	60,7	60,5	60,4	60,0	59,5
	HCO ₃ ⁻	0,2	0,5	0,6	1,0	1,5

Исходную смесь метанола с минерализованной водой нагревали при постоянном внешнем давлении до кипения. Периодически осуществляли отбор проб жидкой фазы и конденсированного пара с целью определения их ионно-солевого состава и содержания метанола. Твердую фазу отделяли фильтрованием от кубового остатка и затем анализировали. Температура фильтрования растворов соответствовала температуре опыта. На основании опытных данных было установлено, что в интервале концентраций метанола 50 – 90% в смеси с минерализованной водой происходит выпадение солей. В табл. 1 приводится состав твердой фазы, выпавшей из минерализованной воды под действием метилового спирта.

Далее экспериментальным путем исследовали влияние содержания метанола в пластовой воде на степень кристаллизации солей из раствора, а также влияние метанола на ионно-солевой состав и общую минерализацию пластовой воды. Степень кристаллизации солей из растворов метанола в пластовой воде, в частности, с общей минерализацией 280 г/дм³ при $P = 0,1$ МПа и $t = 20$ °С, приводится на рис. 1.

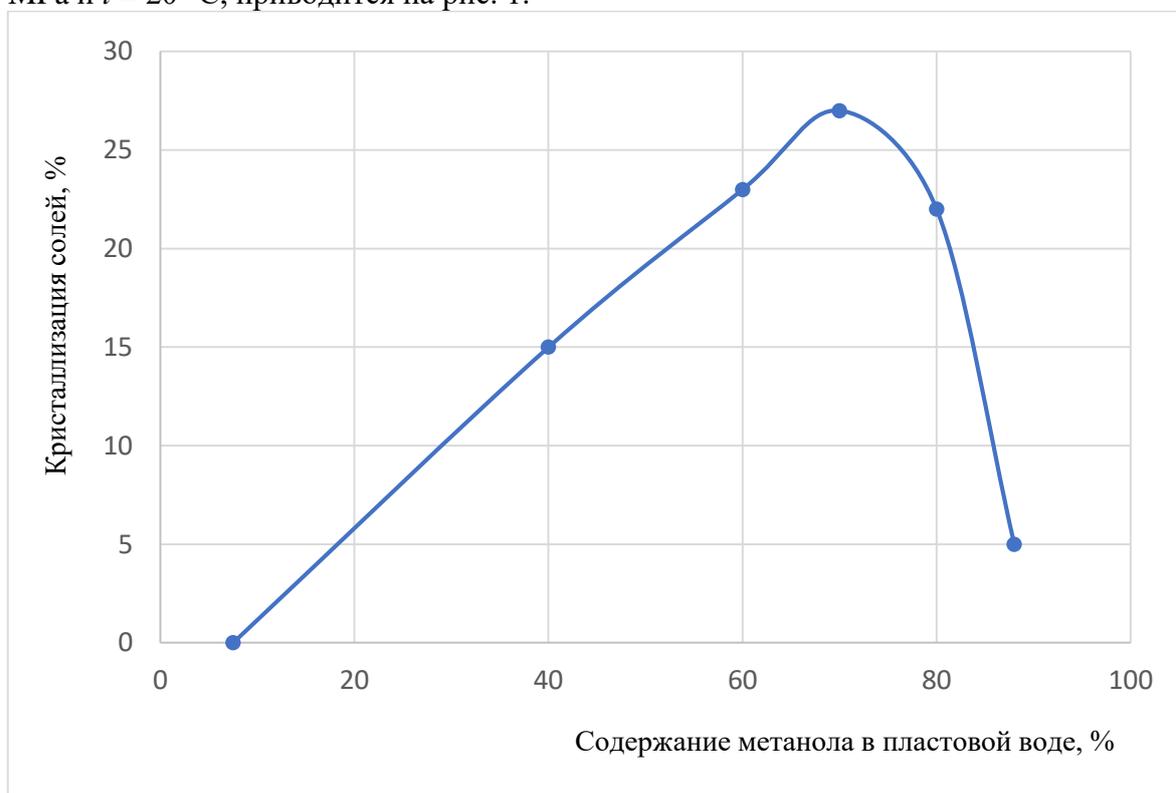


Рис. 1- Степень кристаллизации солей из растворов метанола в пластовой воде

Как видно из рисунка, увеличение содержание метанола в смеси приводит к увеличению выпадения солей. Это явление наблюдается до 70%-ной концентрации метанола, затем, в связи с увеличением растворимости солей в растворе, степень кристаллизации снижается.

Влияние метанола на ионно-солевой состав и общую минерализацию пластовой воды показано в табл. 2 и рис. 2.

Таблица 2- Влияние метанола на ионно-солевой состав пластовой вода

Параметр, г/дм ³		Количество ионов (%) в пластовой воде после добавление метанола					
		0	50	60	70	80	90
Катион	Ca ⁺⁺	5,2	5,1	4,4	6,1	5,2	4,6
	Mg ⁺⁺	2,0	1,4	2,4	1,9	2,4	2,4
	K ⁺ +Na ⁺	1051,1	88,9	77,2	75,2	77,4	94,2
Анион	Cl ⁻	176,9	141,4	83,4	131,5	132,3	153,6
	HCO ₃ ⁻	0,5	0,8	0,8	1,1	5,8	12,0
Общая минерализация		280,7	237,6	218,2	215,8	223,1	267,0

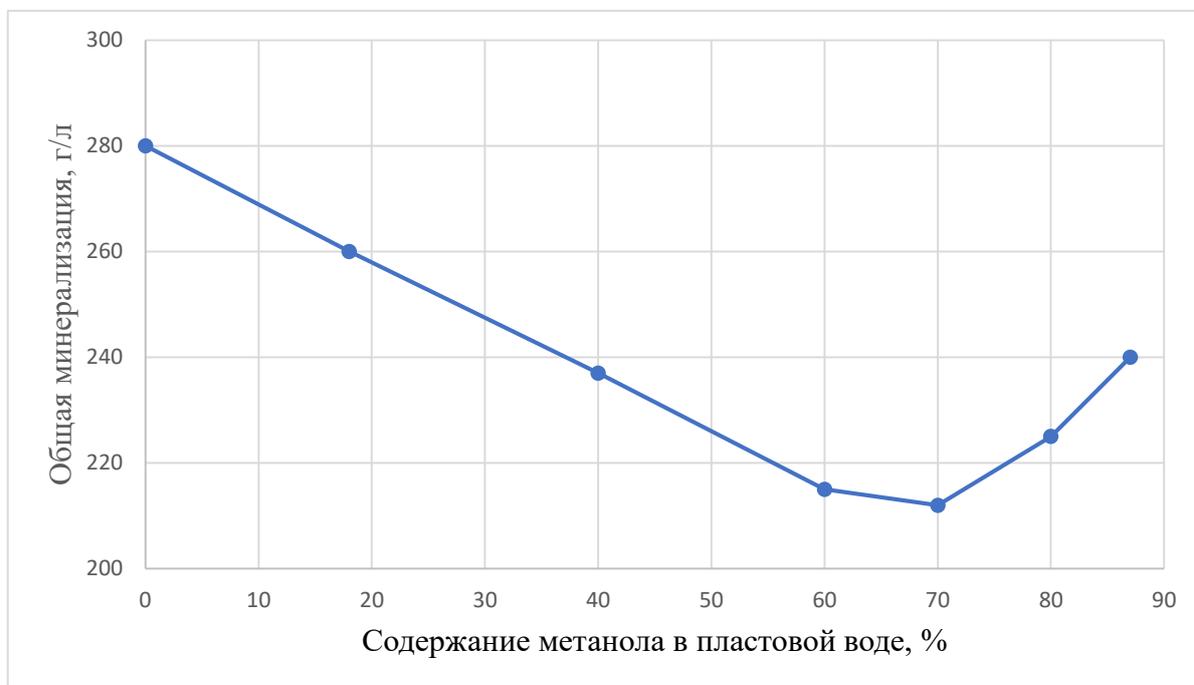


Рис. 2- Влияние метанола на общую минерализацию воды

В табл. 3 и 4 приводятся данные по составу жидкой фазы при изменении температуры от 20 до 104 °С. Данные относятся к водометанольному раствору 6 и 55% концентрации метанола

Таблица 3-Изменение состава (г/дм³) жидкой фазы в зависимости от температуры 6%-ного водометанольного раствора

Температура жидкой фазы, °С	Объем жидкой фазы, дм ³	Ионно-солевой состав жидкой фазы					Общая минерализация
		Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	
40	200	7,6923	1,8237	93,5089	162,4467	1,2065	266,6
70	173,4	7,4725	1,8461	92,5055	160,4989	1,3406	257,7
90	160	7,6923	2,0439	87,3242	153,4868	1,3406	247,8
100	142,9	7,2917	2,2500	86,4496	152,1396	1,1849	240,1
104	103,0	8,6519	2,1127	105,7445	184,0261	0,9205	259,0

Таблица 4- Минеральный состав (г/дм³) жидкой фазы в зависимости от температуры 55%-ного водометанольного раствора

Температура жидкой фазы, °С	Объем жидкой фазы, дм ³	Ионно-солевой состав жидкой фазы					Общая минерализация
		Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	
40	200	7,6923	1,8237	93,5089	162,447	1,2065	266,6
70	173,4	7,4725	1,8461	92,5055	160,499	1,3406	257,7
90	160	7,6923	2,0439	87,3242	153,487	1,3406	220,3
100	142,9	7,2917	2,2500	86,4496	152,140	1,1849	199,9
104	103,0	8,6519	2,1127	105,7445	184,026	0,9205	170,0

Определение температуры кипения минерализованных растворов метанола имеет важное значение для технологических расчетов процесса извлечения метанола из пластовой воды, который, после установки подготовки газа выбрасывается в окружающую среду, а также для определения степени кристаллизации накипи.

Температура кипения минерализованных водных растворов определяется по формуле [2, 4]:

$$T_{\text{кип}} = 0,52 \frac{c}{M} = 0,52 N,$$

где c – концентрация соли г/дм³; N – число молей соли в/л.

По указанной формуле была рассчитана температура кипения, исследуемого водометанольного раствора с различной минерализацией.

На рис. 3 указана зависимость температуры кипения водометанольного раствора с различной концентрацией солей от концентрации метанола.

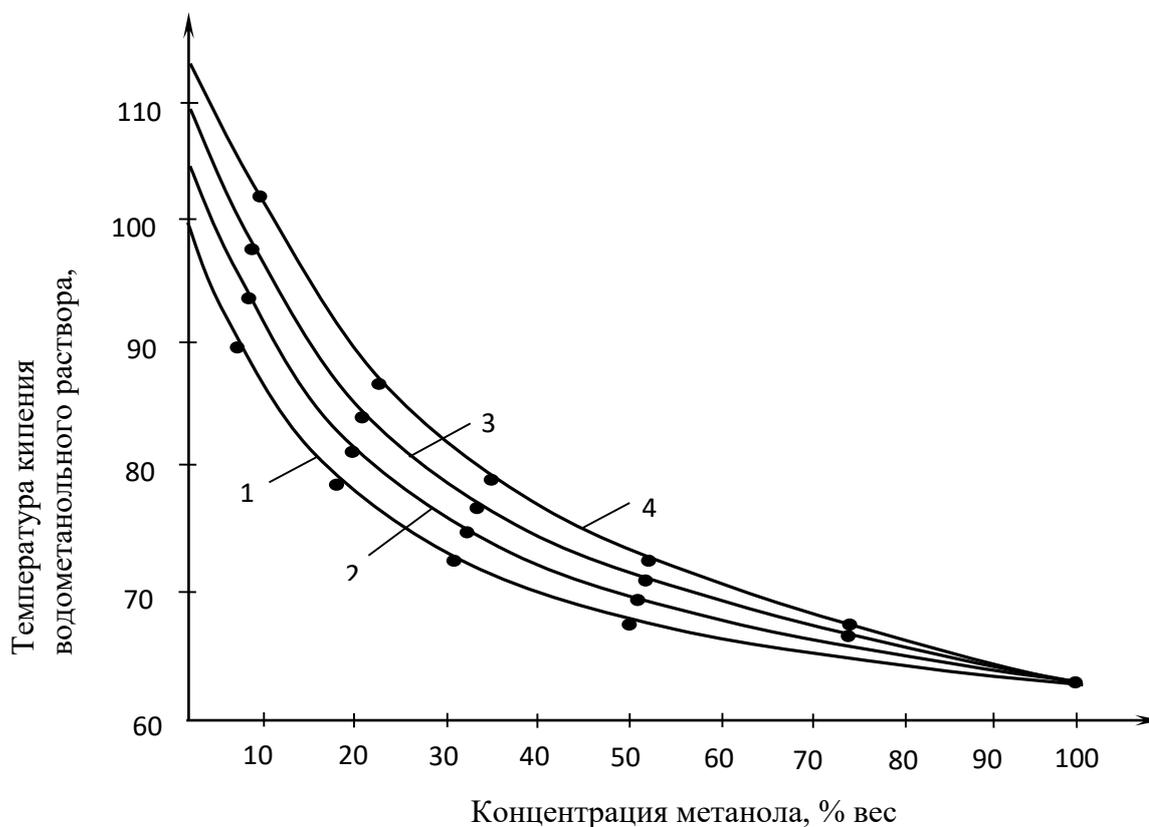


Рис. 3-Температура кипения водометанольного раствора с различной общей минерализацией (г/дм³): 1 – 0,2; 2 – 100; 3 – 200; 4 – 250

Как видно из рисунка, чем выше концентрация солей в растворе, тем больше влияние минерализации раствора на температуру кипения.

Данные, полученные в результате исследований, необходимы для разработки технологии утилизации высокоминерализованных водометанольных растворов, а также рецептуры композиции на основе этих растворов для применения в качестве ингибитора предотвращения технологических осложнений в процессе добычи и подготовки продукции скважин в газоконденсатных месторождениях.

С целью утилизации высокоминерализованных пластовых вод в системах добычи и комплексной подготовки газа рекомендуется инновационная технология предотвращения гидратообразования на основе композиции, состоящей из 70% метанола и 30% пластовой воды. Полученные результаты можно использовать также для извлечения метанола из раствора пластовой водой, выбрасываемого в окружающую среду.

Библиографический список:

1. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. Москва: Недра, 1985. 232 с.
2. Лурье Ю.Ю. Унифицированные методы анализа воды. Москва: Химия, 1973. 376 с.
3. Алекперов Ю.З. Фазовое состояние системы углеводородный конденсат-метанол-вода-ПАВ в условиях промышленной обработки и транспортировки газа. Киев: Нефть и Газ, 2011, №1, с. 48–50.
4. Bruzzi V., Landerighu L. Entropy analysis of distillation processes. *Entropic*, 2013, 19, N109, pp. 58–69, 71–73.
5. Ситенков В.Т. Теория и расчет двухфазных систем. Приложение к журналу Нефтегазовые технологии, Москва, 2010, №3, с. 54–59.

УДК 621.6

Анализ материалоемкости труб и утяжелителей, обеспечивающих устойчивость против всплытия

Махнин М. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Важное условие надежной и безопасной работы промышленных трубопроводов – сохранение их в проектном положении в процессе эксплуатации. Для максимально возможного выполнения этого условия применяют утяжелители различных типов, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки, конструктивные особенности и области применения.

Особое внимание стоит уделять заболоченным и обводненным участкам трасс, в частности, Западной Сибири, где как минимум треть территории занимают болота всех типов. Балластировать необходимо не только переходы через болота, но и участки трассы, где установившийся уровень грунтовых вод находится выше залегания трубопровода, и участки в границах ГВВ 1% и 10% обеспеченности. Одним из наиболее часто применяемых и надежных балластирующих устройств на таких территориях является утяжелитель железобетонный сборный кольцевой типа УТК [1]. Утяжелители УТК, собирающиеся из двух окружающих трубу полуколец, присоединяемых друг к другу с помощью крепежных деталей, производят для трубопроводов диаметром от 325 до 1420 мм.

Утяжелители УТК имеют следующие характеристики для различных диаметров (таблица 1).

В большинстве случаев проверка условия на всплытие не выполняется как раз для нефтегазосборных трубопроводов диаметров от 325 мм, что объясняет именно такой набор марок балластирующих устройств. Если же необходимо балластировать трубопровод диаметром 273 мм, то применяют другие варианты: утяжелители бетонные поясные УБП-0,3а или сплошное обетонирование.

Данные выше представленной таблицы наглядно демонстрируют, что даже наименьший из возможных утяжелителей весит более половины тонны. В сравнении со сплошным обетонированием, этот тип пригруза является не самым выгодным вариантом, но в то же время –

более удобным и доступным, ведь непрерывное бетонное покрытие является препятствием для проведения диагностических обследований [2].

Таблица 1 – Технические характеристики утяжелителей железобетонных сборных кольцевого типа УТК

№ п/п	Марка груза	Масса комплекта M_y , кг	Объем комплекта, m^3
1	2УТК-325-12	558	0,24
2	2УТК-377-12	596	0,26
3	2УТК-426-12	650	0,28
4	2УТК-530-12	742	0,32
5	2УТК-720-24	2880	1,2
6	2УТК-820-24	3174	1,38
7	2УТК-1020-24-1	3242	1,42
8	2УТК-1020-24-2	4070	1,76
9	2УТК-1220-24-1	4606	2,0
10	2УТК-1220-24-2	5876	2,36
11	2УТК-1420-24-1	5698	2,48
12	2УТК-1420-24-2	8136	2,58

Средний шаг расстановки балластирующих устройств до диаметра 720 мм находится в диапазоне примерно от 3,8 до 10,5 м, что непосредственно влияет на высокие показатели массы материалов, которые необходимо доставить к месту укладки трубопровода в траншею.

В рамках исследования рассмотрен нефтегазосборный трубопровод одного из месторождений Западной Сибири. Общая протяженность трассы составляет 1525 м: 618 м приходится на трубу диаметром 325x8 мм и 907 м – 426x8 мм.

Трубы приняты стальные электросварные прямошовные в северном исполнении из стали 09ГСФ (К52), либо других марок сталей, не уступающих данной по механическим и коррозионным свойствам. Трубы приняты с заводским внутренним противокоррозионным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски с температурой не менее 80°C. Трубы имеют следующие параметры для различных диаметров (таблица 2).

Таблица 2 – Данные по всем трубам, приходящимся на рассматриваемую трассу

№ п/п	Наименование	Масса единицы M_i , кг	Количество N_i , м	Примечание
1	Труба 325x8-К52-09ГСФ	62,5	618	-
2	Труба 426x8-К52-09ГСФ	82,5	907	-
3	Труба 530x10	128,2	55	Футляр защитный
4	Труба 720x10	175,1	133	Футляр защитный

Рассматриваемый нефтегазосборный трубопровод полностью проходит на территории болот I и II типа, за исключением 30 м, которые приходятся на отсыпанные ранее площадки узлов запорной арматуры. Этим объясняется установившийся уровень грунтовых вод, который намного превышает глубину залегания трубопровода. Два этих фактора сигнализируют о том, что необходимо провести проверочный расчет на устойчивость против всплытия на обводненных участках, переходах через болота и водных преградах.

Согласно п.13.16 СП 284.1325800.2016 устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трасс, должна проверяться по условию: суммарная расчетная нагрузка на трубопровод $Q_{акт}$, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, должна быть меньше или равна суммарной расчетной нагрузке на единицу длины трубопровода $Q_{пас}$, действующей вниз (включая собственный вес), деленной на

коэффициент γ_a надежности устойчивого положения против всплытия (принимается по таблице 16 п.13.16 СП 284.1325800.2016) [4].

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{Q_{\text{пас}}}{\gamma_a} \quad (1)$$

Результаты типового расчета устойчивости против всплытия, проведенного по существующей методике приведены в таблице 3:

Таблица 3 – Результаты расчета устойчивости трубопровода против всплытия

№ п/п	Диаметр, мм	$Q_{\text{пас}}/\gamma_a$, кг/м	$Q_{\text{акт}}$, кг/м	Проверка на устойчивость
1	325x8	58,2	84,6	нет
2	426x8	76,8	144,9	нет
3	530x10	177,2	223,7	нет
4	720x10	239,2	411,9	нет

По результатам расчета для труб всех этих диаметров, неудовлетворяющих условию устойчивости против всплытия, необходимо рассчитать шаг расстановки балластирующих устройств, а именно утяжелителей УТК. Шаг расстановки пригрузов находится, как частное массы утяжелителя на воздухе и нормативного веса балласта на воздухе.

$$L = \frac{M_{\text{бал}}}{q_{\text{бал}}} \quad (2)$$

Результаты расчета шага расстановки балластирующих устройств (утяжелителей) приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета шага балластировки

Марка пригруза	2УТК-325-12	2УТК-426-12	2УТК-530-12	2УТК-720-24
Диаметр трубы, мм	325	426	530 (325)*	720 (426)*
Масса пригруза на воздухе M_y , кг	558	650	742	2880
Нормативный вес балласта на воздухе, кгс/м	56,9	171,1	100,3	384,0
Шаг балластировки расчетный, м	9,8	3,8	7,4	7,5
Шаг балластировки принятый, м	9,8	3,8	7,0	7,5
Общее количество на трассу N_y , компл.	70	196	9	17

*в скобках указан диаметр трубопровода, на который устанавливается футляр

Проведем анализ материалоемкости труб и балластирующих устройств, приходящихся на эту трассу трубопровода. Масса труб всех диаметров рассчитывается по формуле

$$M_T = \sum(M_i \cdot N_i) \quad (3)$$

Масса всех утяжелителей, обеспечивающих сохранение трубопровода в проектном положении, рассчитывается по формуле

$$M_T = \sum(M_y \cdot N_y) \quad (4)$$

Результаты выполненных расчетов приведены на рисунке 1.

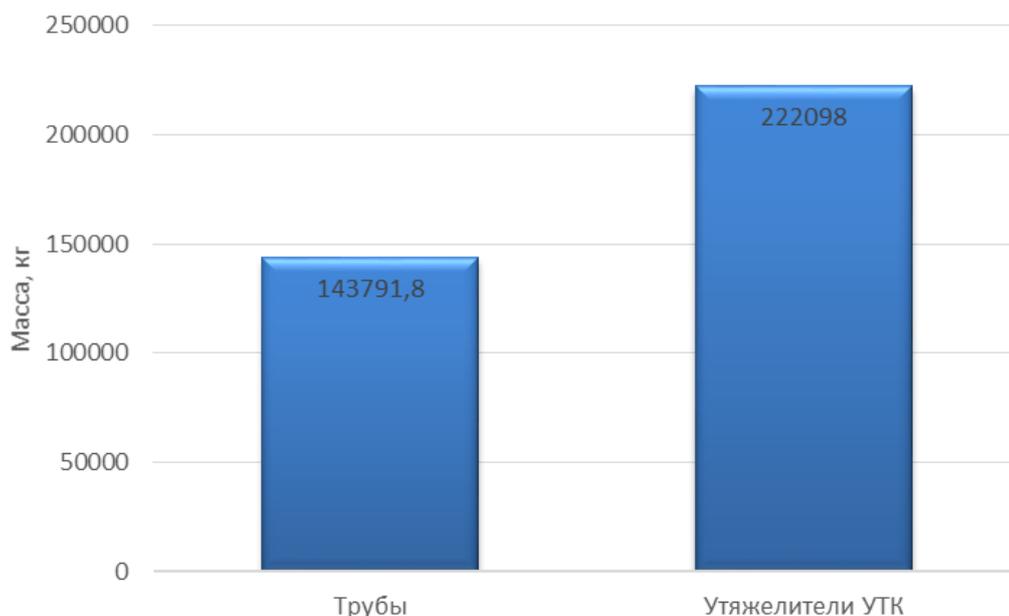


Рис. 6 – Материалоемкость труб и балластирующих устройств

В расчете массы пригрузов не учтена сравнительно малая масса полимерных пластин, которые во избежание повреждения изоляционного слоя подкладываются в местах установки утяжелителей, так как ей можно пренебречь.

В результате расчета получаем, что масса балластирующих устройств, применяемых для закрепления нефтегазосборного трубопровода в проектном положении, превышает массу используемых труб в 1,55 раза. Это отрицательно сказывается на транспортных расходах, ведь сама доставка грузов в районы с заболоченной и обводненной местностью уже является серьезной проблемой для строительной организации.

Если же рассматривать все возможные диаметры утяжелителей железобетонных сборных кольцевого типа УТК, то можно прийти к выводу, что после диаметра 720 мм шаг балластировки становится меньше, следовательно, материалоемкость увеличивается в несколько раз, так как массы пригрузов достигает 8 тонн на один комплект.

Шаг расстановки балластирующих устройств различного диаметра приведен на рисунке 2.

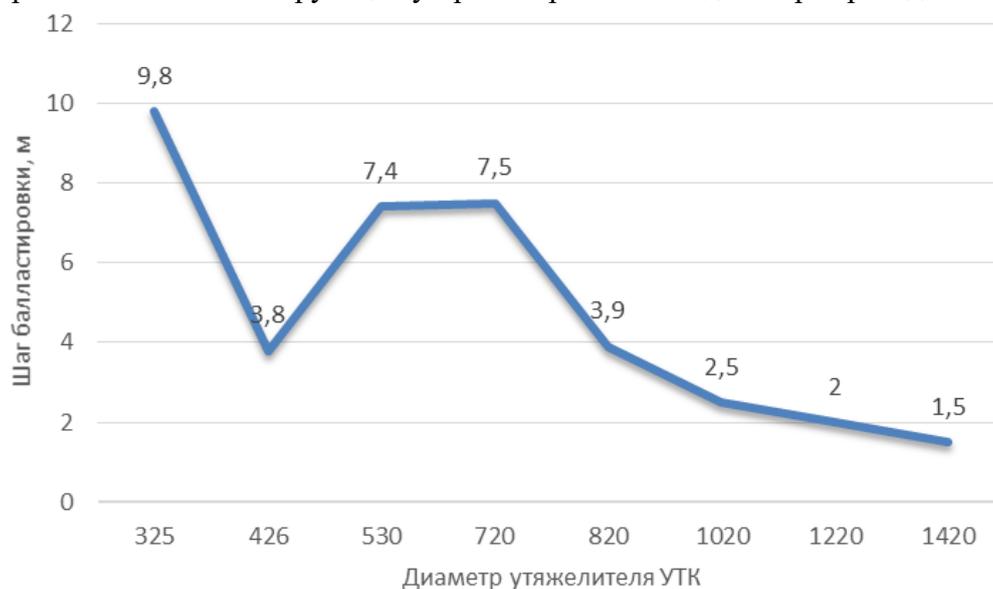


Рис. 7 – Шаг расстановки балластировки для разных диаметров

Проведя анализ материалоемкости труб и балластирующих устройств, можно сделать вывод, что существует потребность в изменении массы утяжелителей в меньшую сторону или в пересмотре существующего расчета шага балластировки.

Библиографический список:

21. Серебренников, Д. А. Анализ причин отказов балластирующих устройств магистральных трубопроводов / Д. А. Серебренников, Ю. Н. Столяренко // Новая наука: От идеи к результату. – 2016. – № 1-2. – С. 191-194.
22. Чучин, А. О. Балластировка участков магистральных трубопроводов, проходящих через водные преграды / А. О. Чучин, С. В. Калошина, Д. Г. Золотозубов // Construction and Geotechnics. – 2022. – Т. 13. – № 2. – С. 88-99.
23. Павлов В.П., Воронин К.С., Земенков Ю.Д. Прогнозирование отклонения газопровода от проектного положения. В сборнике: Нефтегазовый терминал сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. Тюмень, 2015. С. 168-173.
24. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».
25. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

УДК: 622.276.5

О фрактальности структурных свойств водонефтяных эмульсий

Сафаров Н. М.¹, Исмайлова Х. Г.²

1 - НИПИ «Нефтегаз», ГНКАР, г. Баку, Азербайджан

*2 - Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

В работе на основе экспериментальных и теоретических исследований авторами изучена возможность применения фрактального анализа для оценки структурных изменений в водонефтяных системах. Выявлено, что диагностирование структурного состояния водонефтяных эмульсий целесообразно в рамках фрактального анализа, который может служить инструментом для изучения скрытого порядка в динамике неупорядоченных систем, каковыми являются водонефтяные эмульсии. Также предположено, что с применением фрактальной геометрии в дальнейшем возможно установление корреляционных зависимостей между фрактальной размерностью и физико-химическими свойствами водонефтяных систем.

In the present paper based on the experimental and theoretically investigations the authors have studied the possibility to apply of fractal analysis for the estimate of structural changes in water-oil systems. It is determined that the diagnosing of structural condition of water-oil emulsions is expedient under fractal analysis which can be used as instrument to study lateral order in dynamics of disorder systems which water-oil emulsions are. Also proposed that using fractal geometry it is possible hereafter to establish correlation dependences between fractal dimensions and physico-chemically properties of water-oil systems.

Введение

В процессах добычи нефти и ее транспортировки по нефтепромысловым трубопроводам происходит интенсивное перемешивание взаимонерастворимых флюидов «вода-нефть», вследствие чего через определенные периоды разработки залежей эти компоненты соединяясь между собой, создают полидисперсную систему - водонефтяные эмульсии. Образование водонефтяных систем (т.е. эмульсий) ставит определенные актуальные вопросы, подлежащие скорому решению в области добычи, сбора и транспортировки в промышленных условиях. Обводненность нефти вызывает серьезные осложнения (более интенсивное осадкообразование, повышение температуры застывания нефти, увеличение ее вязкости и т.д.) при добыче, сборе и подготовке нефти, а добываемые нефти по своим физико-химическим свойствам, как правило,

относятся к реологически сложным жидкостям, в большинстве случаев обладают аномальными свойствами и являются неньютоновскими, что вызывает дополнительные затруднения при разработке нефтяных месторождений, а также при подготовке и транспортировке этих нефтей (Мирзаджанзаде и др., 2005). В этой связи, вопросы образования водонефтяных систем и их диагностирование всегда актуальны и остаются предметом исследования широкого круга ученых и специалистов нефтяной промышленности [1 - 3].,

Исследования последних лет показывают, что явления в средах со сложной неупорядоченной структурой часто обнаруживают масштабную инвариантность–фрактальность пространственных и временных свойств. Динамические процессы, для которых имеет место масштабная инвариантность, подчиняются законам фрактальной геометрии. Фрактальность можно наблюдать в поведении таких временных процессов нефтегазодобычи, как колебания дебита, давления и т.д., когда при уменьшении шага замеров выявляются все новые особенности изучаемых параметров. Характер их колебаний зависит как от внешних воздействий, так и от неравновесных процессов фильтрации многофазных систем и несет в себе информацию о состоянии и поведении пластовой системы[1, 3]. В частности, напряженные крупномасштабные фрактальные структуры возникают при закачке в пласт воды, газа и других агентов, поддерживающих пластовое давление. Наличие фрактальных структур может быть связано с загрязнением прискважинных зон пласта. Очистка этих зон сводится к разрушению этих фракталов и требует значительных затрат времени и средств[4-7].

Фрактальная размерность также является показателем сложности кривой. Анализируя чередование участков с различной фрактальной размерностью и тем, как на систему воздействуют внешние и внутренние факторы, можно научиться предсказывать поведение системы. И что самое главное - диагностировать и предсказывать нестабильные состояния диссипативных структур. Предполагается, что фрактальная размерность определенной величины может использоваться как индикатор кризиса или предупреждающий сигнал катастрофы «SOS».

Немаловажен и тот факт, что универсальные законы организации структуры вещества возникают и проявляются при переходе от микроскопического уровня описания на более высокие уровни макроскопического описания. Оглядываясь на нефтегазовый комплекс наук, можно заметить, что здесь успехи применения фракталов пока совсем не значительные.

Исходя из вышеуказанного, у авторов появилось предположение, что фрактальное моделирование стало технологической потребностью и может служить инструментом для изучения скрытого порядка в динамике неупорядоченных систем, каковыми являются водонефтяные эмульсии.

Постановка задачи и методика испытаний

В данной работе авторами была сделана попытка применения фрактального подхода к анализу структурных изменений, имеющих место в процессе обводнения и температурных воздействий на водонефтяных систем. С целью проведения испытаний, на основе безводной продукции скважины № 43 месторождения «Мурадханлы» в лабораторных условиях путем искусственного обводнения, т.е. добавления различных порций воды и механического перемешивания были изготовлены водонефтяные эмульсии.

Результаты исследований и их обсуждение

Учитывая тот факт, что существенное влияние на свойства нефтей оказывает качественный и количественный состав природных, так называемых « черных» эмульгаторов - асфальтенов, смолы и парафинов, ассоциаты которых склонны к структурообразованию и приводят к появлению аномалий вязкости нефти, вначале был исследован состав испытуемой нефти и определены процентные содержания следующих физико-химических показателей:

- | | | |
|--|--|------------------|
| 1. Парафин -10-12 % | 2. Асфальтен - 9,2 % | 3. Смолы – 1.7 % |
| 4. Мех. примеси- 1.5 % | 5. Плотность – 969 кг/м ³ | 6. Вода – следы |
| 7. Кол-во солей -2335 мг/дм ³ | 8. Кинематическая вязкость- 86,6 сСт . | |

Из свежизготовленных образцов водонефтяных эмульсий различной обводненности, при разных температурах были взяты пробы в виде капель и нанесены на стеклянные слайды, структуру которых изучали с помощью электронного микроскопа типа Nu-2E. Полученные методом дифракции снимки увеличивали в 60 раз (Zoom x60) и через зафиксированный (с

целью неизменного сохранения фокусного расстояния) окуляр электронным фотоаппаратом производили цифровые снимки. В снимках нефтяные капли (в дальнейшем будем их называть глобулами) отражались черным цветом, а водяные глобулы - светлым.

Далее, для определения среднего диаметра глобул был использован классический клеточный способ, когда полученный график (в нашем случае - цифровое изображение) накрывают серией сеток так же, как и для геометрических фракталов. Т.е. на преобразованное изображение накладывали единую сетку, разбитую на множество квадратов с количеством N со стороной δ (в данных расчетах $\delta = 6,11$ мкм). Затем, с помощью нижеуказанной формулы подсчитывали общее число квадратов и число квадратиков, затронутых водяными глобулами:

$$D = \lim_{\delta \rightarrow 0} \frac{\ln N(\delta)}{\ln(\frac{1}{\delta})}$$

В каждом исследуемом проценте обводненности водонефтяных эмульсий, используя метод оценки воспроизводимости и точности измерений, по критерию Стьюдента было оценено значение d_{cp} среднего диаметра глобул эмульсий с доверительной вероятностью $\alpha \approx 0.995$, точность определения которых составила примерно 2.9 % .

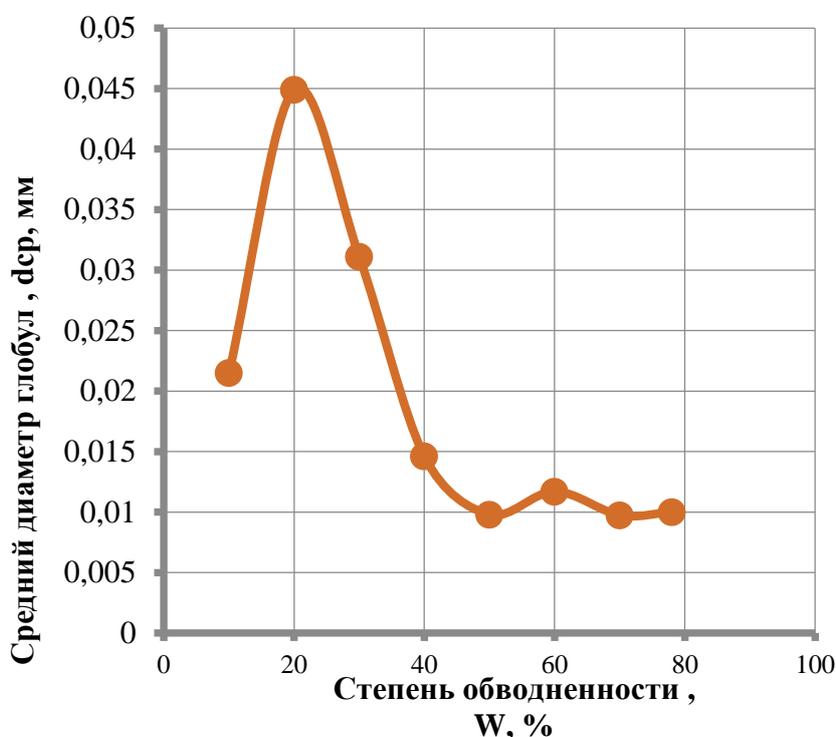


Рис. 1. Зависимость средних диаметров глобул от степени обводненности водонефтяных систем

На рис. 1 приведена зависимость средних диаметров глобул от степени обводненности водонефтяных систем. Как видно из кривой, средний диаметр глобул доходит до максимума примерно при степени обводненности 20%, затем начинает резко снижаться. Анализ данных показал, что при обводненности в интервале 20-40 % водонефтяная смесь претерпевает заметным структурным изменениям. Диаметры глобул уменьшаются и их распределение в структуре носит монодисперсный характер. Начиная с 50% обводненности, монодисперсные капли формируют уплотненную структуру, создавая так называемую фазу «эмульсии-гелей» и далее показатели стабилизируются.

Используя заданное уравнение, была рассчитана фрактальная размерность D водонефтяных эмульсий. С целью проверки независимости величины фрактальной размерности от масштаба увеличения, шаг δ уменьшали в 2, 4, 8 раза и повторяли эту операцию несколько раз. Оказалось, что уменьшение шага δ приводит к увеличению числа ячеек, необходимых для

покрытия площади глобул и уточняет полученный результат. Расхождение между полученными значениями (2-3%) лежит в пределах ошибки эксперимента, поэтому можно считать, что выбор масштаба увеличения микроструктуры не влияет на величину фрактальной размерности.

На рис. 2 показана зависимость фрактальной размерности от степени обводненности водонефтяной эмульсии.

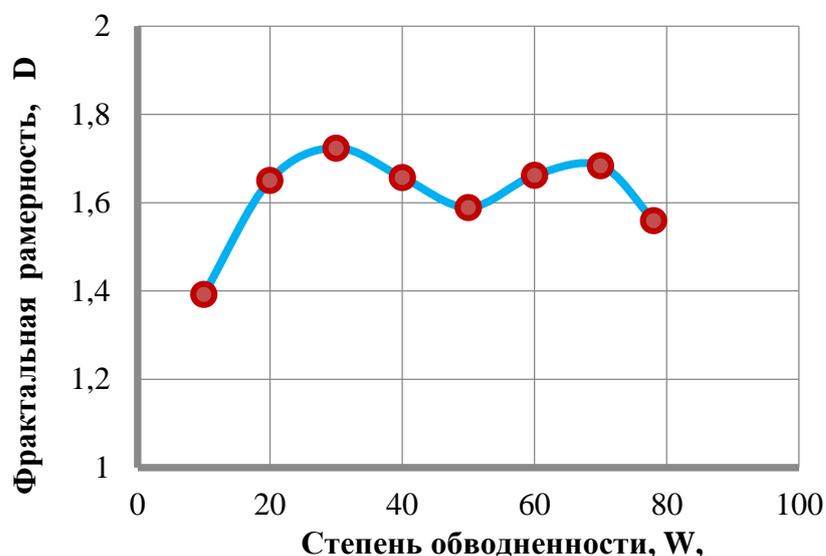


Рис. 2. Зависимость фрактальной размерности от степени обводненности водонефтяной эмульсии

Как видно из рисунка 2, фрактальная кривая более четко анализирует структурное состояние водонефтяных эмульсий. Начиная с 20% обводненности, при значении фрактальной размерности $D > 1,6$ система становится неустойчивой и переходит в нестабильное состояние. Это еще раз подтверждает о том, что фрактальная размерность полидисперсной системы не может быть охарактеризована единственным числом

Таким образом, фрактальная геометрия открывает новые возможности изучения структуры водонефтяных систем, т. к. позволяет по их макроструктуре судить о микроструктуре. В перспективе, с применением фрактальной геометрии возможно установление корреляционных зависимостей между фрактальной размерностью и физико-химическими свойствами водонефтяных систем. По мнению авторов, определение таких зависимостей в математическом выражении позволит по структурному изображению эмульсий на макроуровне судить о реологических и физико-химических свойствах, что дает возможность разработки нового диагностирующего метода для определения структурных изменений в полидисперсных системах.

Заключение

В результате исследований водонефтяных смесей в макро- и микроскопическом масштабе обнаружены пороговые концентрации водной фазы (~20 %), при которых происходят заметные структурные изменения дисперсной фазы, приводящие к формированию «эмульсии-гели», которая является результатом структурообразующих процессов - коалесценции и агрегатизации.

Повышение температуры водонефтяных систем сказывается в немонотонном изменении фрактальной размерности, что может быть объяснено термодинамическими характеристиками и физическими свойствами, а также неупорядоченностью структуры, обусловленной многокомпонентностью исследуемых дисперсных систем.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде, А.Х., Хасанов, М.М., Бахтизин, Р.Н. 2005. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Ижевск . Москва, Институт компьютерных исследований, 322-327.
2. Мирзаджанзаде, А.Х., Шахвердиев, А.Х. 1997. Динамические процессы в нефтегазодобыче. Наука. Москва, 27-64.

3. Сулейманов, Б.А. 2006. Особенности фильтрации гетерогенных систем. Институт компьютерных исследований, Москва, 231-255.
4. Mandelbrott, В.В. 1982. The Fractal Geometry of Nature. New-York, W.H.Freeman, 22-29.
- Федер, Е. 1991. Фракталы. Мир. Москва, 264.
5. Кроновер, Р.М. 2000. Фракталы и хаос в динамических системах. Постмаркет. Москва, 352.
6. Божокин, С.В., Паршин, Д.А. 2001. Фракталы и мультифракталы. НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевск, 128.
7. Ролдугин, В. И. 2003. Фрактальные структуры в дисперсных системах // Успехи химии, вып.72, 10, 931-959.

УДК 622.691.24

О волнах возмущения давления в упруговязких трубах

Исмайллов Р. А.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку, Азербайджан

При движении газов в стальных трубах материал трубы проявляет в основном только упругие свойства. Однако в определенных условиях, так например, при наличии жидких включений или транспортировке газов с тяжелыми фракциями углеводородов на стенках трубопроводов возникают различные отложения, при которых материал трубы может проявлять также и упруговязкие свойства. Упруговязкие свойства могут проявлять и трубы из полимерных материалов, перспектива использования которых в связи с экономической целесообразностью при строительстве газопроводов приобретает все более актуальное значение.

Основным достоинством полиэтиленовых труб является то, что они не подвержены коррозии и являются хорошим диэлектриком, что делает их незаменимыми при прокладке в зоне действия блуждающих токов. Полиэтиленовые трубы в среднем в 8 раз легче стальных, что облегчает их транспортировку и монтажные работы. Они легко режутся и свариваются, при этом отпадают газосварочные и газорезочные и электросварочные работы. Средний срок службы полиэтиленовых труб 50 лет, при этом они значительно дешевле стальных труб, что в условиях рыночных отношений является важным преимуществом по сравнению со стальными трубами. Эти и другие вопросы перспективы использования труб из полимерных материалов в трубопроводном транспорте газа поднимались в работах [1], [2].

Вопросы влияния неравновесных характеристик материала трубы на процессы распространения волн возмущений давления и расхода при движении по ним реологически сложных жидкостей с релаксационными параметрами подробно исследованы в [3],[4],[5]. Аналогично этим исследованиям изучим влияние неравновесных параметров газов и материала трубы на распределение значений затухания и запаздывания волны возмущения давления в трубопроводе по частотам.

С этой целью исходную модель неустановившегося движения газа в трубе из упруговязкого материала запишем аналогично [3] в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial P}{\partial x} = -\rho \left(\frac{\partial w}{\partial t} + m_0 f_0 w \right) \\ \sum_{i=0}^n \left[b_i \frac{\partial^i}{\partial t^i} \left(\frac{\partial w}{\partial x} \right) + \theta \frac{K_c^\infty}{K_c^0} b_i \frac{\partial^{i+1}}{\partial t^{i+1}} \left(\frac{\partial w}{\partial x} \right) + \left(\frac{2R}{\delta_0} a_i + \frac{b_i}{K_c^0} \right) \frac{\partial^{i+1} P}{\partial t^{i+1}} + \right. \\ \left. + \left(\frac{2R}{\delta_0} \theta \frac{K_c^\infty}{K_c^0} a_i + \theta \frac{b_i}{K_c^0} \right) \frac{\partial^{i+2} P}{\partial t^{i+2}} \right] = 0 \end{array} \right. \quad (1)$$

В качестве реологической модели для материала трубы возьмем отдельно фойгтовскую и максвелловскую модели соответственно в виде следующих соотношений:

$$\sigma = E\varepsilon + \eta\dot{\varepsilon} \quad (2)$$

$$\dot{\varepsilon} = \frac{\dot{\sigma}}{E} + \frac{\sigma}{\mu} \quad (3),$$

где ε - деформация материала трубы;
 σ - напряжение в стенке трубопровода
 E - модуль упругости материала трубы;
 η - коэффициент, характеризующий вязкость материала.

Вначале рассмотрим фойгтовскую трубу. Из обобщенного реологического уравнения упруговязкой среды определяем значения коэффициентов a_i и b_i для случая фойгтовской среды и используя их в (1) после некоторых преобразований получаем следующую модель для движения неравновесных газов в трубе в виде:

$$C^2 \left(\lambda_T \frac{\partial}{\partial t} + 1 \right) \left(1 + \theta \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \frac{\partial}{\partial t} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \beta_1 \frac{\partial^3 U}{\partial t^3} + \beta_2 \frac{\partial^2 U}{\partial t^2} + \frac{\partial U}{\partial t} \quad (4),$$

где

$$U = \frac{\partial P}{\partial t} + m_0 f_0 P;$$

$$\beta_1 = \theta \lambda_T \frac{C^2}{C_0^2};$$

$$\beta_2 = \lambda_T \frac{C^2}{C_0^2} + \theta \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \frac{C^2}{\tilde{C}^2};$$

$$C^2 = \frac{K_c^0}{\rho \left(1 + \frac{2R K_c^0}{\delta_0 E} \right)};$$

$$C_0^2 = \frac{K_c^0}{\rho}; \quad C_\infty^2 = \frac{K_c^\infty}{\rho};$$

$$\tilde{C}^2 = \frac{K_c^\infty}{\rho \left(1 + \frac{2R K_c^\infty}{\delta_0 E} \right)};$$

θ и λ_T - времена релаксации соответственно для среды и материала трубы.

Решение уравнения (4), когда давление в начале трубы представляет собой гармоническую функцию времени заданной частоты будем искать в виде $P(x,t) = P_0 e^{\alpha x + i\omega t}$, а α представим в виде следующего соотношения:

$$\alpha = \frac{1}{C} \sqrt{K_1 + i\omega K_2} \quad (5)$$

где

$$K_1 = \frac{R_1 R_2 + \omega^2 S_1 S_2}{R_2^2 + \omega^2 S_2^2}$$

$$K_2 = \frac{S_1 R_2 - S_2 R_1}{R_2^2 + \omega^2 S_2^2}$$

$$R_1 = \beta_1 \omega^4 - (1 + \beta_2 m_0 f_0) \omega^2; \quad S_1 = m_0 f_0 - (\beta_1 m_0 f_0 + \beta_2) \omega^2;$$

$$R_2 = 1 - \lambda_T \theta \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \omega^2; \quad S_2 = \lambda_T + \theta \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \quad (6)$$

Отделим в соотношении (5) для a действительную и мнимую часть и выберем тот из корней, который имеет отрицательную действительную часть. Решение для (4) запишется в виде:

$$P = P_0 \ell^{-\xi \frac{x}{c}} \ell^{i\omega \left(t - v \frac{x}{c} \right)} \quad (7),$$

$$\text{где } \xi = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\rho_1 + K_1}; \quad v = \frac{K_2}{2\xi}; \quad \rho_1 = \sqrt{K_1^2 + \omega^2 K_2^2}. \quad (8)$$

Параметр ξ характеризует затухание, а параметр v запаздывание или сдвиг по фазе граничного значения гармоники давления.

Аналогично по проведенной выше процедуре для максвелловской трубы, описываемой соотношением (3) получена следующая модель для движения неравновесных газов в трубе в виде:

$$C^2 \left(\frac{\partial}{\partial t} + \theta \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \beta_1 \frac{\partial^3 U}{\partial t^3} + \beta_2 \frac{\partial^2 U}{\partial x^2} + \beta_3 \frac{\partial U}{\partial t} \quad (9)$$

и получены следующие расчетные соотношения для вычисления параметров затухания и запаздывания:

$$\begin{aligned} R_1 &= \beta_1 \omega^4 - (m_0 f_0 \beta_2 + \beta_3) \omega^2; \\ S_1 &= \beta_3 m_0 f_0 - (\beta_1 m_0 f_0 + \beta_2) \omega^2; \\ R_2 &= -\theta \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \omega^2; \\ S_2 &= 1 \end{aligned} \quad (10),$$

где

$$\begin{aligned} \beta_1 &= \theta \frac{C^2}{\tilde{C}^2} \frac{C_\infty^2}{C_0^2}; \\ \beta_2 &= 1 + \frac{2R}{\delta_0} \frac{\theta}{\lambda_T} \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \frac{C^2}{C_T^2}; \\ \beta_3 &= \frac{2R}{\delta_0} \frac{1}{\lambda_T} \frac{C^2}{C_T^2} \end{aligned} \quad (11)$$

Исследуем влияние релаксационных параметров θ и λ среды (неравновесных газов) на распределение по частотам ω параметров ξ и v . С этой целью на основании полученных выше соотношений для вычисления значений ξ и v была составлена и реализована компьютерная программа. Расчеты производились отдельно для фойгтовской и максвелловской трубы.

На основании вычисленных значений построены кривые качественного распределения параметра затухания ξ и параметра запаздывания v по частотам ω при значениях $m_0 f_0 = 0,1 \text{ с}^{-1}$, $R=0,2 \text{ м}$, $\delta=0,01 \text{ м}$ и следующих оценках

$$\frac{C_\infty^2}{C_0^2} = 1,1; \quad \frac{C^2}{C_0^2} = 0,9; \quad \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \frac{C^2}{\tilde{C}^2} = 1,1; \quad \frac{C^2}{C_T^2} = 1.$$

Эти кривые соответственно для фойгтовской и максвелловской трубы при значениях $\theta = 1 \text{ с}$ и $\lambda_T = 1 \text{ с}$ даны на рис.1 и рис.2. Анализ данных кривых показывает, что для максвелловской трубы, начиная со значения $\omega=86 \text{ с}^{-1}$ дальнейшее возрастание частоты не вызывает затухания возмущений давления (рис.1). Следует отметить, что аналогичная картина наблюдается, например для так называемых «стоячих волн». Физическую сущность данного процесса для рассматриваемого случая можно было бы объяснить неравновесными свойствами природных газов.

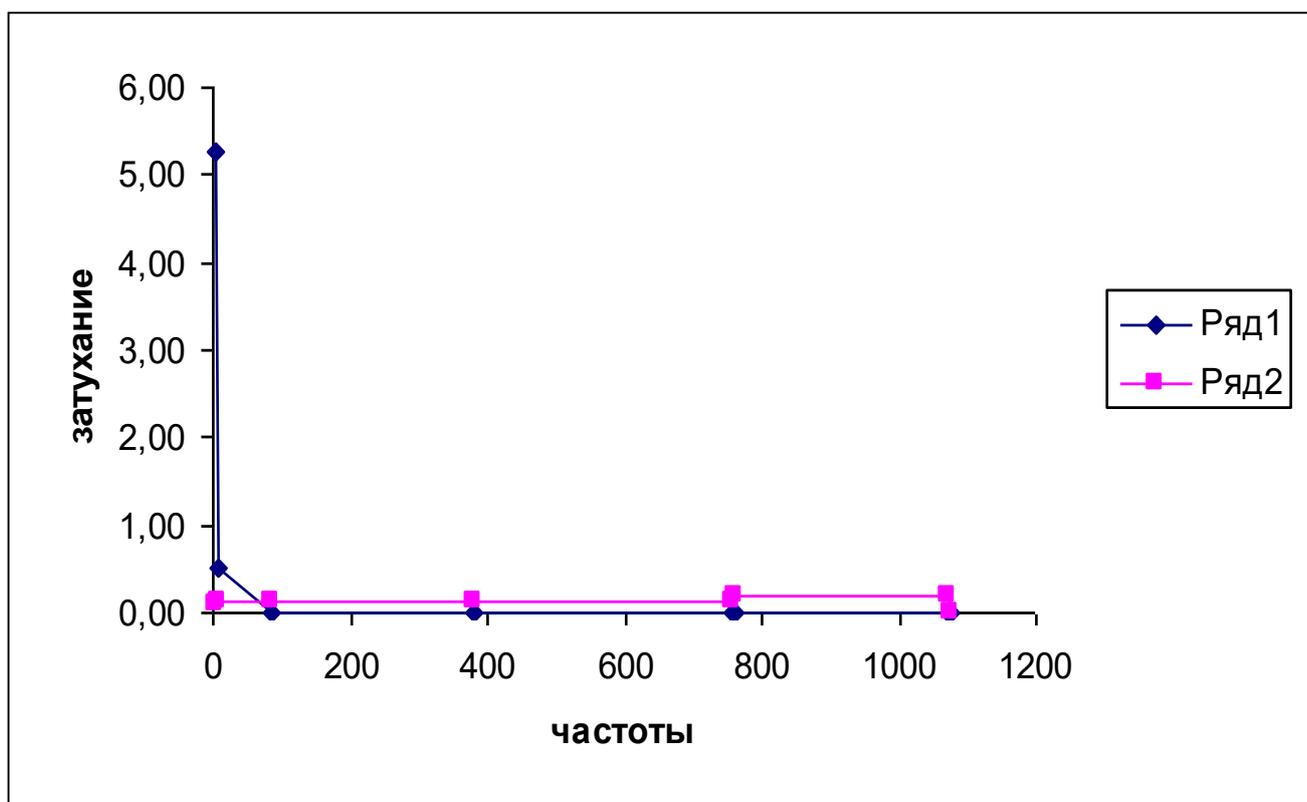
Аналогичная картина наблюдается и для фойгтовской трубы, но уже при достижении намного более высокой частоты при значениях $\omega=1074\text{с}^{-1}$ и выше. Это показывает тесную связь этого явления с выбором модели, учитывающей упруговязкие характеристики материала трубы. Анализ различных кривых для параметра затухания, полученных для фойгтовской и максвелловской моделей при различных значениях параметров релаксации для среды и материала трубы показывает, что при достижении определенного значения дальнейшее возрастание параметра не меняет картины поведения кривой параметра затухания.

С другой стороны анализ кривых на рис.1 показывает, что для максвелловской модели по сравнению с моделью по Фойгту имеем более крутые ветви кривой, что характеризует более быстрое проявление упруговязких характеристик материала трубы. Анализ кривых для параметра запаздывания на рис.2 показывает также намного более узкие интервалы изменения частот при проявлении упруговязких характеристик максвелловской трубой по сравнению с фойгтовской.

Проведенные выше исследования влияния релаксационных параметров среды и материала трубы на характер распространения волн возмущений давления в трубопроводе, позволяют установить важный вывод о том, что затухание происходит в основном за счет времени релаксации материала трубы. При достижении же определенной частоты дальнейшее нарастание частоты возмущений не вызывает затухания волны.

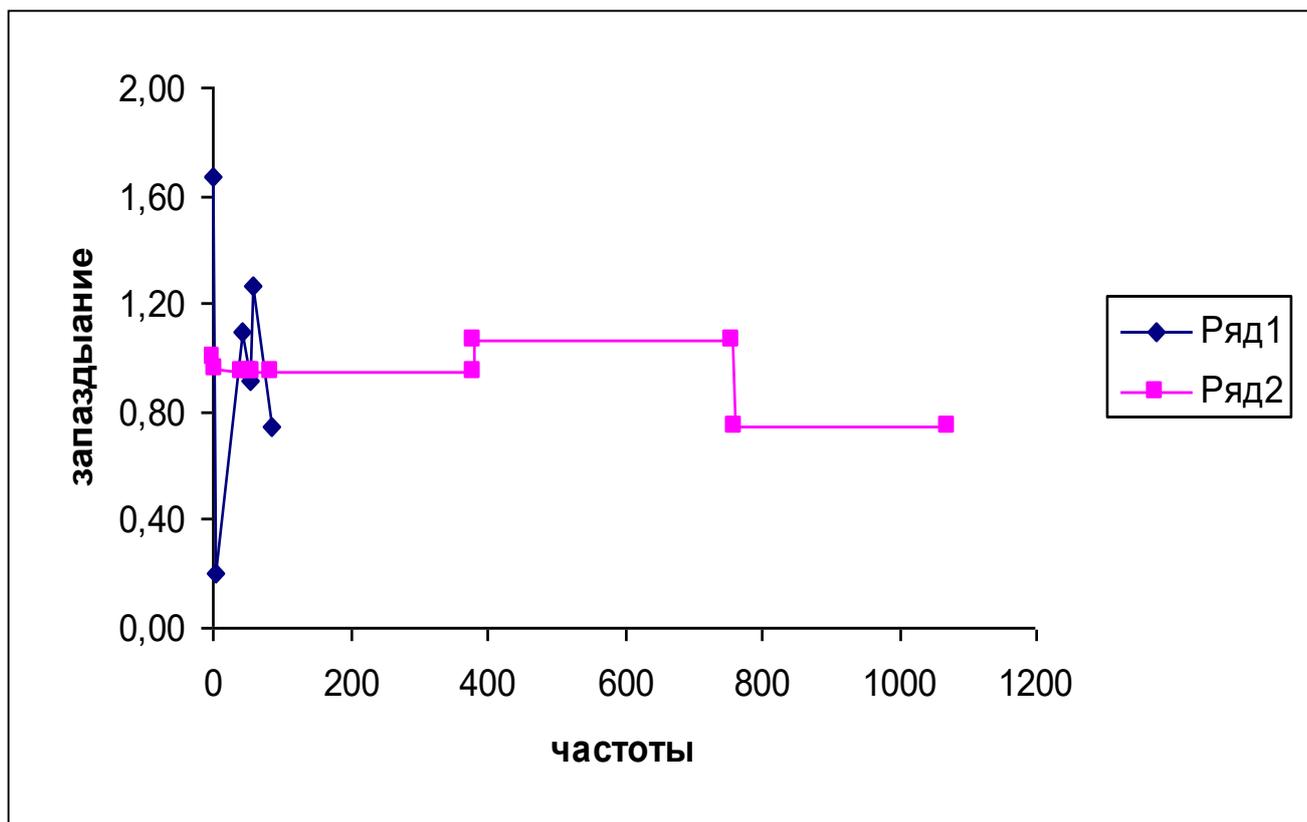
Вызывает интерес также тот установленный факт, что общая картина затухания возмущений давления в трубе при значениях параметра релаксации материала трубы выше определенного значения, практически не изменяется.

Полученные результаты могут быть использованы при проектировании и эксплуатации трубопроводных систем, транспортирующих неравновесные газы с использованием труб из упруговязкого материала.



Ряд 1 - для модели Максвелла;
Ряд 2 - для модели Фойгта

Рис. 1 - Кривая качественного распределения параметра затухания по частотам



Ряд 1 - для модели Максвелла;
Ряд 2 - для модели Фойгта

Рис. 2 - Кривая качественного распределения параметра запаздывания по частотам

Библиографический список:

1. Саттаров Р.М., Исмаилов Р.А. Транспорт газа и вопросы энерго- и ресурсосбережения /Известия высших технических учебных заведений Азербайджана. Нефть и газ. №6 (16), Баку, 2001, с.12-14.
2. Исмаилов Р.А., Рагимов А.Р., Рагимов С.А. Применение полиэтиленовых труб в газораспределительных сетях Азербайджана /«Рассохинские чтения», Материалы международного семинара (8-9 февраля 2013 года). В 2 ч., Ч.2. –Ухта: УГТУ, 2013, с. 156-159.
3. Саттаров Р.М. Неустановившееся движение реологически сложных жидкостей в трубах. Баку: Элм, 1999, 412 с.
4. Wang, Li-Li Chapters 6.One-dimensional visco-elastic waves and elastic-visco-plastic waves /Foundations of stress waves, 2007, pp. 219-264.
5. M. Mitosec, M. Chorzelski Influence of visco-elasticity on pressure wave velocity in polyethylene MDPE pipe /Archives of Hydro-Engineering and Enviromental Mechanics, 50(2), pp. 127-140.

УДК 621.643.053

Разработка методики определения напряженно-деформированного состояния надземных переходов линейной части магистральных газопроводов

Трапезников С. В., Саломатин А. С., Кукушкин С. С., Бондина А. Н., Тронза В. С.
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», г. Екатеринбург, Россия

Аннотация: в статье представлены и проанализированы способы определения напряженно-деформированного состояния на конструктивных элементах магистрального газопровода – надземных переходах (далее – НП), а также опыт расчета и т.п.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, надземный переход, упругопластические деформации, коэрцитивная сила, магнитные характеристики.

Введение.

Исследование напряжённо-деформированного состояния (далее – НДС), является важным и неотъемлемым этапом оценки технического состояния устройств, эксплуатируемых практически на всех опасных производственных объектах.

В настоящее время в документации ПАО «Газпром» единственным регламентированным методом оценки НДС является расчетный метод, описанный в Рекомендациях по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых магистральных газопроводов (далее – МГ) и трубопроводов компрессорных станций (далее – КС).

Анализ результатов оценки НДС в 2021 году, выполненной специалистами Инженерно-технического центра – филиала ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург (далее – ИТЦ) расчетным методом, в рамках диагностических обследований надземных переходов (далее – НП), показал, что из 36 обследованных НП 11 требуют ремонта, а 11 – остановки эксплуатации. Однако, уточняющие расчеты на основе дополнительного массива исходных данных, выполненные специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» методом математического моделирования, показали, что все обследованные НП допускается эксплуатировать на проектных режимах.

Такие результаты вероятнее всего объясняются тем, что методика расчетной оценки НДС использует ограниченный набор исходных данных, что вынудило специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на этапе разработки Рекомендаций заложить в расчет запасы прочности больше, чем это требуется для принятия итогового решения о возможности дальнейшей эксплуатации.

Таким образом, очевидна необходимость выполнения оценки НДС, как минимум двумя способами уточняющими друг друга, что в свою очередь подтверждается и нормативно-технической документацией. Так, в соответствии с проектом СТО Газпром «Управление техническим состоянием и целостностью. Газотранспортная система. Диагностическое обследование магистральных трубопроводов. Правила организации работ», проведение исследований НДС надземных переходов регламентируется выполнять по крайней мере двумя способами, дублирующими друг друга. Это, как уже отмечалось ранее, расчетный метод, а также приборный метод, основанный на определенном физическом явлении.

Обзор существующих методов.

Расчетный метод основывается на геодезических измерениях пространственного положения оси НП с дальнейшим расчетом прочностных характеристик. При использовании данного метода точность определения пространственного положения напрямую влияет на значения показателей НДС. Кроме того, стоит отметить, что расчеты показателей НДС производятся с использованием завышенных коэффициентов запаса прочности, что приводит к ситуации, при которой значительная часть НП, для которых выполнен пересчет перемещений точек на изгибные напряжения и деформации, имеют неудовлетворительное техническое состояние. Также на достоверность результатов расчета влияют следующие характеристики:

- наличие косых сварных стыков (даже в пределах допуска);
- наличие начальной кривизны и овальности труб (даже в пределах допуска);
- вид аппроксимирующей функции.

Метод численного моделирования основывается на методе конечных элементов. Строится модель объекта, задаются граничные условия и нагрузки, также учитываются свойства конструкционного материала, дефекты, свойства рабочей среды. Расчет может быть выполнен в прикладных программах типа ANSYS и т.п.

Приборы, основанные на магнитошумовом методе, используют принцип магнитоупругости. К приборам этого типа относятся: Stresscan7500С, «Интроскан», «Пион701» и др.

Проведение измерений напряжений в металле трубопроводов с использованием приборов, основанных на магнитошумовом методе, осуществляется в соответствии с СТО Газпром 272.37243.

Достоинства: оперативность и относительная простота процедур измерений, относительно невысокие требования к подготовке мест измерений.

Недостатки: низкая чувствительность при измерениях на материалах с высокой твердостью, сильная нелинейность характеристики при деформациях сжатия, значительная погрешность при низких уровнях напряжений, необходимость калибровки под каждый материал и типоразмер объекта контроля.

Опыт применения: специалистами службы неразрушающего контроля (далее – НК) ИТЦ были проведены измерения напряженно-деформированного состояния прибором «Интроскан». Исходя из полученных результатов и опыта других дочерних обществ ПАО «Газпром» был сделан вывод о невозможности применения данного метода ввиду низкой чувствительности, а, следовательно, большой погрешности измерений, а также необходимости индивидуальной калибровки под каждый конкретный типоразмер и материал трубы.

Приборы, основанные на ультразвуковом методе или спектральном импульсном методе акустической структурометрии. В основу работы положен способ возмущения сдвиговых волн, поляризованных в направлениях действия напряжений, и продольных волн с последующей регистрацией и обработкой всей серии отраженных акустических импульсов с целью определения задержек двух сдвиговых с взаимно перпендикулярной поляризацией и продольной волн. Величины задержек пропорциональны окружным и осевым напряжениям. К приборам этого типа относятся: приборы типа «Уренгой74» «ИН-5101А» и др.

Достоинства: высокая точность измерений.

Недостатки: необходимы датчики под каждый типоразмер труб, калибровка на объекте, сложность установки датчика, высокие требования к подготовке поверхности трубы, необходимость точного измерения температуры трубы, продолжительность и сложность обработки результатов измерений.

Опыт применения: специалистами службы НК ИТЦ были предприняты попытки первичной настройки прибора ИН-5101А в лабораторных условиях. Взаимодействие с прибором показало, что полученные значения механических напряжений не соответствуют действительности, поскольку не имеют воспроизводимости. Также было выявлено, что для получения достаточного уровня сигнала, необходима очень точно подготовленная поверхность, которую невозможно реализовать в полевых условиях.

Приборы, основанные на анализе магнитных характеристик: Суть данного метода, состоит в намагничивании объекта контроля до насыщения с последующим размагничиванием до исходного состояния. Специальный преобразователь фиксирует изменения величин магнитной индукции и напряжённости магнитного поля, которые в совокупности образуют петлю гистерезиса. Существующие исследования, утверждают, что магнитные характеристики, являющиеся реперными точками петли, такие как, например, коэрцитивная сила, поток вектора остаточной магнитной индукции, поток вектора магнитной индукции насыщения, в теории должны иметь корреляционную связь с уровнем НДС.

Достоинства: простота измерений, независимость от геометрических параметров объекта контроля, высокая чувствительность к изменению НДС.

Недостатки: необходимость калибровки под каждый материал.

Опыт применения: в приборном парке ИТЦ в наличии Структуроскоп КРМ-Ц-К2М, работа которого основана на коэрцитиметрическом методе. Однако данный прибор осуществляет замеры только лишь коэрцитивной силы, причем без определения других магнитных параметров петли. С целью определения магнитных параметров, более точно характеризующих уровень НДС, в настоящее время ведется сотрудничество с институтом физики металлов Уральского отделения Российской академии наук (далее – ИФМ УрО РАН), осуществляющим опытную разработку прибора, предназначенного для определения и анализа комплекса магнитных характеристик.

Опытный образец прибора DIUS-1.21M позволяет в автоматическом режиме выполнять построение полной петли гистерезиса с дальнейшим определением всех требуемых магнитных характеристик.

Результаты и обсуждение. На данный момент были проведены измерения на трех НП линейной части (далее – ЛЧ) МГ структуроскопом КРМ-Ц-К2М и прибором DIUS-1.21М, предоставленным ИФМ УрО РАН.

Полученные магнитные характеристики были проанализированы в сравнении с рассчитанным коэффициентом нагруженности на НП. На рисунках 1, 2 представлены графики зависимости коэрцитивной силы, измеренной двумя приборами, от рассчитанного коэффициента нагруженности, и определенных для данных измерений коэффициент корреляции. Исходя из результатов можно отметить отсутствие критических выбросов в результатах измерений коэрцитивной силы, выполненных опытным прибором DIUS-1.21М, что отражается в повышении корреляционной связи между рассматриваемыми параметрами.

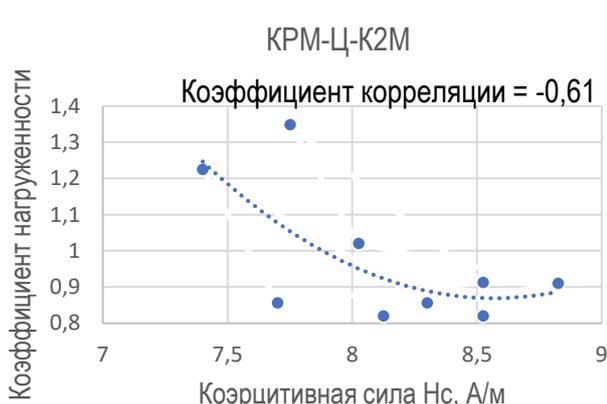


Рис. 1 – График зависимости коэффициента нагруженности от коэрцитивной силы КРМ-Ц-К2М

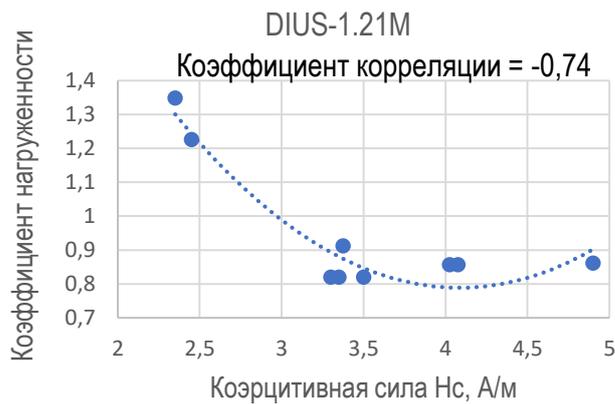


Рис. 2 – График зависимости коэффициента нагруженности от коэрцитивной силы

Также можно отметить, что такие параметры как поток вектора магнитной индукции насыщения (рисунок 3) и поток вектора остаточной магнитной индукции (рисунок 4) имеют корреляционную связь еще выше, что подтверждает теорию о том, что для оценки НДС магнитным методом необходимо выполнять многопараметрический анализ взаимосвязанных магнитных характеристик.

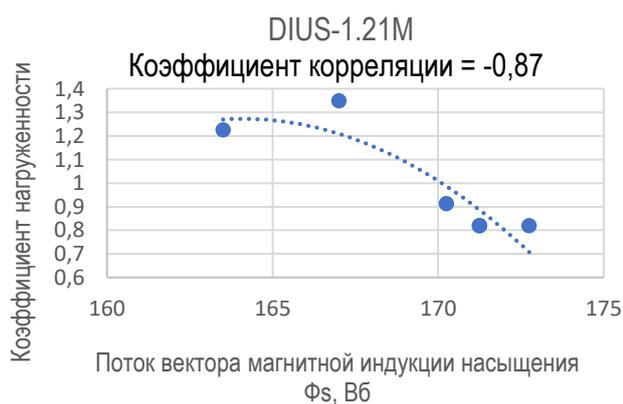


Рис. 3 – График зависимости коэффициента нагруженности от потока вектора магнитной индукции насыщения

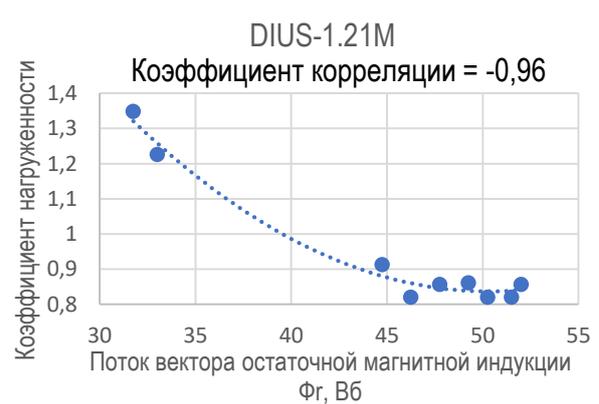


Рис. 4 – График зависимости коэффициента нагруженности от потока вектора остаточной магнитной индукции

Следующий важный этап работы – верификация результатов, поскольку нужно убедиться в том, что опытный прибор измеряет магнитные характеристики с достаточной точностью. Для этого были произведены контрольные измерения на подготовленных образцах марки стали, используемых на НП ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». Вначале производились замеры магнитных характеристик образцов опытными приборами, и

сравнивались с измерениями, полученными с помощью стационарного эталонного прибора Remagraph (рисунок 5).



Рис. 5 - Remagraph C-500 – лабораторная высокоточная установка измерения (квази)-статических петель гистерезиса магнитомягких материалов

Таблица 2

Марка стали	Характеристика	DIUS-1.21.M	Remagraph C-500	Погрешность, %
17Г1С	Нс, А/м	663,26	651	1,85
	Br, Тл	0,985	0,925	6,09
Х60	Нс, А/м	645,5	624	3,33
	Br, Тл	0,686	0,737	6,92

Значения магнитной индукции и коэрцитивной силы совпадают в пределах погрешности измерения, которая составляет не более 7%. Отсюда следует вывод, что замеры, реализованные на реальных объектах являются достоверными.

Заключение. Выполнен обзор существующих физических методов и приборов оценки НДС. На объектах ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» проведены опытные измерения приборами, работа которых основана на магнитном методе. Выявлены магнитные параметры структурно-чувствительные к уровню НДС. В результате верификации данных установлено, что погрешность измерений в полевых условиях не превышает 7%.

Библиографический список:

1. В.Н. Костин, Т.П. Царькова, А.П. Ничипурук, В.Е. Лоскутов, В.В. Лопатин, К.В. Костин. Необратимые изменения намагниченности как индикаторы напряженно-деформированного состояния ферромагнитных объектов. Дефектоскопия, 2009, №11, с. 54-67.
2. Г.П. Батов, И.Н. Пономарева. Методы контроля напряженно-деформированного состояния. НУЦ «Качество», 2008. – 49 с.
3. Заключение по результатам выборочных расчётов переходов на основе данных внутритрубной дефектоскопии (ВТД). ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
4. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости, эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС. ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2006. – 32 с.

Разработка технических решений для противоэрозионной защиты трубопроводов в особо сложных условиях эксплуатацииСарычев И. Л.¹, Кузьбожев П. А.²*1 – ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия**2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта г., Ухта, Россия*

Одним из основных и крупнейших элементов газотранспортной системы являются магистральные газопроводы, от бесперебойной работы которых напрямую зависит обеспечение природным газом потребителей. Значительная протяженность магистральных газопроводов обуславливает сложность задачи по обеспечению и поддержанию их надежного и безопасного функционирования, в том числе по причине разнообразных внешних природно-климатических воздействий. Одним из факторов, который стоит учитывать при строительстве и эксплуатации трубопроводов является как активизация, так и развитие эрозионных процессов в почвенной зоне, прилегающей к трубопроводной системе. Эрозионные процессы могут усугубляться в случае прокладки трубопровода в особо сложных условиях эксплуатации, характеризующихся:

- высокоскоростными ветровыми нагрузками;
- обильными дождевыми/снеговыми осадками;
- льдистыми, сильнопучинистыми грунтами;
- разноуплотненными грунтами;
- наличием поврежденного верхнего растительного почвенного слоя;
- близким расположением водных объектов (реки, озера, пруды, ручьи, протоки и т.д.).

Разрушение горных пород и почв под воздействием водных потоков и ветровых нагрузок, включающее отрыв, перенос и последующее осаждение обломков горных пород и почв, приводит к следующим последствиям:

- деформации прилегающего к трубопроводу почвенного слоя;
- оголению участков трубопровода;
- нарушению целостности изоляционного покрытия;
- изменению проектного положения и, как следствие, возникновению нерасчетных нагрузок.

Пример, иллюстрирующий разрушающее воздействие эрозионного процесса на зону почвенного слоя, прилегающего к трубопроводу, приведен на рисунке 1.



Рис. 1 – Эрозия зоны почвенного слоя, прилегающего к трубопроводу

С целью защиты окружающих трубопровод почвенных территорий от эрозий и обеспечения надежного и безопасного функционирования непосредственно самого трубопровода, применяют различные противоэрозионные мероприятия, которые можно классифицировать следующим образом [1]:

1. По месту расположения:

- расположенные на водосборной территории;
- расположенные на поверхности склона;
- расположенные в траншее;
- вершинные;
- расположенные в ложе временных и малых водотоков;
- берегоукрепительные;
- подводные.

2. По функции:

- водопропускные (лотки, быстротоки);
- водоотводные и дренажные;
- водозадерживающие;
- экранирующие;
- многофункциональные.

3. По материалу:

- грунтовые;
- каменные;
- из закрепленного грунта;
- с использованием растений;
- из искусственных материалов.

В качестве инженерной защиты поверхности грунта на трассе магистрального трубопровода Бованенково – Ухта широко применяются трехмерные георешетки, выполненные из соединенных между собой ориентированных вертикально полимерных лент.

Свое широкое распространение трехмерные решетки получили благодаря таким положительным качествам как:

- высокая стойкость материала лент к внешним воздействиям;
- простота монтажа;
- удобство транспортировки.

При рассмотренных выше достоинствах, конструкция георешетки обладает и рядом существенных недостатков:

- георешетка работает эффективно только при отсутствии локальных зон осадки или размывов грунтового основания;
- конструкция георешеток не предполагает закрепление наполнителя ячеек от перемещения вниз;
- ячеистая структура георешетки имеет относительно высокую жесткость на изгиб, что не позволяет ей при локальной деформации грунтового основания повторять его форму;
- анкеры, используемые для закрепления георешетки, могут смещаться вверх под действием сил морозного пучения при промерзании грунтового основания.

На рисунке 2 представлен пример осадение грунта, вызванный эрозией грунтового основания.

С целью предотвращения негативного воздействия, вызванного появлением и развитием эрозионных процессов грунтов, окружающих трубопроводы, эксплуатируемых в особо сложных природных условиях, необходимо разработать технические решения, учитывающие следующие факторы:

- эксплуатация трубопроводов в области, сформированной многолетнемерзлыми грунтами;
- развитие эрозионных процессов многолетнемерзлых грунтов вследствие их оттаивания;
- наличие склоновых участков, пересекаемых трубопроводом;

- наличие искусственных препятствий для перетока поверхностных вод, например насыпи линейных объектов, средства инженерной защиты;
- расположение трасс трубопроводов на территориях, характеризующихся значительными ветровыми нагрузками, обильными осадками и близким расположением водных объектов.



Рис. 2 – Осаждение грунта, вызванный эрозией грунтового основания

При этом рисунок 2 демонстрирует неэффективность работы стандартной конструкции георешетки в условиях возникновения локальных зон осадки или размывов грунтового основания. В подобных условиях работы наблюдается смещение заполняющего грунта-засыпки вниз, изменение геометрии конструкции в целом, а также последующий унос грунта-засыпки из деформированных ячеек георешетки (рисунок 3).

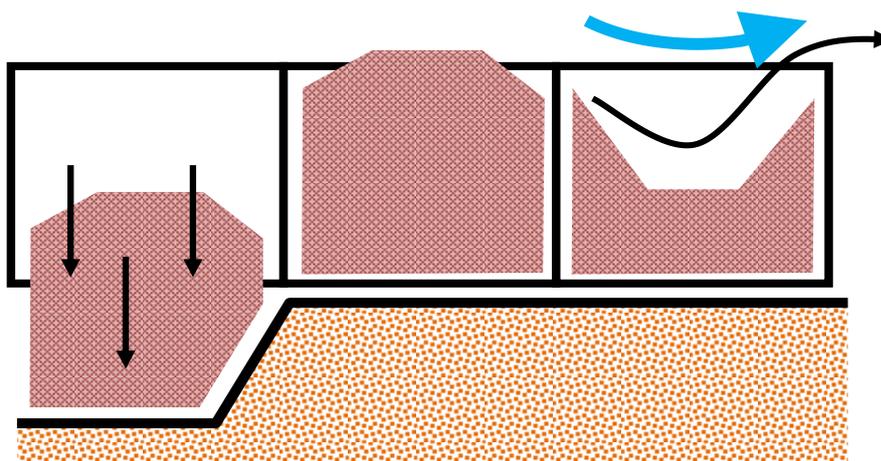


Рис. 3 – Схема уноса грунта-засыпки в условиях возникновения локальных зон осадки или размывов грунтового основания

Библиографический список:

1. РД 51-2.4-007-97. Борьба с водной эрозией грунтов на линейной части трубопроводов: инструкция. – М., 1998. – 81 с.

Оценка напряжённо-деформированного состояния трёхслойного полимерного образца трубы под действием внутреннего давления

Игнатик А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение. В настоящее время использование полимерных труб в магистральном трубопроводном транспорте углеводородов ограничено. Основной причиной этого является их более низкая прочность по сравнению со стальными трубами. Увеличение толщины стенки полимерных труб делает их дороже. Также имеются проблемы по надёжности соединений полимерных труб.

В качестве полимерных материалов для труб используются полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид и т. п. [1] Преимущества рассматриваемых труб известны (по сравнению со стальными): они не подвержены коррозии, имеют меньший вес, их теплопроводность ниже.

Всё же полимерные трубы нашли свою нишу в транспорте углеводородов. Из них изготавливают не только трубопроводы холодного и горячего водоснабжения, но и газораспределительные трубопроводы для снабжения потребителей. Они эксплуатируются при давлениях, меньших чем в магистральных газопроводах. Считается, что полимерные трубопроводы могут работать при невысоком максимальном давлении до 2 МПа [2].

Причиной ограниченности использования полимерных труб в транспорте нефти является её негативное воздействие на их физико-механические свойства [3]. Следовательно, необходимо учитывать химическую стойкость полимерных материалов.

Конструкции полимерных труб совершенствуются. Известны армированные полимерные трубы, выдерживающие большее давление, чем неармированные [4, 5]. Трубы армируются прочным стекловолокном, металлическими нитями и слоями, синтетическими лентами. Существуют многослойные полимерные трубы, в которых кроме обычных полимерных слоёв присутствуют армирующие слои [6].

Конечно же имеют будущее стеклопластиковые трубы, прочностные свойства и рабочие давления которых могут быть выше, чем у стальных труб [7].

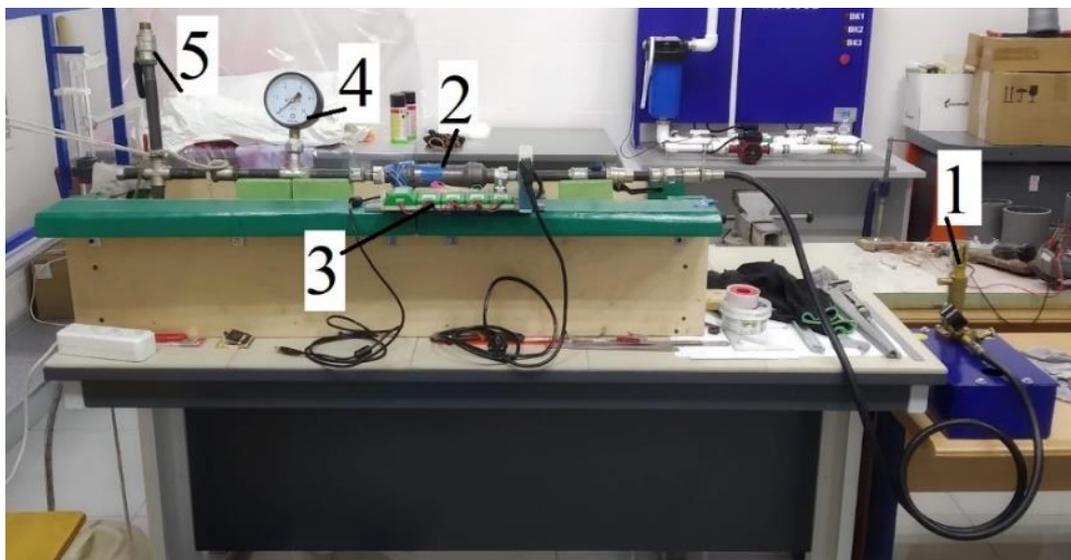
Также есть понятия пластмассовая труба, композитная труба. Поэтому следует не путаться в понятиях, материалах труб и их конструкциях. Классификация всех неметаллических и пластмассовых труб приведена в книге [8].

В данной работе рассматривается экспериментальная оценка напряжённо-деформированного состояния (НДС) трёхслойного полипропиленового цилиндрического образца трубы. Проведённое исследование необходимо для определения прочности подобных труб, для выбора пути и методов дальнейшего изучения данной темы.

Методика экспериментального исследования. Эксперименты выполнялись на стенде в аудитории 4 «А» УГТУ. Его фотография представлена ниже на рисунке 1. Объектом исследований является образец трубы (поз. 2). Он подвергается воздействию внутреннего давления, создаваемого опрессовочным насосом (поз. 1). Применяется ручной насос НА-100, рассчитанный на 100 атм. Напряжённо-деформированное состояние оценивается с помощью тензометрических датчиков (поз. 3). Значение внутреннего давления определяется по манометру (поз. 4), его диапазон измерения от 0 до 10 МПа. Кран (поз. 5) необходим для выпуска воздуха из системы стенда.

Образец трубы (рисунок 2) состоит из 3 цилиндрических слоёв. Наружный и внутренний слои полипропиленовые. Средний слой выполнен из того же полипропилена, но армированный (наполненный) стекловолокном; в паспорте на трубы указано содержание стекловолокна > 17 %. Наружный диаметр внешнего слоя 40 мм, наружный диаметр среднего слоя 35 мм, а внутреннего слоя – 31 мм. Толщины внешнего, среднего и внутреннего слоёв – соответственно 2,5 мм, 2,0 мм, 2,5 мм; общая толщина стенки трубы 7,0 мм. Длина гладкой части образца трубы составляет 160 мм. Образец трубы присоединяется к опрессовочной системе стенда посредством быстроразъёмных резьбовых соединений. Маркировка трубы: PP-R 80 (PP-R / PP-

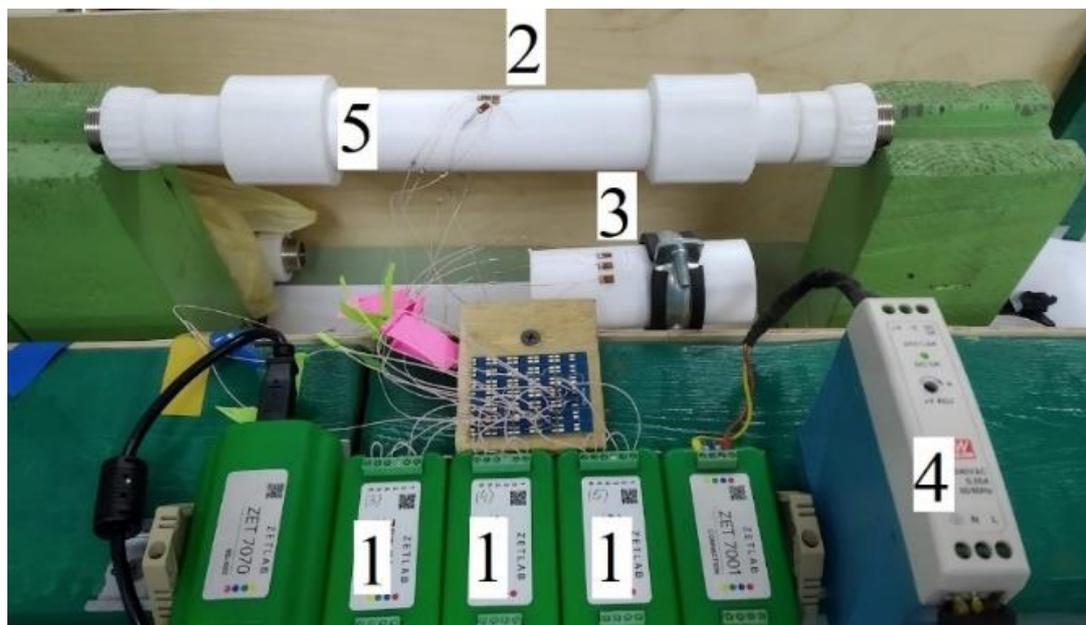
R GF / PP-R), SDR 6, $40 \times 6,7$. Трубы рассчитаны на максимальное рабочее давление 25 бар, минимальная длительная прочность 80 бар. Минимальная длительная прочность – это напряжение, определяющее свойства материала, применяемого для изготовления труб, полученное путем экстраполяции на срок службы 50 лет при температуре 20 °С данных испытаний труб на стойкость к внутреннему гидростатическому давлению (определение из ГОСТ 18599-2001). Максимальная температуры транспортируемой среды 90°С. Параметр SDR означает отношение наружного диаметра к толщине стенки трубы. В нашем случае это отношение равно 6.



1 – опрессовочный насос; 2 – образец трубы; 3 – тензометрические датчики; 4 – манометр; 5 – воздуховыпускной кран

Рис. 1 – Внешний вид стенда

На рисунке 2 изображена тензометрическая система датчиков и трёхслойный полипропиленовый образец трубы.



1 – цифровые тензодатчики; 2 – измерительные тензодатчики; 3 – термокомпенсирующие тензодатчики; 4 – блок питания; 5 – трёхслойный полипропиленовый образец трубы

Рис. 2 – Система тензометрических датчиков и образец трубы

Механические характеристики полипропилена и армированного полипропилена представлены в таблице ниже.

На наружную поверхность образца трубы устанавливалось 3 тензорезистора (тензодатчика) для измерения деформаций (поз. 2 на рисунке 2). Тензорезистор, установленный в окружном направлении, измеряет кольцевую деформацию ε_{θ} ; установленный в осевом направлении тензорезистор измеряет продольную деформацию ε_z ; также устанавливается датчик под углом 45° к оси трубы, он измеряет деформацию ε_{45° . Данной группы из 3 тензорезисторов достаточно для обоснованной оценки НДС трубы в зоне установки датчиков. Использовались одиночные тензорезисторы марки ВF120-3АА.

В тензометрические схемы подключаются термокомпенсирующие тензодатчики, чтобы изменение температуры не влияло на показания деформаций (поз. 3 на рисунке 2).

Таблица – Физические характеристики материалов образца трубы

Наименование физической величины и её единица измерения	Значение физической величины	
	для полипропилена	для армированного полипропилена
Плотность, кг / м ³	910	1040
Предел прочности при разрыве, МПа	34	50
Предел текучести, МПа	25	30
Модуль Юнга, МПа	1000	2500
Коэффициент Пуассона	0,41	0,1543
Коэффициент линейного температурного расширения, 1 / °С	0,000150	0,000006

Опишем кратко методику эксперимента. Внутренняя полость образца трубы заполняется водой опрессовочным насосом. После выпуска воздуха из системы закрывается кран (поз. 5 на рисунке 1). Фиксируется нулевой уровень деформаций, от этого уровня будет производиться в дальнейшем отсчёт деформаций. С шагом 0,2 МПа выполняется увеличение давления в системе, на каждом шаге записывается 3 значения деформаций (ε_{θ} , ε_z , ε_{45°). Максимальное давление в эксперименте 6,0 МПа. Для повышения точности выполнены 2 серии измерений.

Другие компоненты НДС вычисляются по нижеследующим формулам, соответствующим закону упругости Гука.

Кольцевое напряжение σ_{θ} вычисляется по формуле

$$\sigma_{\theta} = \frac{E}{1 - \mu^2} (\varepsilon_{\theta} + \mu \varepsilon_z), \quad (1)$$

где E – модуль Юнга; μ – коэффициент Пуассона.

Продольное напряжение σ_z рассчитывается согласно формуле

$$\sigma_z = \frac{E}{1 - \mu^2} (\varepsilon_z + \mu \varepsilon_{\theta}). \quad (2)$$

Касательное напряжение τ

$$\tau = G\gamma = G(2\varepsilon_{45^\circ} - \varepsilon_{\theta} - \varepsilon_z), \quad (3)$$

где G – модуль сдвига

$$G = \frac{E}{2(1 + \mu)}. \quad (4)$$

Радиальная деформация ε_r

$$\varepsilon_r = \frac{-\mu(\sigma_{\theta} + \sigma_z)}{E}. \quad (5)$$

Для оценки прочности образца трубы вычисляется интенсивность напряжений σ_i (другие названия этой величины: эквивалентное напряжение по энергетической теории прочности, эквивалентное напряжение по Мизесу) по формуле

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_\theta^2 - \sigma_\theta \sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2}. \quad (6)$$

Коэффициент запаса прочности n определяется следующим образом

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_i}, \quad (7)$$

где σ_T – предел текучести материала.

Помимо физического моделирования на стенде было проведено компьютерное моделирование в программном комплексе Ansys для сравнения, а также повышения достоверности полученных результатов. Механические характеристики материалов образца трубы, геометрические параметры компьютерной модели аналогичны физической модели. Левый и правый торцы образца трубы закреплялись жёсткой опорой (Fixed Support). Внутренняя поверхность образца нагружалась внутренним давлением. Чтобы программа воспринимала объект исследования как трубу, состоящую из трёх цилиндрических слоёв, а не как одно целое, выполнено следующее: между слоями оставлялся зазор 0,001 мм. Результат использования программы Ansys – это поле эквивалентных напряжений по Мизесу (то есть интенсивности напряжений в русскоязычной терминологии наук о прочности). Преимущество компьютерного моделирования состоит в том, что параметры НДС трубы можно определить на всех поверхностях слоёв трубы, а не только на наружной поверхности внешнего слоя, как это делается в ходе физического эксперимента, так как тензодатчики представляется возможным устанавливать только на наружной поверхности образцов.

Результаты и обсуждение. Зависимости компонентов деформированного состояния (ε_θ , ε_z , ε_r) наружной поверхности образца трубы от давления представлены на рисунке 3.

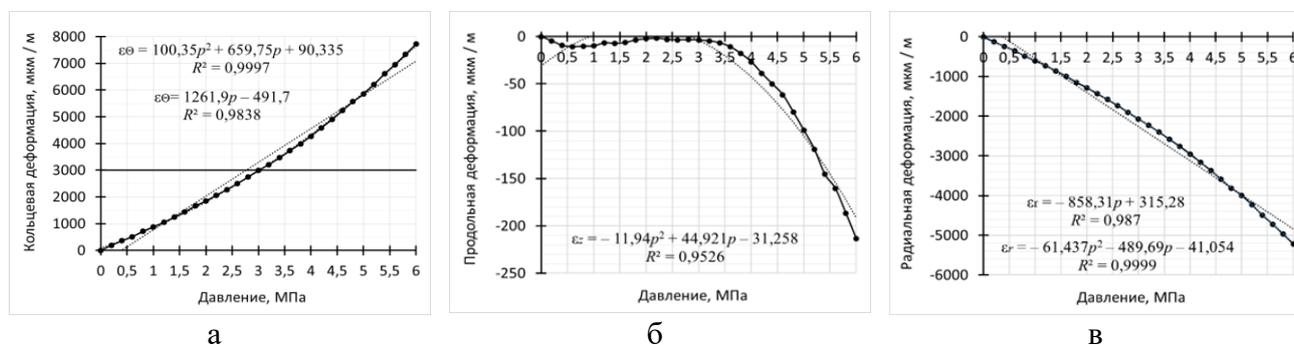


Рис. 3 – Экспериментальные графические зависимости деформаций (а – кольцевой, б – продольной, в – радиальной) наружной поверхности образца трубы от давления и соответствующие уравнения линий тренда

Как видно из рисунка 3, кольцевые деформации – положительные, а продольные и радиальные – отрицательные (это подтверждается в Ansys). Продольные деформации гораздо меньше кольцевых, они не превышают 2,8 % от кольцевых. Радиальные деформации по модулю меньше кольцевых, но это величины одного порядка. На графиках рисунка 3 наблюдается отклонение от прямой линии.

На рисунке 4 предложены зависимости напряжений от давления, полученные физическим (эксперимент) и компьютерным моделированием (Ansys).

Согласно рисунку 4в видим отклонение экспериментальной кривой от прямой линии, которая построена по данным из Ansys, при давлении 2,5 МПа и выше. Причём интенсивность напряжений не достигла уровня предела текучести (для наружного слоя трубы $\sigma_T = 25$ МПа), при котором, согласно теории, должно начинаться отклонение от закона Гука и от прямолинейности графика. Полученное несоответствие вызвано тем, что верхний предел

измерения применяемых тензорезисторов составляет 3000 мкм / м (млн⁻¹). Кольцевые напряжения достигают уровня 3000 мкм / м при давлении 3 МПа (см. рисунок 3а). Поэтому данные тензоизмерений и результаты, полученные при их обработке, можно считать справедливыми до давления 3 МПа.

Исходя из рисунков 4а и 4б можно сказать, что кольцевые и продольные напряжения – это величины одного порядка (в отличие от кольцевой и продольной деформаций). Среднее значение отношения продольного напряжения к кольцевому составляет 0,40 по эксперименту и 0,38 по Ansys, что почти равно коэффициенту Пуассона для полиэтилена (см. таблицу).

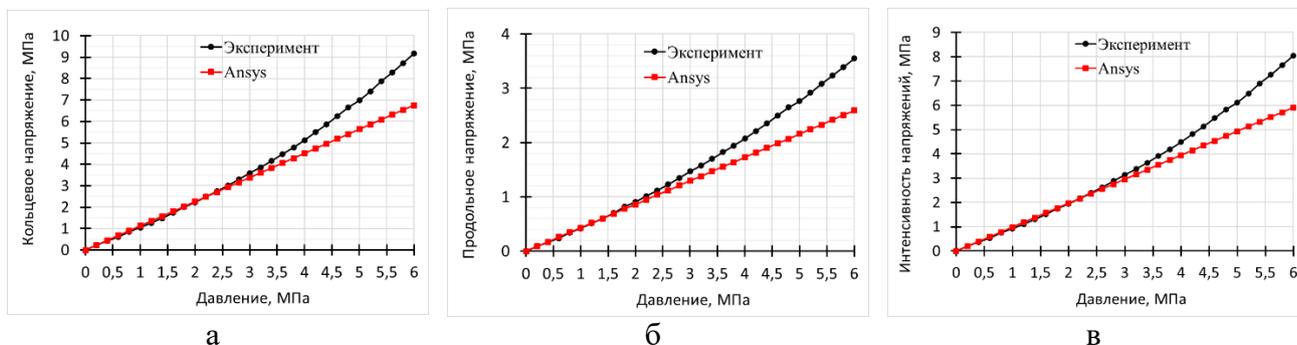
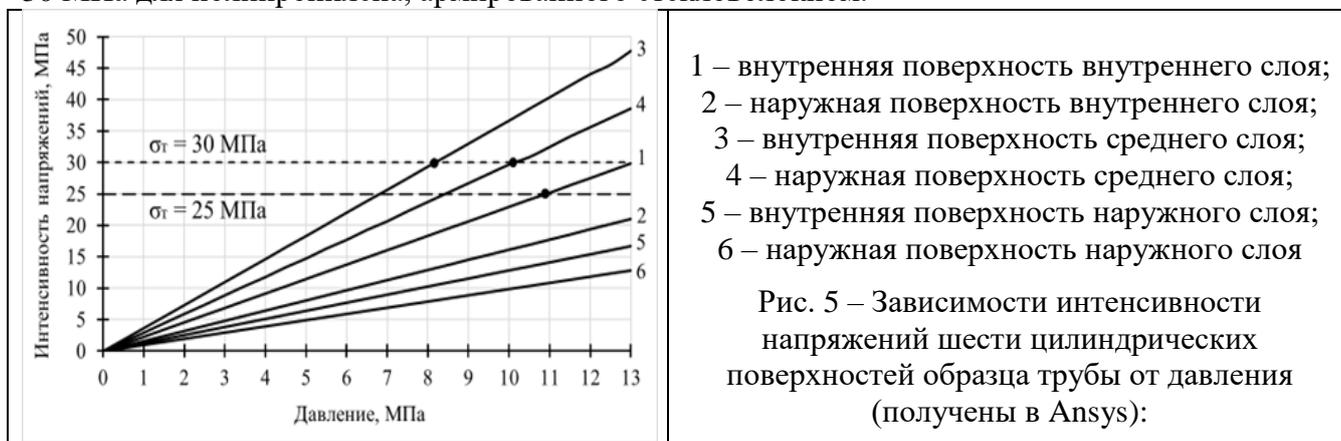


Рис. 4 – Графические зависимости напряжений (а – кольцевого, б – продольного, в – интенсивности напряжений) наружной поверхности образца трубы от давления, полученные экспериментальным путём и компьютерным моделированием в Ansys

Поскольку образец трубы является симметричным и на него действует только равномерно распределённое внутреннее давление, то НДС каждой цилиндрической поверхности трубы однородно. Следовательно, достаточно определить параметры НДС в одной точке поверхности и распространить полученные результаты на всю поверхность. Для определения расположения цилиндрической поверхности трубы введём радиальную координату ρ , которая отсчитывается от внутренней поверхности образца вдоль радиуса до наружной поверхности. В нашем случае радиальная координата изменяется в интервале от 0 (внутренняя поверхность) до 7 мм (наружная поверхность).

Была поставлена следующая задача: найти зависимости интенсивности напряжений шести цилиндрических поверхностей трубы от давления. Назовём эти поверхности, определим их нумерацию и укажем их радиальную координату ρ : 1 – внутренняя поверхность внутреннего слоя ($\rho = 0$); 2 – наружная поверхность внутреннего слоя ($\rho = 2,5$ мм); 3 – внутренняя поверхность среднего слоя ($\rho = 2,5$ мм); 4 – наружная поверхность среднего слоя ($\rho = 4,5$ мм); 5 – внутренняя поверхность наружного слоя ($\rho = 4,5$ мм); 6 – наружная поверхность наружного слоя ($\rho = 7$ мм). Задача решена в среде Ansys. На рисунке 5 показаны искомые зависимости и горизонтальные линии, соответствующие пределу текучести 25 МПа для полипропилена и 30 МПа для полипропилена, армированного стекловолокном.



- 1 – внутренняя поверхность внутреннего слоя;
- 2 – наружная поверхность внутреннего слоя;
- 3 – внутренняя поверхность среднего слоя;
- 4 – наружная поверхность среднего слоя;
- 5 – внутренняя поверхность наружного слоя;
- 6 – наружная поверхность наружного слоя

Рис. 5 – Зависимости интенсивности напряжений шести цилиндрических поверхностей образца трубы от давления (получены в Ansys):

Как видно из рисунка 5, наибольшую нагрузку воспринимает внутренняя поверхность среднего слоя, выполненного из армированного полипропилена. Предел текучести на этой

поверхности достигается при давлении несколько больше 8 МПа (если применить интерполяцию, то при давлении 8,17 МПа). Наружная поверхность среднего слоя достигает предела текучести при давлении несколько больше 10 МПа (интерполяция даёт 10,11 МПа). Интенсивность напряжений полипропиленового слоя 1 (внутренняя поверхность всей трубы) равна пределу текучести 25 МПа при давлении 10,93 МПа. Благодаря полученным данным можно подтвердить величину максимальной длительной прочности трубы 80 бар (или 8,0 МПа). При эксплуатации трубопровода из исследуемых труб не следует допускать перехода материала в состояние текучести. В нашем случае давление 8,17 МПа – это предельное давление. При большем давлении будут возникать пластические деформации.

Самой нагруженной цилиндрической поверхностью является поверхность 3. Её можно назвать опасной поверхностью по аналогии с опасным сечением. На рисунке 6 представлена графическая зависимость между коэффициентом запаса и давлением для этой поверхности. Если принять то или иное значение коэффициента запаса, то с помощью графика на рисунке 6 можно определить максимально допустимое (или рабочее) давление трёхслойного полипропиленового трубопровода. Например, если коэффициент запаса принят равным 4, то ему соответствует давление 2 МПа; если коэффициент запаса равен 2, то максимально допустимое давление составляет 4 МПа.

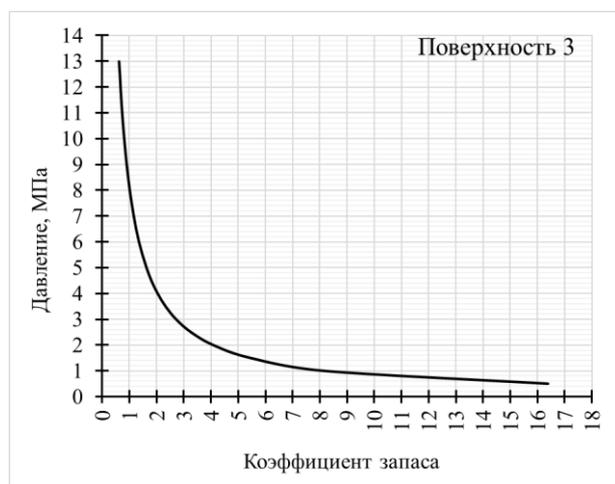
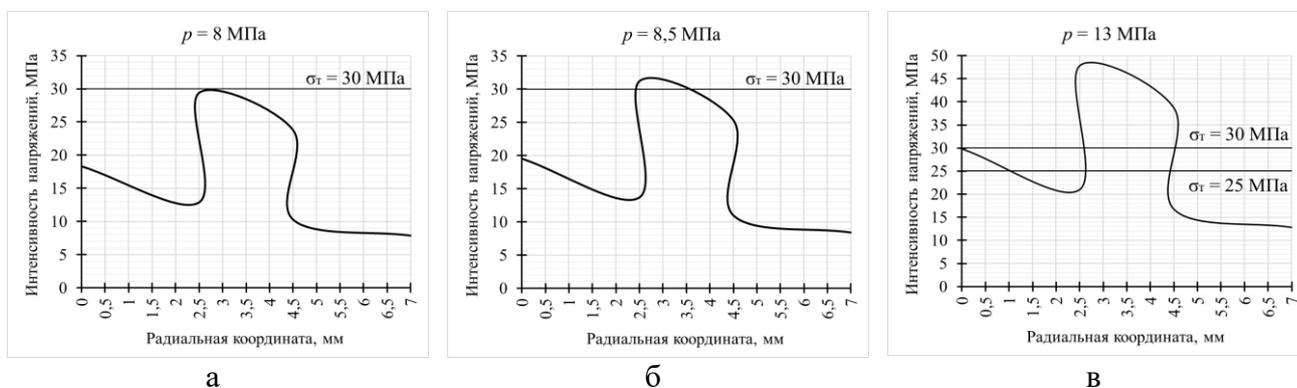


Рис. 6 – Графическая зависимость между коэффициентом запаса и давлением для самой нагруженной поверхности 3 (получена в Ansys)

В статье [6] демонстрируются распределения интенсивности напряжений по толщине многослойной стенки трубы при постоянном значении давления p . На рисунке 7 изображены аналогичные графики в координатах «радиальная координата ρ – интенсивность напряжений σ_r », полученные по итогам численных экспериментов в Ansys. Эти графики показывают, как изменяется интенсивность напряжений вдоль толщины стенки трубы (то есть в радиальном направлении), какие слои (поверхности) трубы подвергаются пластическим деформациям. Каждый график построен по шести точкам.



а – при $p = 8$ МПа; б – при $p = 8,5$ МПа; в – при $p = 13$ МПа (получены в Ansys)

Рис. 7. Распределения интенсивности напряжений вдоль толщины стенки образца трубы.

Согласно рисунку 7, при давлении 8 МПа средний слой трубы начинает переходить в состояние текучести; при давлении 8,5 МПа уже половина среднего слоя толщиной 1 мм (ρ от 2,5 до 3,5 мм) деформируется пластически; при давлении 13 МПа весь средний слой деформируется пластически, а также внутренние цилиндрические поверхности внутреннего слоя (ρ от 0 до 1 мм), но предел прочности 50 МПа для среднего слоя ещё не достигнут.

Выводы. Кольцевые напряжения достигают уровня 3000 мкм / м (верхний предел измерения применяемых тензорезисторов) при давлении 3 МПа на внутренней поверхности образца полипропиленовой трубы. При этом давлении интенсивность напряжений меньше предела текучести, поэтому наблюдается упругая деформация. Экспериментальные результаты справедливы до значения давления 3 МПа. Для получения данных при более широком диапазоне давлений выполнено компьютерное моделирование в программном комплексе Ansys.

Наиболее нагруженным является средний слой полипропилена, армированный стекловолокном. При давлении 8,17 МПа интенсивность напряжений внутренней поверхности этого слоя становится равной пределу текучести. При больших давлениях возникают пластические деформации среднего слоя. Наружная поверхность среднего слоя достигает предела текучести при давлении 10,11 МПа, и весь средний слой деформируется пластически, что является недопустимым состоянием трубопроводной конструкции.

В заключение отметим, что в дальнейших исследованиях планируется выполнить экспериментальную оценку НДС и прочности трёхслойного полипропиленового образца трубы с трещиноподобным дефектом.

Библиографический список:

1. Магалиф В. Я. Технологические трубопроводы из полимерных материалов // Технологии нефти и газа. 2012. № 3. С. 15–20.
2. Любин Е. А., Густов Д. С. Применение композитных трубопроводов в нефтегазовой промышленности // Инженер-нефтяник. 2016. № 1. С. 72–78.
3. Анализ материалов, применяемых в производстве полимерных труб для строительства нефтегазопроводов / А. С. Глазков [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5–6. С. 40–45.
4. Оценка прочности полимерных армированных трубопроводов / А. В. Хабибуллин [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2017. № 6. С. 27–30.
5. Густов Д. С. Экспериментальное исследование прочности армированных труб для транспорта газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 2. С. 88–93.
6. Бочкарева С. А., Реутов Ю. А. Исследование напряжённо-деформированного состояния многослойных полимерных труб методом конечных элементов // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 322. № 2. С. 81–84.
7. Толмачев А. А., Иванов В. А. Перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли // Известия вузов. Нефть и газ. 2019. № 6. С. 132–139.
8. Транспорт углеводородного сырья по трубопроводам из полимерных и композитных материалов / М. М. Фаттахов [и др.]. СПб. : Недра, 2011. 288 с.

УДК 346.61:622.692.4

Тарифные аспекты трубопроводной транспортировки нефти Тимано-Печорской нефтегазовой провинции

Серикова И. П.¹, Борейко Д. А.²

1 – ПАО «Транснефть», г. Москва, Россия,

2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Построенная в 1974-1975 годы нефтепроводная система, включающая магистральные нефтепроводы «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль», в настоящее время принадлежащая дочернему обществу системы ПАО «Транснефть» - АО «Транснефть-Север», является надежным

транспортным звеном при поставках нефти Республики Коми и Тимано-Печоры как на нефтеперерабатывающие заводы страны, так и на экспорт.

В то же время небезынтересно напомнить, что при разработке первоначальной концепции проекта Балтийской трубопроводной системы (БТС), существовала реальная возможность вывода этой нефтепроводной системы из-под контроля Российской Федерации. Дело в том, что реализацию проекта БТС планировали осуществить по аналогии с Каспийским трубопроводным консорциумом, т. е. должен был быть создан Консорциум, основными акционерами которого стали бы такие зарубежные компании как «Коноко» (США), «Несте» (Финляндия), «Тоталь» (Франция) и другие. А российская сторона, в лице участника – ПАО «Транснефть», должна была внести в качестве вклада свой актив – нефтепроводную систему («Уса-Уха-Ярославль»), при этом конечными точками БТС должны были стать вновь построенный порт Приморск, а также морской порт Порво (Финляндия) и местный НПЗ. Полагаем, что не надо объяснять какие сложности возникли бы сегодня, будь реализован проект в такой конфигурации, с учетом непростой ситуации, сложившейся в настоящее время, вызванной введением эмбарго на российскую нефть и санкционным давлением на наше государство.

В конечном итоге государственные интересы удалось отстоять и БТС была построена и запущена в эксплуатацию в 2001 году и нефтепроводная система «Уса-Ухта-Ярославль», по которой в российский порт Приморск поступает нефть Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, остались в составе ПАО «Транснефть», как организации, представляющей интересы и созданной для выполнения задач, поставленных Правительством Российской Федерации.

В соответствии с Федеральным законом №147-ФЗ «О естественных монополиях» транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам подлежит государственному тарифному регулированию. Исходя из тарифных подходов в соответствии с действующими и разрабатываемыми нормативными документами [1, 2], нами, применительно к поставкам нефти по магистральному нефтепроводу «Уса-Ухта-Ярославль» и далее по БТС, были рассмотрены следующие тарифные аспекты, связанные с использованием предложенных ранее методических подходов к формированию тарифа [2]:

1. Проектный зональный тариф «Север», который должен был быть установлен для поставок нефти из АО «Транснефть-Север» на экспорт. Однако, его практическое введение столкнулось с тем обстоятельством, что около 30% транспортируемой нефти из Республики Коми поставлялось на нефтеперерабатывающие заводы Центральной России. В итоге от этого предложения пришлось отказаться.

2. Установление сетевого тарифа, которое было связано с особенностью технологии перекачки нефти. Дело в том, что в Ярославле поток нефти из Республики Коми и Тимано-Печоры смешивается с нефтью из Западной Сибири. В этой связи было признано целесообразным установить сетевой тариф «Ярославль-Приморск». В настоящее время величина этого тарифа, утвержденная органом регулирования, составляет 827,12 руб. за 1 тонну.

Последовательное расширение пропускных возможностей БТС и порта Приморск, а также проводимые российскими нефтяными компаниями работы по интенсификации добычи нефти в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, поставили вопрос о необходимости проведения модернизации и увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода «Уса-Ухта-Ярославль».

В то же время произошло серьезное изменение в подходах органа регулирования к регулированию трубопроводных тарифов на транспортировку нефти. Так, ранее использовался метод «Затраты плюс», при реализации которого все необходимые затраты, связанные с транспортировкой нефти, включались в общий тариф ПАО «Транснефть», и фактически, за счет этих тарифных средств осуществлялось финансирование мероприятий по расширению и модернизации всех транспортных активов в интересах всех пользователей системы магистральных нефтепроводов. Однако, начиная с 2014 года было принято правительственное решение о переходе на индексацию нефтепроводных тарифов на основе формулы «Инфляция минус». При этом, во-первых, индексация тарифов производится на основе индекса потребительских цен (ИПЦ), что ведет к перераспределению средств в пользу отдельных групп поставщиков и потребителей услуг [3], а с другой – использование прогнозного уровня

инфляции, а не фактического (показатели которых расходятся порой значительно) вызывает разбалансировку тарифного процесса и чревато недофинансированием, ускоренным устареванием основных производственных фондов и, соответственно, невозможностью в рамках этой схемы регулирования выполнять расширение пропускной способности системы магистральных нефтепроводов за счет общего дефицитного тарифа ПАО «Транснефть».

Выходом из этой ситуации является применение одного из методов, который нашел достаточно широкое применение в зарубежной нефтепроводной практике – использование метода долгосрочных или согласованных тарифов, который основывается на взаимозависимости и взаимосвязанности оператора магистральных нефтепроводов и добывающих нефтяных компаний. Действительно, с одной стороны, нефтепроводы не могут быть построены и расширены их мощности без поддержки грузоотправителей, а с другой – нефтяные ресурсы не могут разрабатываться без адекватной транспортной системы.

С учетом того факта, что основную прибыль от увеличения загрузки транспортной системы получает в итоге всё-таки нефтяная компания (за счет реализации нефти по рыночным ценам), а не нефтепроводная компания (работающая по установленным государством тарифам), понятно, что ни о каком навязывании или принуждении к такой схеме работы как к дополнительной услуге, не может быть и речи.

Действующим нормативным документом [4] предусмотрена возможность установления согласованного/долгосрочного тарифа в целях проведения мероприятий по расширению пропускной способности системы магистральных нефтепроводов.

В целях обеспечения финансирования и выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности системы магистральных нефтепроводов между ПАО «Транснефть» и грузоотправителем (нефтяной компанией) заключается Соглашение, подписание которого является основанием для органа регулирования для его утверждения в установленном порядке. При этом согласованный/долгосрочный тариф включает в себя средства для финансирования необходимых мероприятий по расширению пропускных способностей (с учетом налогов) и утверждается (устанавливается) в виде дополнительной ставки к действующим тарифам в расчете на 1 тонну прокачиваемой нефти, имеет ограниченный срок действия, по истечении которого оплата услуг грузоотправителем осуществляется по общим для всех правилам.

Справедливость такого подхода определяется тем, что в этом случае не происходит дискриминация прочих нефтяных компаний (не нагружает их оплатой за другую нефтяную компанию, в интересах которой производится выполнение таких мероприятий, которые в будущем принесут именно последней дополнительные доходы).

При этом конкретная нефтяная компания сама определяет, выгодно ли ей согласиться на такую схему и производить оплату через долгосрочный тариф, взимаемый в дополнительно с каждой тонны прокачиваемой нефти, и получить дополнительный доход в будущем, или принять другое управленческое решение (получить льготное налогообложение, использовать другие виды транспорта, самостоятельно произвести расширение подводящего трубопровода и пр.).

Применительно к нефтепроводной системе «Уса-Ухта-Ярославль» такой подход был успешно апробирован на основании заключенных Соглашений о долгосрочном тарифе с рядом нефтяных компаний в период с 2016 по 2021 годы, были выполнены соответствующие мероприятия по расширению пропускной способности на 3,6 млн. тонн в год.

Таким образом, использование гибкой тарифной методологии при регулировании тарифов на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам позволяет соблюсти баланс интересов ПАО «Транснефть» и российских нефтяных компаний.

Библиографический список:

26. Сериков П. Ю. Теория и практика использования различных методов формирования тарифов на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам // Вопросы регулирования: Регионы и Федерация. 2014. - №3. - С. 8-14.
27. Гончарова Н., Серикова И. Методические подходы и практика формирования тарифов на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти нефтепродуктов. 2015. - №3. - С. 69-77.

28. Долматов И. А., Золотова И. Ю., Маскаев И. В. Новый тарифный режим для естественных монополий в России: каким он должен быть? // Эффективное антикризисное управление. 2017. - № 3. - С. 30-37.

29. Приказ ФСТ РФ от 17.08.2005 № 380-э/2 «Об утверждении «Положения об определении тарифов на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.08.2005 № 6942).

УДК 377.354+004.946

Проведение учебных занятий по профессии Стропальщик с применением технологий виртуальной (VR) и дополненной реальности (AR)

Рыжих М. С.

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

В настоящее время всё больше внимания уделяется внедрению современных цифровых технологий в различные сферы жизни и производства. Примерами таких технологий являются «Виртуальная реальность» (Virtual Reality, VR) и «Дополненная реальность» (Augmented Reality, AR).

Прежде всего необходимо дать определение каждому из этих терминов:

Дополненная реальность (AR) – это проецирование виртуальных (цифровых) объектов в реальном мире.

Виртуальная реальность (VR) – это искусственно воссозданная с помощью технических средств цифровая среда, воздействующая на органы чувств человека: зрение, слух, обоняние, осязание и др. Объекты виртуальной реальности обычно ведут себя близко к поведению аналогичных объектов материальной реальности.

Коллектив Образовательного подразделения Учебно-производственного центра ООО «Газпром трансгаз Ухта» постоянно совершенствует образовательный процесс, идет в ногу со временем и применяет в своей работе самые современные достижения научно-технического прогресса. Наши специалисты уже проводили эксперименты с технологиями дополненной и виртуальной реальности и разработали несколько демонстрационных продуктов: макет газоперекачивающего агрегата для изучения системы вентиляции с применением AR технологии и VR тренажер-имитатор на тему «Сооружение подводных переходов при строительстве магистрального газопровода». Результаты выполненных работ представлены на рисунках 1 и 2.

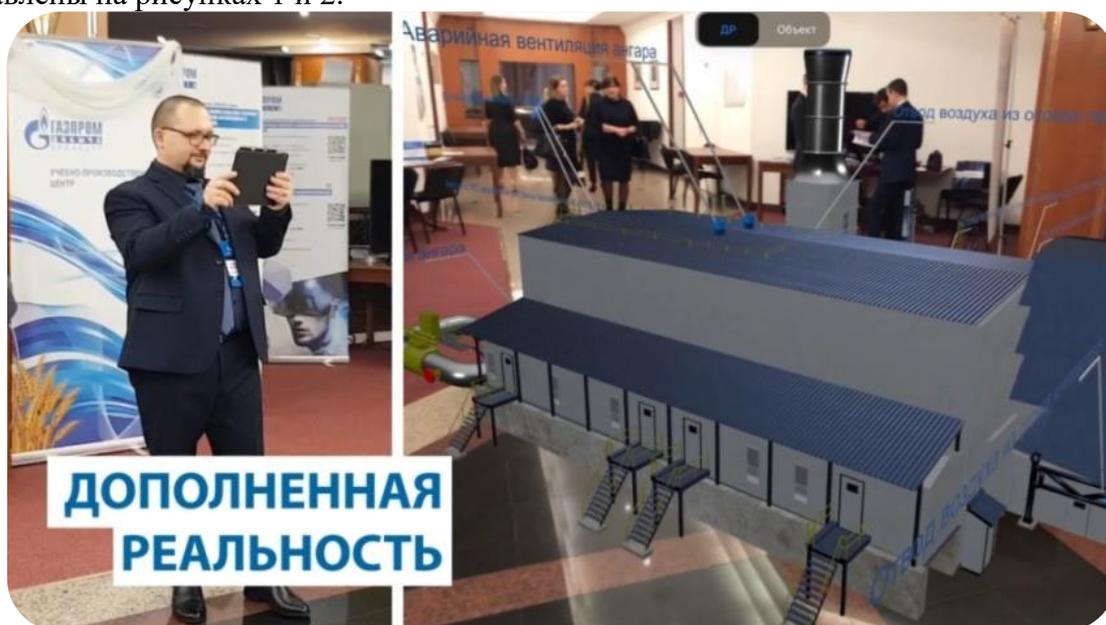


Рис. 1 – AR-макет газоперекачивающего агрегата для изучения системы вентиляции

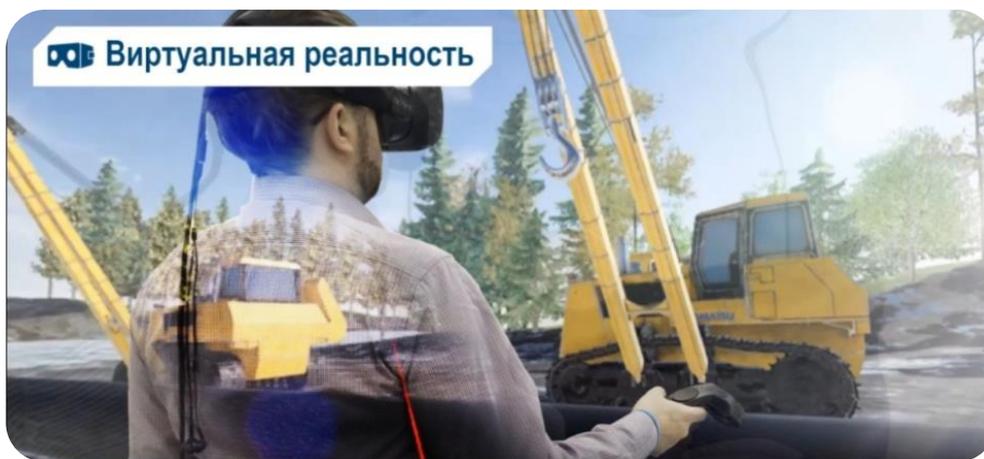


Рис. 2 – VR тренажер-имитатор на тему «Сооружение подводных переходов при строительстве магистрального газопровода»

Давайте рассмотрим варианты использования технологии дополненной реальности при обучении персонала по профессии стропальщик:

- ✓ Во-первых, можно разработать учебное пособие по профессии «Стропальщик» для самостоятельного обучения слушателей с изображениями при наведении на которые смартфоном они будут «оживать» (то есть будет воспроизводиться видео, помогающее усвоить учебный материал);

- ✓ Во-вторых, можно разработать сборник тестов со вставленными QR-кодами при наведении на которые в смартфоне будет включаться видео-вопрос, а слушатель после этого в обычной манере выделит правильный ответ на бумажном бланке;

- ✓ В-третьих, можно установить проектор и датчик движения. На стене будет изображено подъемное сооружение и при правильной отдаче специальной знаковой сигнализации стропальщиком данное ПС должно будет совершать движение, соответствующее поданному сигналу. Дополнительно можно ставить какие-то задачи, например переместить груз таким виртуальным краном из одного места на другое с помощью знаковой сигнализации.

Обучение с помощью виртуальной реальности выгодно применять для профессий, где эксплуатация реальных устройств и механизмов связана с опасными условиями работ, повышенным риском либо большими материальными затратами. За последние несколько лет «виртуальность» в сфере образования была признана мощным и эффективным инструментом поддержки обучения. В частности, виртуальные миры позволяют выполнять конкретные задачи в различных «настройках», созданных в качестве сценариев для определённых целей обучения.

Среди основных возможных сценариев взаимодействия пользователя с интерфейсом виртуальной реальности можно выделить следующие:

- ✓ выбор объекта (объект должен быть выбран до того, как с ним можно будет выполнить фактическое действие);

- ✓ манипуляции с выбранным объектом, то есть, использование функций, которые доступны после его выбора;

- ✓ размещение и перемещение объектов, то есть, их свободное позиционирование в любом месте горизонтальной плоскости и вращение вокруг вертикальной оси;

- ✓ создание или изменение объектов, то есть, использование функций, которые позволяют выбирать между предопределёнными параметрами, среди которых могут быть, например, тип создаваемого объекта, размер, вес, цвет и т. д.

- ✓ введение данных, то есть, ввод текста, выделение выбранных объектов в виртуальном пространстве и т. д.

При выполнении работ с применением подъемных сооружений стропальщик задействован во множестве процессов для которых он должен овладеть определёнными умениями и навыками, соответственно все эти процессы можно смоделировать в виртуальной реальности и без применения реальных приспособлений и техники развить у обучающихся необходимые компетенции.

Предлагаю рассмотреть некоторые из возможных сценариев применения технологии виртуальной реальности в обучении стропальщика:

- ✓ Обвязка грузов различными грузозахватными приспособлениями;
- ✓ Определение массы груза;
- ✓ Определение исправности СГП и тары;
- ✓ Определение опасной зоны;
- ✓ Складирование груза;
- ✓ Различные виды погрузо-разгрузочных работ.

За основу для разработки таких виртуальных комплексов можно использовать материалы уже созданных компьютерных обучающих систем в Учебно-производственном центре ООО «Газпром трансгаз Ухта». Примеры разработанных компьютерных обучающих систем приведены на рисунках 3-4.

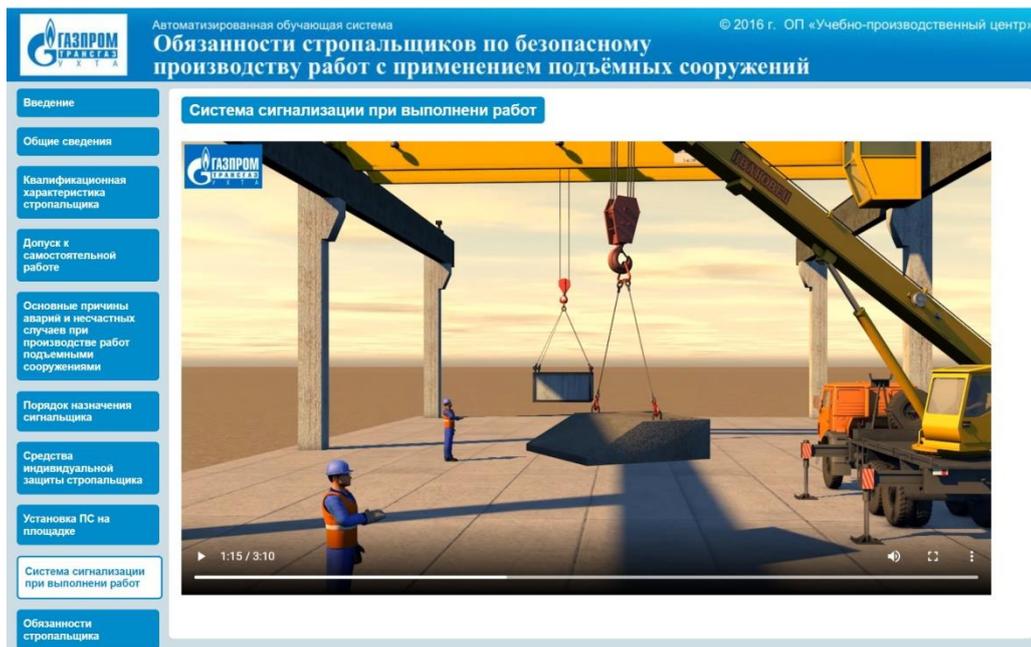


Рис. 3 – АОС «Обязанности стропальщиков по безопасному производству работ с применением подъемных сооружений»

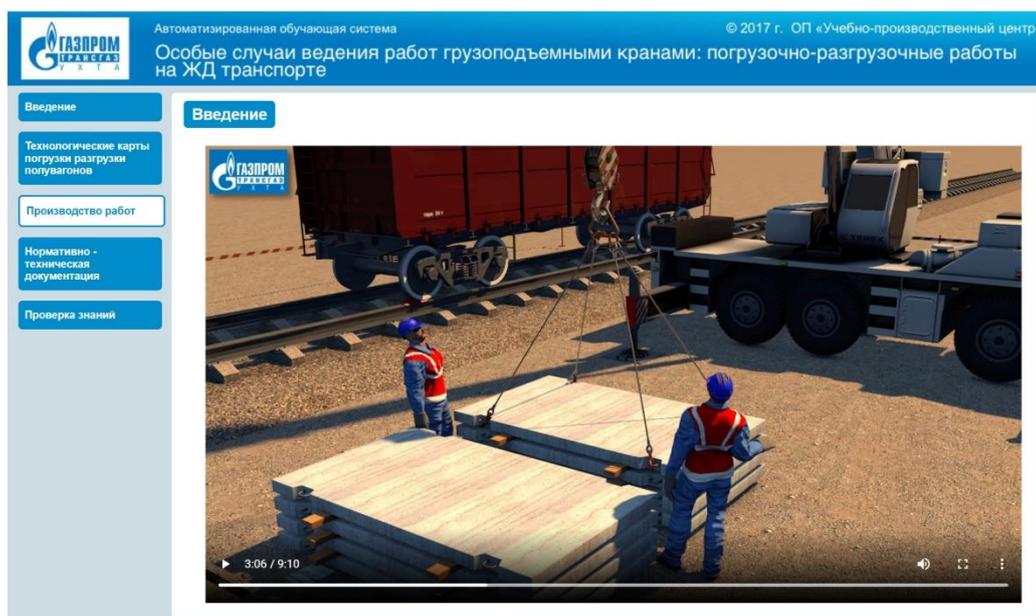


Рис. 4 – АОС «Особые случаи ведения работ грузоподъемными кранами: погрузочно-разгрузочные работы на ЖД транспорте»

Основные выводы данной работы:

✓ Технологии дополненной и виртуальной реальности интересны как вспомогательные средства при обучении персонала для создания большей наглядности и повышения мотивации обучающихся, за счёт проявления интереса к таким технологиям;

✓ Данные технологии достаточно дорогостоящие как в разработке так и в закупке оборудования для их воспроизведения, но не дороже закупки реальных устройств и техники, при этом исключаются риски связанные с применением реального оборудования.

Библиографический список:

1. VR/AR-технологии и их применение в машиностроении / А.Н. Феофанов, А.В. Охмат, А.В. Бердюгин // Автоматизация и моделирование в проектировании и управлении. – 2019. - №4(06). Текст: непосредственный.

УДК 622.692.4.053:665.6-045.23-044.53

Повышение эффективности транспортировки нефти по магистральному трубопроводу с использованием противотурбулентных присадок

Тоначев К. С., Шадрина А. В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, для экономического развития большое значение имеет система транспорта нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы (МН) обеспечивают как отечественных заказчиков, так и иностранных потребителей. В качестве примера можно привести нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), предусмотренный, в том числе, и для транспорта нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). А безаварийная транспортировка нефти при договоренной производительности является главной целью. Поэтому, исходя из совокупности данных факторов, данная проблема является актуальной.

В ходе проведенного анализа литературных источников было установлено, что для решения данной проблемы существуют технико-технологические решения, в том числе прокладка лупинга; вставка трубы большего диаметра; увеличение числа нефтеперекачивающих станций (НПС); ввод противотурбулентной присадки (ПТП). Следующим этапом является сравнение решений по обеспечению требуемой и увеличению существующей производительности МН. Поскольку исследование направлено на определение эффективности каждого из этих способов для заданных модельных условий, то в результате проведен выбор метода повышения эффективности транспорта нефти по магистральному трубопроводу для конкретных параметров.

Для определения целесообразности каждого из вышеупомянутых методов увеличения производительности в качестве объекта был принят условный модельный участок магистрального нефтепровода, протяженность его 173 км. Он приближен к климатическим условиям и к параметрам трубопровода, характерным для Томской области. Необходимо определить потенциал транспорта продукта по МН в условиях увеличения количества экспорта нефти, так как альтернативы реализации нефти не предусмотрено.

Задача по анализу и выбору наиболее эффективного способа увеличения пропускной способности решалась при следующих модельных параметрах, приведенных в таблице 1.

Изначально были определены потери напора в трубопроводе при начальных условиях до внедрения мероприятий по увеличению производительности. Алгоритм представлен на рисунке 1.

Проведенные расчеты показали, что при существующей технологии транспортировки потери равны 463 метра. Расчет производился для линейного участка трубопровода.

Далее в работе проведена оценка эффективности внедрения конкретных решений на повышение производительности.

Таблица 1 – Модельные параметры для решения данной задачи

№ п/п	Название	Символ параметра	Единица измерения	Значение
1	Номинальный диаметр	$D \times \delta$	мм	720×10
2	Длина участка	L	км	166
3	Исходная подача нефти	Q_0	т/сут	16600
4	Искомая производительность	Q_1	т/сут	24900
5	Вязкость нефти	ν	$\text{м}^2/\text{с}$	$5,95 \cdot 10^{-6}$
6	Плотность нефти	ρ	$\text{кг}/\text{м}^3$	861
7	Напор перекачивающей станции	$H_{СТ}$	м	476
8	Номинальный диаметр лупинга	$D_L \times \delta$	мм	720×10
9	Номинальный диаметр вставки	$D_B \times \delta$	мм	820×10

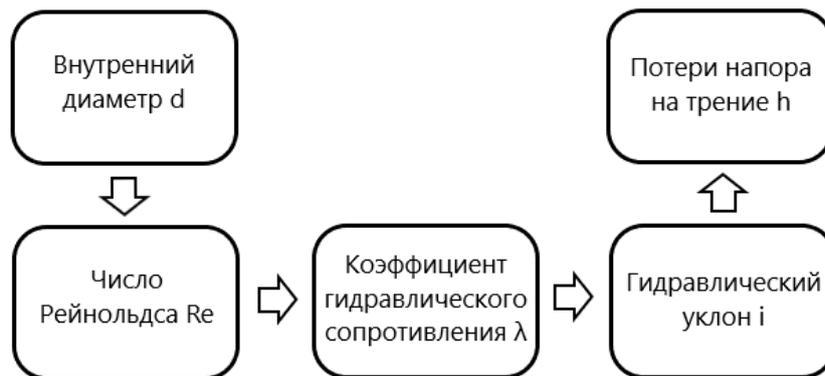


Рис. 1 – Последовательный расчет гидравлических потерь

Строительство лупинга. В период и условиях эксплуатации транспортной системы может появиться идея потребности прокладки лупинга. Он является не таким затратным способом как организация и создание нового трубопровода.

Расчет.

1. Расход через лупинг:

$$Q_L = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d}{d_L}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \frac{0,256}{1 + \left(\frac{0,7}{0,7}\right)^{\frac{5-0,125}{2-0,125}}} = 0,128 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (1)$$

2. Скорость:

$$w_L = \frac{4 \cdot Q_L}{\pi \cdot d_L^2} = \frac{4 \cdot 0,128}{\pi \cdot 0,7^2} = 0,614 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (2)$$

Число Рейнольдса:

$$Re_L = \frac{w_L \cdot d_L}{\nu} = \frac{0,614 \cdot 0,7 \cdot 10^6}{5,95} = 50133. \quad (3)$$

Гидравлический уклон:

$$i_L = \frac{i}{\left(1 + \left(\frac{d_L}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right)^{2-m}} = \frac{0,0031}{\left(1 + \left(\frac{0,7}{0,7}\right)^{\frac{4,875}{1,875}}\right)^{1,875}} = 8,24 \cdot 10^{-4}. \quad (4)$$

Величина уменьшения потерь:

$$n_L = \frac{i}{i_L} = \frac{0,0031}{0,000824} = 3,48. \quad (5)$$

3. Тогда длина лупинга для повышения исходной производительности:

$$x_{Л} = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega} = 166 \cdot 10^3 \cdot \frac{1 - 1,5^{0,125-2}}{1 - 0,273} = 126707 \text{ м} = 127 \text{ км}, \quad (6)$$

где χ – коэффициент, отвечающий за повышение производительности;
 ω – коэффициент, зависящий от режима движения нефти и зоны трения.
 Если $d_{Л} = d$, то

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}} = \frac{1}{2^{1,875}} = 0,273. \quad (7)$$

Необходимая длина лупинга составила 127 км.

Укладка вставки трубы. Вставка трубы большего диаметра увеличивает пропускную способность нефтепровода. Однако стоит отметить серьезный недостаток: потребуется, как минимум, остановить перекачку и запустить скребок для очистки нефтепровода.

Расчет.

1. Скорость во вставке:

$$w_{В} = \frac{4 \cdot Q_1}{\pi \cdot d_{В}^2} = \frac{4 \cdot 0,33}{\pi \cdot 0,8^2} = 1,189 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (8)$$

Число Рейнольдса для трубопровода со вставкой:

$$Re_{В} = \frac{w_{В} \cdot d_{В}}{\nu} = \frac{1,189 \cdot 0,8 \cdot 10^6}{5,95} = 138900. \quad (9)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda_{В} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re_{В}} + \frac{e}{d_{В}} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{138900} + \frac{0,2}{800} \right)^{0,25} = 0,021. \quad (10)$$

2. Гидравлические потери:

$$h_{В} = \lambda_{В} \cdot \frac{x}{d_{В}} \cdot \frac{w_{В}^2}{2g} = 0,021 \cdot \frac{x}{0,8} \cdot \frac{1,189^2}{2 \cdot 10} = 0,00198x \text{ м}. \quad (11)$$

3. Отметим протяженность вставки трубы – x , протяженность участка АВ, гидравлические потери и скорость течения продукта на участке АВ – L_1, h_1, w_1 , соответственно. А на участке ВС, соответственно, L_2, h_2, w_2 . Можем записать уравнение баланса (формула 12), воспользовавшись схемой ниже (рис. 2).

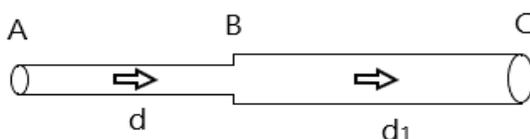


Рис. 2 – Участок трубопровода со вставкой

$$\frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2 \cdot g} = \lambda_1 \cdot \frac{(L-x) \cdot w_1^2}{d \cdot 2 \cdot g} + \lambda_2 \cdot \frac{x \cdot w_2^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g}; \quad (12)$$

$$463,76 = 0,0193 \cdot \frac{(L-x) \cdot 1,63^2}{0,7 \cdot 2 \cdot 10} + 0,021 \cdot \frac{x \cdot 1,189^2}{0,8 \cdot 2 \cdot 10}$$

$$463,76 = 1003,38 - 0,00624x + 0,00198x;$$

$$x = 147566 \text{ м} = 147,6 \text{ км}.$$

Получена длина вставки, равная 147,6 км.

Помимо недостатка, отмеченного ранее, для врезки вставки трубы характерны потери нефтепродуктов.

Увеличение количества НПС. В случае ввода в эксплуатацию трубопровода этапами увеличение пропускной способности добиваются строительством промежуточных НПС.

Главной индивидуальностью для удвоения числа НПС является величина коэффициента увеличения пропускной способности. Формула для ее представления: $\chi_D = 2^{\frac{1}{2-m}}$.

В данном случае принимается, что напор, развиваемый перекачивающей станцией, сохраняется таким же, какой он и был до стадии повышения производительности в МН, то есть случай $H_{СТ} = \text{const}$.

Расчет.

1. Чтобы найти коэффициент увеличения пропускной способности для данного случая, запишем уравнение баланса напоров примет:

– для n нефтеперекачивающих станций (до увеличения НПС):

$$\Delta H + n \cdot H_{СТ} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q^{2-m} + \Delta z + h_{ОСТ}; \quad (13)$$

– после увеличения НПС:

$$\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{СТ} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q_1^{2-m} + \Delta z + h_{ОСТ}. \quad (14)$$

2. Коэффициент повышения производительности при двукратном увеличении количества нефтеперекачивающих станций:

$$\chi_D = \frac{Q_1}{Q_0} = \left(\frac{\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{СТ} - \Delta z - h_{ОСТ}}{\Delta H + n \cdot H_{СТ} - \Delta z - h_{ОСТ}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (15)$$

3. При равенстве $\Delta H = \Delta z + h_{ОСТ}$ получим:

$$\chi_D = 2^{\frac{1}{2-m}} = 2^{\frac{1}{2-0,125}} = 1,447. \quad (16)$$

При увеличении количества перекачивающих станций производительность МТ возрастет до $\gamma_1 = 1,447 \cdot 16600 \text{ т/сут} = 24020 \text{ т/сут}$, что не удовлетворяет заданным условиям.

Сделаем небольшой вывод: установлено, что двукратное увеличение НПС эффективно только тогда, когда заданное условие по повышению производительности χ_D близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$.

При показателях $\chi_D \ll 2^{\frac{1}{2-m}}$ следует, что будет нецелесообразно увеличивать число НПС, так как они будут работать с явным недогрузом.

Необходимо повторить операции, увеличив количество НПС, так как добиться требуемой производительности удвоением НПС не удалось.

4. Коэффициент повышения производительности:

$$\chi_D = \frac{Q_1}{Q_0} = \left(\frac{\Delta H + 3 \cdot n \cdot H_{СТ} - \Delta z - h_{ОСТ}}{\Delta H + n \cdot H_{СТ} - \Delta z - h_{ОСТ}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (17)$$

5. При равенстве $\Delta H = \Delta z + h_{ОСТ}$ получим:

$$\chi_D = 3^{\frac{1}{2-m}} = 3^{\frac{1}{2-0,125}} = 1,8. \quad (18)$$

При утроении количества перекачивающих станций производительность МТ возрастет до $\gamma_2 = 1,8 \cdot 16600 \text{ т/сут} = 29880 \text{ т/сут}$, что удовлетворяет заданным условиям. Но на данный момент нефтеперекачивающие станции функционируют с явным недогрузом, а также по заданным условиям на длине участка в 166 км могут располагаться максимум 2 НПС, учитывая, что расстояние между ними равно от 70 до 150 км. Чтобы этого избежать, необходимо просчитать возможность решения данной задачи комбинированным способом, то есть использовать сочетание увеличения количества перекачивающих станций с укладкой лупинга. Этот способ будет считаться наиболее целесообразным.

Комбинированный способ представляет собой увеличение числа нефтеперекачивающих станций с прокладкой дополнительного участка лупинга.

Были определены:

1. Гидравлические потери:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,02 \cdot \frac{166000}{0,7} \cdot \frac{1,69^2}{2 \cdot 10} = 980,5 \text{ м.} \quad (19)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{MC} = 0,02 \cdot h = 0,02 \cdot 980,5 = 19,61 \text{ м.} \quad (20)$$

Полные гидравлические потери:

$$H = h + h_{MC} + \Delta z = 980,5 + 19,61 + 0 = 1000,11 \text{ м.} \quad (21)$$

2. Искомое количество НПС:

$$n_2 = \frac{H}{H_{CT}} = \frac{1000,11}{476} = 2,09, \quad (22)$$

где H_{CT} – напор, развиваемый насосной станцией, м.

Округлим посчитанное число в меньшую сторону $n_2 = 2$. В этом случае суммарного напора не будет хватать для компенсации гидравлических потерь в нефтепроводе.

3. Фактическая производительность трубопровода:

$$Q_2 = Q_1 \cdot \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^{\frac{1}{2-m}} = 0,33 \cdot \left(\frac{1}{2}\right)^{\frac{1}{2-0,125}} = 0,24 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (23)$$

где n_1 – число насосных станций до увеличения.

Примем для расчетов диаметр лупинга равным диаметру основной магистрали, тогда гидравлический уклон лупинга составит:

$$i_{ЛУП} = 0,297 \cdot i = 0,297 \cdot 0,006 = 0,0018. \quad (24)$$

Отсюда длина лупинга:

$$x_{ЛУП} = H_{CT} \cdot \frac{n - n_2}{i - i_{ЛУП}} = 476 \cdot \frac{2,09 - 2}{0,006 - 0,0018} = 107 \text{ км.} \quad (25)$$

Ввод ПТП. Кроме уже рассмотренных методов увеличения пропускной способности, возможны и другие. Применение этих способов не требует конструктивных изменений МТ. Эти методы включают, в частности, использование противотурбулентных присадок, уменьшающих гидравлическое сопротивление, или подогрев нефти с целью снижения ее вязкости.

Противотурбулентная присадка (ПТП) – это раствор или суспензия высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе [1].

Помимо способов, затрагивающих металловложения, присадки могут выступать для увеличения гидравлической эффективности МН как альтернатива строительству дополнительных НПС, укладки лупингов или врезки вставок трубы.

В дисперсионных присадках Liquid Power (Коноко Специалити Продактс Инк.) гидравлически активная часть находится в виде суспензии на водной или углеводородной основе. Такая товарная форма позволяет получить добавки с большим содержанием полимера [2].

Были определены:

1. Коэффициент гидравлического сопротивления до введения присадки:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d}\right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{103577} + \frac{0,2}{700}\right)^{0,25} = 0,019. \quad (26)$$

Вследствие неизменности ресурса давлений должно выполняться равенство [1]:

$$\lambda(Re, \theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(Re_1, \theta) \cdot Q_1^2, \quad (27)$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при искомой пропускной способности;

Re_1 – число Рейнольдса при искомой пропускной способности;

Q_1 – искомая пропускная способность, $\text{м}^3/\text{с}$.

2. Коэффициент гидравлического сопротивления после использования ПТП:

$$\lambda_1 = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_1}\right)^2 = 0,019 \cdot \left(\frac{0,256}{0,33}\right)^2 = 0,0114. \quad (28)$$

3. Необходимая эффективность противотурбулентной присадки:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100 \% = \frac{0,019 - 0,0114}{0,019} \cdot 100 \% = 40 \% \quad (29)$$

4. Массовая доля присадки (таблица 2), требуемая для обеспечения полученной эффективности.

Таблица 2 – Значения функции $\psi(\theta)$ для ПТП Liquid Power TMW [2]

θ, ppm	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,99
$\psi(\theta), \%$	0	10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0

Выполненные труды говорят о том, что массовая доля присадки для повышения производительности до 24900 т/сут равна $\theta = 46 \text{ ppm}$. В таком случае затраты на одну тонну нефти требуют 46 г этого вещества.

Результаты и их обсуждение. После завершения расчетов для данного примера решения по технической составляющей по повышению гидравлической эффективности сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Свод всех посчитанных параметров

№ п/п	Название	Символ параметра	Единица величины	Значение
1	Длина лупинга $D_L = 720 \text{ мм}$	x_L	км	127
2	Длина вставки $D_B = 820 \text{ мм}$	x	км	147,6
3	Число НПС при $\chi_D = 1,8$	γ_2	шт.	3
4	Число НПС и длина лупинга при $n_2 = 2,09$	$n_2 + x_{\text{ЛУП}}$	шт. + км	2 + 107
5	Концентрация ПТП	θ	ppm	46

Из рассмотренных способов увеличения гидравлической эффективности наиболее простым в применении является метод использования противотурбулентных присадок. Несмотря на их высокую стоимость, ПТП позволяют уменьшить потребление энергии на существующих трубопроводах, а также снизить капитальные затраты при проектировании и строительстве новых объектов системы трубопроводного транспорта. Самый затратный способ – увеличение количества НПС.

Кроме этого, внедрение противотурбулентной присадки при ее подтвержденной эффективности требует меньше времени.

Выбор методов увеличения производительности определяется технико-экономическим расчетом. Для того чтобы выбрать то или иное решение, существует определенный критерий. И данным критерием является минимизация капитальных и эксплуатационных затрат за рассматриваемый период эксплуатации трубопровода.

Приведенные годовые затраты в общем виде:

$$\Pi = \varepsilon_H \cdot K + \mathcal{E} + Q_{\text{эл.эн.}} + C_{\text{ПТП}} \quad (30)$$

где ε_H – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;
 K – суммарные капитальные затраты (стоимость оборудования, например, для установки блока дозирования реагента или затраты на установку самого устройства);
 \mathcal{E} – годовые эксплуатационные расходы (включая затраты на сезонное обслуживание (ТО) $C_{\text{ТО}}$ и затраты на ремонт $C_{\text{рем}}$);
 $Q_{\text{эл.эн.}}$ – затраты на электроэнергию (стоимость потребляемой на перекачку электроэнергии);
 $C_{\text{ПТП}}$ – затраты на саму противотурбулентную присадку (материал).

Годовые затраты при подстановке соответствующих коэффициентов будут равны:

$$\Pi = 0,2K + 2C_{\text{ТО}} + 0,5C_{\text{рем}} + P \cdot N + C_{\text{ПТП}}$$

Определение годового экономического эффекта от применения противотурбулентной присадки:

$$\text{Эф} = S \cdot V - \Pi = S \cdot V - (0,2K + 2C_{\text{то}} + 0,5C_{\text{рем}} + P \cdot N + C_{\text{ПТП}}), \quad (31)$$

где V – объем перекачиваемой нефти;

S – тариф за одну тонну на километр перекачки нефти.

Выводы

В рамках исследования выполнен выбор наиболее эффективной из существующих в настоящее время технологий увеличения пропускной способности перекачки нефти для заданных условий. Установлено, что по таким критериям, как время реализации, затраты и эффективность преимущество имеет технология с применением противотурбулентных присадок. Повышение гидравлической эффективности с использованием присадок характеризуется практически отсутствием капитальных затрат и дополнительных эксплуатационных расходов. Применение других способов предполагает значительные капитальные затраты.

Библиографический список:

- 1, Голунов Н.Н. Влияние малых противотурбулентных присадок на гидравлическую эффективность и смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефти и газа. – № 6. – с. 92-97. Режим доступа: <http://neftegas.info/upload/iblock/473/4732e960f3141ae12bdcd3fbdde7599d.pdf> (дата обращения: 15.01.2023).
2. Лисин Ю.В., Сёмин С.Л., Зверев Ф.С. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 3. – С. 6-11 (дата обращения: 15.01.2023).

УДК:62-519; 53.096

Реализация результатов моделирования процессов теплоотдачи при осуществлении технологических операций на «горячем» магистральном нефтепроводе комбинированного способа прокладки

Бабичева Е. Б.¹, Бабичев Д. А.²

1 – Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия.

2 – Уренгойское управление магистральных нефтепроводов АО «Транснефть-Сибирь», г. Новый Уренгой, Россия

Введенный в эксплуатацию в 2016 году магистральный нефтепровод «Заполярье-Пур-Пе», с годовой проектной производительностью 45 млн. тонн нефти в год, стал, своего рода, связующим звеном между объектами нефтедобычи, расположенными в Заполярье и содержащими богатейшие запасы трудноизвлекаемых углеводородов, и системой магистрального транспорта нефти России.

Магистральный нефтепровод, расположенный в широтах с суровым климатом, районах с многолетнемерзлыми грунтами и осуществляющий перекачку высоковязких и высокостывающих нефтей, уже на стадиях проектирования и строительства вобрал в себя множество предложенных, но нереализованных ранее и откровенно инновационных решений. Как в части конструктивной, так и в части технологической. Однако, опыт эксплуатации уникального нефтепровода дает основания считать решения, принятые на стадии проектирования в части улучшения реологических свойств нефти и снижения интенсивности процессов образования парафинистых отложений не достаточно исчерпывающими. А именно – требуется методологическая основа для корректировки технологических режимов перекачки нефти в период устойчивых отрицательных температур с точки зрения оптимизации

энергозатрат подогрев транспортируемой нефти и сокращения времени работы оборудования пунктов подогрева нефти в режимах недозагрузки и частого ввода и вывода из работы.

В рамках озвученных проблем и задач, проведен комплекс полевых и теоретических исследований влияния различных факторов на интенсивность остывания нефти при движении по нефтепроводу комбинированного способа прокладки, с предварительным подогревом нефти. Достаточно полно результаты изложены в работах [1,2,3,4,5]. Практическая реализация результатов математической модели заключается в разработке прикладного расчетно-программного модуля для ЭВМ, позволяющего проводить прогнозные расчеты и давать рекомендации о степени подогрева нефти на пунктах подогрева в процессе транспортировки.

Принцип работы расчетного модуля состоит в следующем:

На начальном этапе загружаются исходные данные. После загрузки они преобразуются: все единицы измерения внутри системы приводятся к метрическим. На основе исходных данных готовятся временные параметры модели:

- по диаметру трубы вычисляется площадь сечения;
- затем по площади и расходу скорость потока;
- по скорости потока и отметкам расстояния получаем время прохождения участка;
- по времени прохождения участков и снижению температуры нефти по длине участка нефтепровода, определяется интенсивность остывание на каждом участке.

Далее загружаются входные данные. Входные данные при загрузке размещаются на временной шкале согласно указанному на странице с данными времени. Проверок выхода за границы нет, так как это не влияет на расчет. Принято, что параметры среды равняются заданными на странице пока не будут переопределены. То есть, никаких интерполяций входных данных не производится, следовательно, искажений в них не вносится. Шаг квантования по времени переводится в секунды.

В начале расчета инициализируется курсор. Под курсором понимаем конечный объем нефти малого размера, который при движении по трубопроводу меняет свои параметры (температуру и скорость), в зависимости от того, где он двигается. Курсор устанавливается в начало трубопровода и задается начальное значение, определённые на нулевую отметку времени (рис. 1).

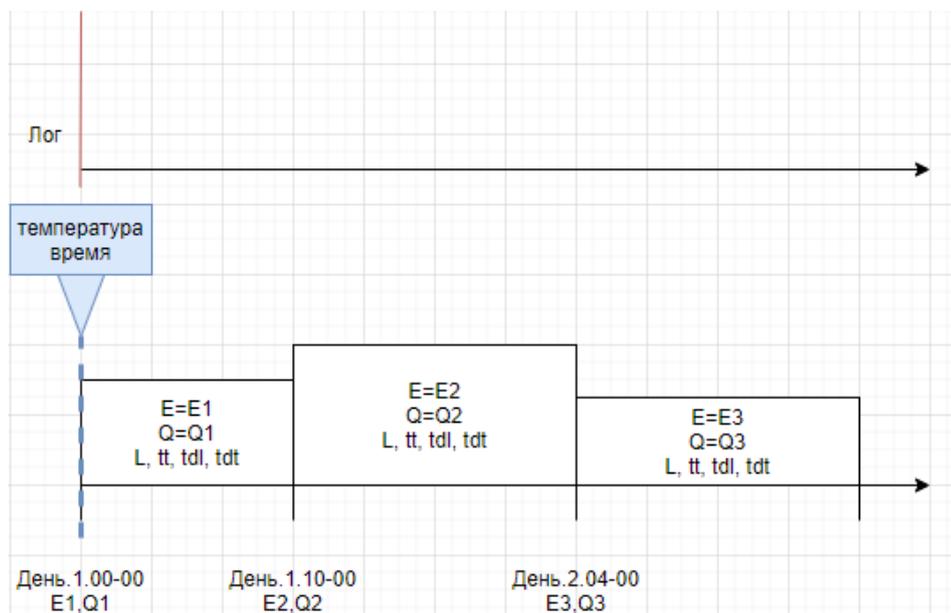


Рис. 1. Принцип работы с графической частью расчетного модуля (шаг 1)

На каждом шаге расчета сначала определяем параметры системы, потом смещаем курсор по времени на шаг квантования исходя из текущих параметров системы. Если при движении пересекаем изменение параметров, то делим расчет на мини шаги по количеству пройденных зон и производим расчет последовательно в каждом мини шаге (рис. 2). При этом, пройденное расстояние может отличаться от расстояния, пройденного в рамках условий первого отрезка.

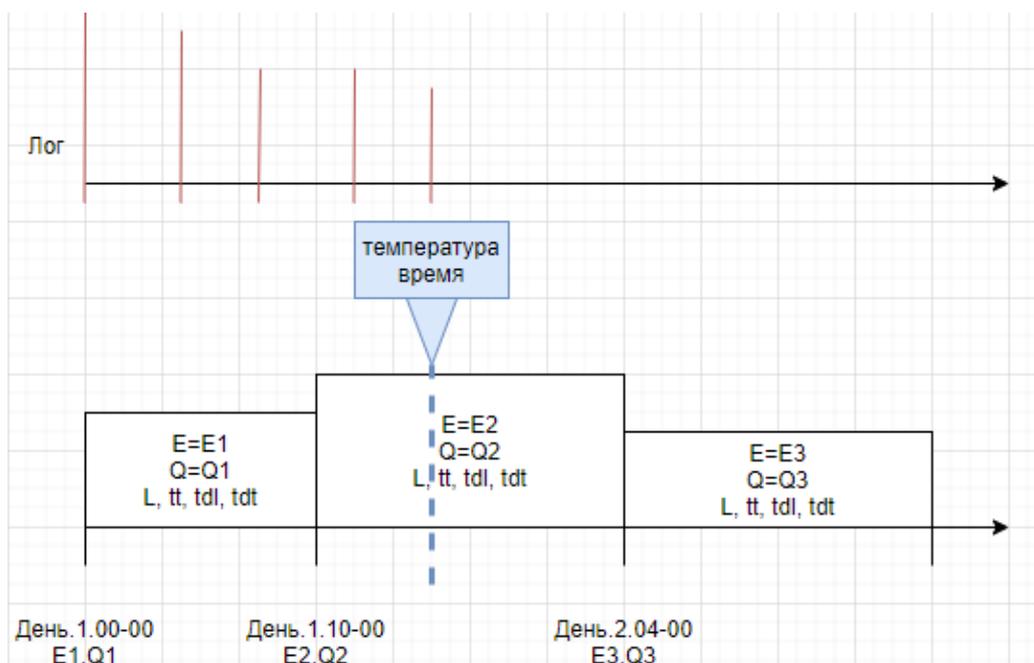


Рис. 2. Принцип работы с графической частью расчетного модуля (шаг 2)

При движении по участкам вычисляется время нахождения в каждом из них и изменение температуры нефти в месте расположения курсора в зависимости от времени пребывания в этой области. Придя в новое место, сохраняем в лог параметры курсора в нем.

Движение курсора продолжается, пока он не дойдет до последнего контрольного пункта. Или не выйдет за его границы (рис. 3).

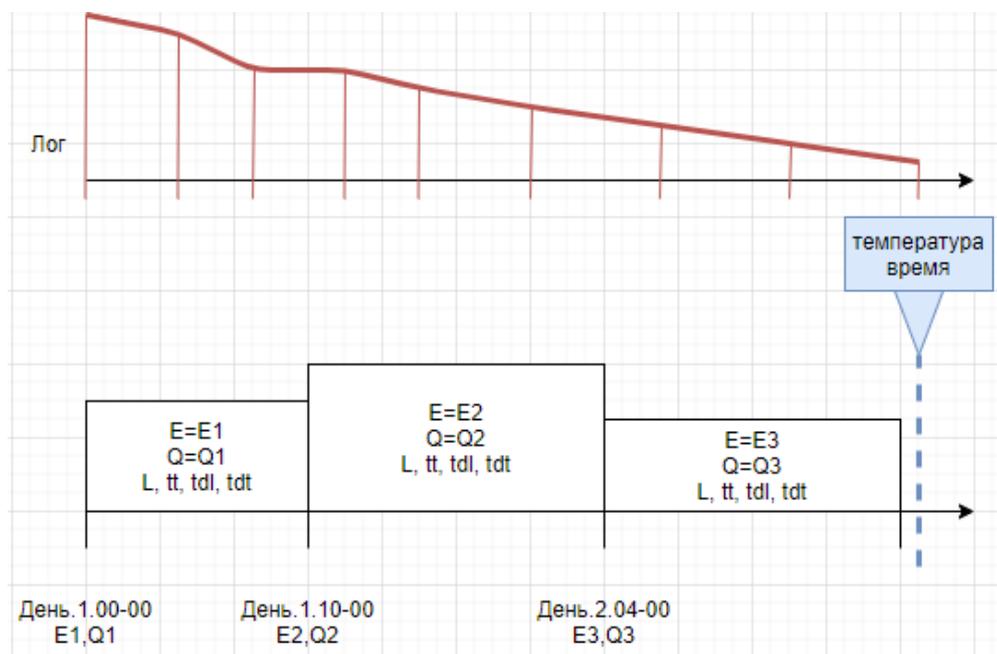


Рис. 3. Принцип работы с графической частью расчетного модуля (шаг 3)

В результате такого расчета строится полный график остывания нефти с учетом изменяющихся со временем условий в трубопроводе (рис.4).

Имея данный график, проецируем его на ситуационный план трассы нефтепровода с отметками узлов запорной арматуры и пунктов подогрева нефти. В результате формируется графическая часть прогнозных значений температуры перекачиваемой среды в контрольных точках магистрального нефтепровода (т.е., объекты линейной части и площадочные объекты, имеющие в своем составе средства контроля температуры транспортируемой среды).

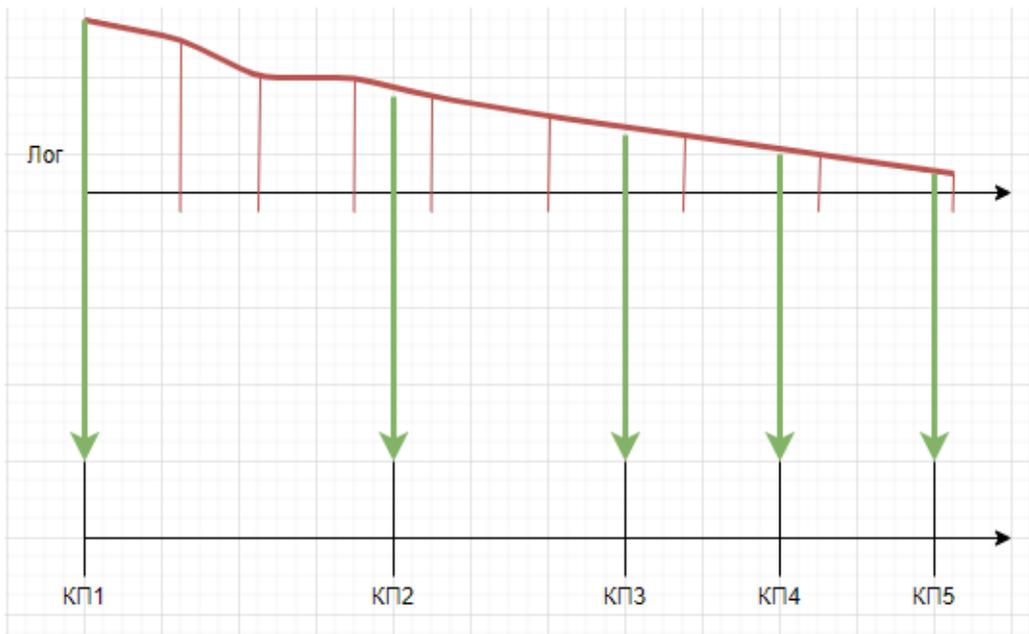


Рис. 4. Принцип работы с графической частью расчетного модуля (шаг 4)

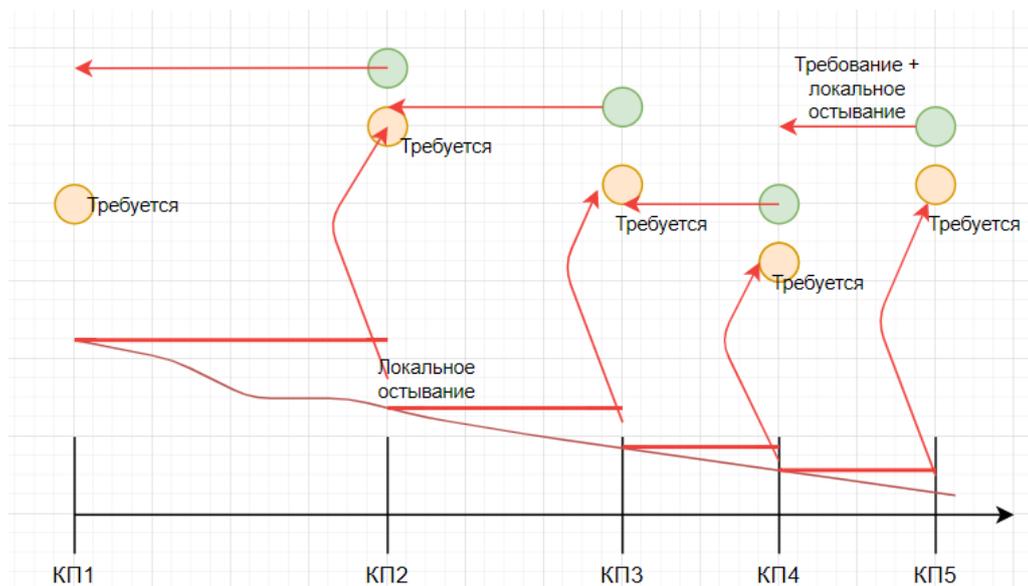


Рис. 5. Принцип работы с графической частью расчетного модуля (шаг 5)

Таким образом, оформляется прогноз (рис. 5) на необходимость включения в работу пунктов подогрева нефти, а также требуемую температуру и фактическое остывание на технологическом участке.

В целях оптимизации выполнения расчетов при формировании технологических режимов разработана консольная программа для ЭВМ (рис. 6), которая позволяет рассчитывать температурное распределение вдоль исследуемого трубопровода в зависимости от параметров потока и окружающей среды.

Также позволяет получить требуемую температуру нагрева нефти в пунктах подогрева для обеспечения температуры нефти в конце технологического участка. Программа реализована в виде консольного приложения Windows. Для выполнения расчета нужно запустить программу с соответствующими параметрами.

Состав выходного файла зависит от типа задачи. Для прямых задач результатом будет распределение температуры по трубопроводу. Для обратных задач результатом будет требуемая температура нефти на пунктах подогрева нефти.

```
C:\WINDOWS\system32\cmd.exe
C:\Users\djerom>cd D:\dev\my\git\tube-temperature-simulator
C:\Users\djerom>d:
D:\dev\my\git\tube-temperature-simulator>pipeline -h
Usage: index.js [options] [command]

Commands:
  help    Display help
  version Display version

Options:
  -f, --file           файл с исходными данными
  -h, --help           Output usage information
  -m, --mode           Режим расчета (sf, sb, df, db, web) (defaults to "")
  -o, --out            файл с результатом
  -p, --port [value]  Порт на котором будет работать приложение в режиме web (
defaults to "21000")
  -s, --step [value] Шаг дискретизации динамической модели (мин) (defaults to
"1")
  -v, --version       Output the version number

D:\dev\my\git\tube-temperature-simulator>
```

Рис. 6. Диалоговое окно параметров запуска консольной программы

Помимо работы с программным модулем в режиме вызова через главное меню, реализована возможность его запуска в режиме веб-сервиса. При запуске сервиса в данном режиме он будет работать в режиме, позволяющем обращаться к нему по средствам http запросов (рис. 7).

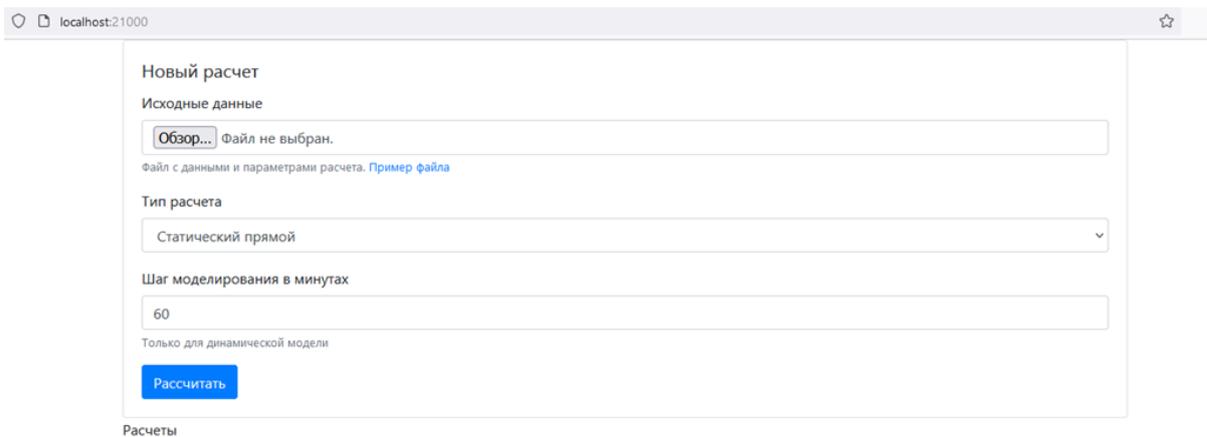


Рис. 7. Диалоговое окно в режиме веб сервиса. Начало работы

В верхней части окна расположена форма создания расчета, в нижней части - список с уже выполненными расчетами.

Таким образом, на основе математического анализа статистических данных работы магистрального нефтепровода «Заполярье – Пур-Пе», получены аналитические зависимости изменения температуры транспортируемой среды на каждом технологическом участке МН. Построены статическая и динамическая модели магистрального нефтепровода, осуществляющего «горячую» перекачку нефти, выполненного способом комбинированной прокладки.

На основании полученных ранее математических зависимостей и построенных моделей, разработан программный модуль для решения прямых и обратных задач корректировки и прогнозирования тепловых режимов при осуществлении «горячей» перекачки нефти по нефтепроводу комбинированной прокладки при низких и экстремально низких температурах окружающего воздуха. Данный модуль может использоваться эксплуатирующими организациями как для прогнозирования расходования энергоресурсов на подогрев нефти в рамках составления долгосрочных программ, так и для оперативного регулирования

интенсивности подогрева при изменении технологических режимов перекачки (производительность, напор) и условий окружающей среды (температура окружающего воздуха).

Апробация представленных результатов работы проводилась на действующем магистральном нефтепроводе комбинированного способа прокладки, расположенного в районах Крайнего Севера и Заполярья.

По результатам полевого испытания программного модуля сделаны следующие выводы и рекомендации по использованию результатов исследований в условиях реальных производств:

1. Результаты расчетов программного модуля имеют высокую степень сходимости с фактическими значениями температуры нефти на контрольных точках: 98-100%.

2. Рекомендации, формируемые программным модулем на долгосрочную перспективу (от одной недели до нескольких месяцев), можно считать прогнозными с высокой степенью соответствия только с учетом наличия адекватных метеоданных. В противном случае, погрешность вычислений, обусловленная расхождением фактических и прогнозных значений температуры наружного воздуха, выходит за рамки 1-3 %, что влечет принятие ошибочных решений об интенсивности и местах подогрева транспортируемой нефти. Использование программного модуля допустимо для формирования годовых температурных графиков работы МН с учетом всего возможного диапазона температур окружающей среды и производительности нефтепровода.

3. Суточное регулирование интенсивности подогрева нефти по рекомендациям, формируемым программным модулем, нередко обуславливает частые включения и выключения из работы теплотехнического оборудования ППН, что негативно сказывается на сроке безопасной эксплуатации последнего и сокращает межремонтные сроки.

4. Наиболее эффективным принято считать использование разработанного программного комплекса в качестве автоматизированного расчетного модуля для формирования годовых температурных графиков, учитывающих годовой объем прокачки и весь возможный диапазон температур наружного воздуха с оперативным внесением корректировок в существующих график при незапланированных изменениях рабочих параметров системы и физико-химических свойств транспортируемой среды в течение года.

Библиографический список

1. Оптимизация температурных режимов «горячей» перекачки нефти в условиях Заполярья / Бабичева Е.Б., Бабичев Д.А. // Нефтегазовый терминал. Материалы международной научно-технической конференции. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. - 2021. - с. 29-33. Текст: непосредственный
2. К вопросу определения оптимальных тепловых режимов магистральных нефтепроводов Заполярья / Бабичева Е.Б., Бабичев Д.А. // Нефтегазовый терминал. Материалы Международной научно-технической конференции. Под общей редакцией С. Ю. Подорожникова. - 2021. - с. 52-57. Текст: непосредственный
3. О результатах моделирования процессов теплоотдачи при «горячей» перекачке нефти в условиях Заполярья / Бабичева Е.Б., Бабичев Д.А. // Проблемы функционирования систем транспорта. Материалы Всероссийской (национальной) научно-технической конференции. Под общей редакцией П.В. Евтина. - 2022. - с. 14-17. Текст: непосредственный
4. Анализ эффективности математического моделирования для снижения энергозатрат на транспортировку высоковязких и высокозастывающих нефтей по нефтепроводу комбинированного способа прокладки / Бабичева Е.Б., Бабичев Д.А. // Нефтегазовый терминал. Материалы международной научно-технической конференции. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. - 2022. - с. 156-160. Текст: непосредственный
5. Прогнозирование и регулирование тепловых режимов работы магистральных нефтепроводов в условиях Заполярья / Бабичева Е.Б., Земенков Ю.Д., Бабичев Д.А., Щербанюк С.С. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2022. - № 3-4. - с.21-25. Текст: непосредственный.

СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

УДК 519.673

Сравнение математических моделей фильтрационных связей для прогнозирования показателей разработки в условиях неоднородных коллекторов

Чувашов Н. А., Кунцев В. Е.

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

Аннотация. При разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений особый интерес представляет характер пространственного распределения фильтрационных связей по толщине продуктивного пласта, которые характеризуют его пропускную способность. Одним из распространенных методов оценки характера вышеупомянутого распределения наряду с гидродинамическими исследованиями является моделирование, которое позволяет визуально выделить зоны взаимодействий скважин и численно оценить величины этих взаимодействий, учитывая физические свойства пласта. В работе представлено сравнение математической модели двойной пористости и модели ёмкостного сопротивления по критериям особенностей применимости в неоднородных коллекторах, а также входным и выходным параметрам моделей с целью дальнейшего расчета показателей разработки.

Ключевые слова: неоднородный коллектор, математическая модель, углеводороды, модель двойной пористости, модель ёмкостного сопротивления, фильтрационные сопротивления.

Изучение неоднородности пластовых позволяет не только охарактеризовать изменчивость величин параметров по объему, влияющих на распределение запасов флюида в недрах, но и непосредственно их выработку. Основным объектом исследования являются карбонатные трещиноватые породы-коллекторы, которые ввиду резкой неоднородности и сложности строения являются далеко не благоприятным объектом для моделирования. Порой из-за недостаточной степени изученности коллекторов, выработка запасов идет с опережением из высокопроницаемых участков пластов, а малопроницаемые остаются слабо охваченными разработкой.

Целью данной работы является изучить и сравнение моделей фильтрационных связей применяемых для прогнозирования показателей разработки в условиях неоднородных коллекторов. В качестве объектов исследования выступили: модель двойной пористости и модель ёмкостного сопротивления.

Модель двойной пористости. Модель двойной пористости предполагает, что сеть трещин является основным континуумом для потока жидкости (рисунок 1). Матрица с низкой проницаемостью считается стоком или источником разрыва, что подходит для неоднородных коллекторов, которые имеют полную или частичную разрывность матрицы.

Формульно математическая модель течения жидкости в пористых средах базируется на законе сохранения массы и энергии для каждой из фаз, которые представлены ниже.

Материальный баланс для трещин

$$\sum_{ph=1}^{nph} \left[\Delta [T \rho_{ph} \lambda_{ph} x_{ph} (\Delta p + \Delta P_{c_{ph}} - \gamma_{ph} \Delta z)]_f \right] + \sigma_p \rho_{ph} \lambda_{ph} x_{ph} \Delta \Phi_{fm} = \left[\frac{V}{\Delta t} \Delta_t \sum_{ph=1}^{nph} \phi \rho_{ph} S_{ph} x_{ph} - \sum_{rx=1}^{nrx} s r_{rx} - q \right]_f,$$

где $\Delta [T \rho_{ph} \lambda_{ph} x_{ph} (\Delta p + \Delta P_{c_{ph}} - \gamma_{ph} \Delta z)]_f$ – выражение характеризующее перетоки между трещинами, индекс ph – фаза(флюид), gx – порода, f – трещина, m – матрица, fm – трещина-матрица.

$\sigma_p \rho_{ph} \lambda_{ph} x_{ph} \Delta \Phi_{fm}$ – перетоки между трещинами и матрицей;

$\frac{V}{\Delta t} \sum_{ph=1}^{nph} \phi \rho_{ph} S_{ph} x_{ph}$ – накопление флюида;

$\sum_{rx=1}^{nrx} sr_{rx}$ – сопротивление породы;

q – закачка/добыча флюида.

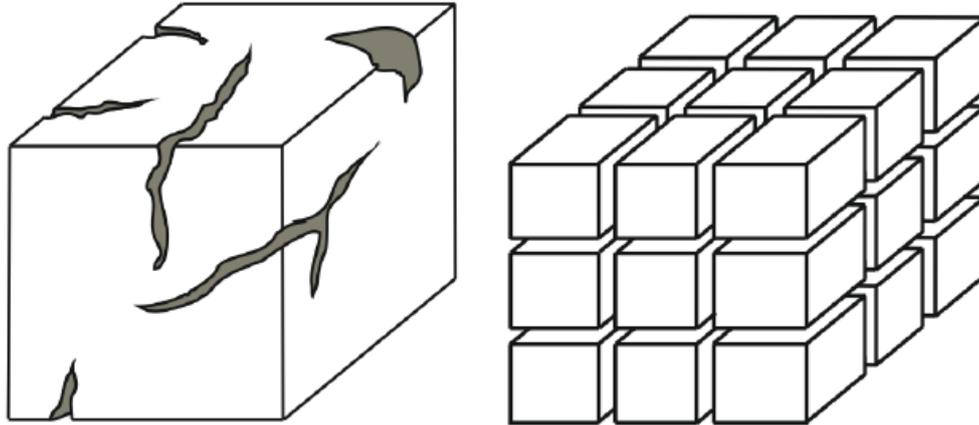


Рис. 1 – Представление неоднородного пласта в виде модели двойной пористости
Материальный баланс для матрицы:

$$[matrix - matrix flow] - \sum_{ph=1}^{nph} \sigma_p \rho_{ph} \lambda_{ph} x_{ph} \Delta \Phi_{fm} = \left[\frac{V}{\Delta t} \sum_{ph=1}^{nph} \phi \rho_{ph} S_{ph} x_{ph} - \sum_{rx=1}^{nrx} sr_{rx} - q^* \right]_f,$$

где $[matrix - matrix flow]$ – перетоки между матрицами = 0, поскольку флюиды движутся по трещинам [2].

Модель ёмкостного сопротивления. Модель ёмкостного сопротивления (capacity-resistance model) – это модель ввода-вывода, которая характеризует свойства нефтяного пласта, используя только исторические данные о добыче.

В модели ёмкостного сопротивления входной сигнал (объем закачки) преобразуется в выходной сигнал (объем добычи) аналогично тому, как электронный потенциал преобразуется в напряжение или ток в резисторе-конденсаторе, отсюда и название модели (рисунок 2).

В 2009 Д. Вебер представил модель ёмкостного сопротивления для дебитов в добывающих скважинах [1]:

$$q_{jk} = q_{j(k-1)} + (1 - e^{-\Delta t / \tau_i}) (\sum_{i=1}^{N_i} f_{ij} i_{ik} - J_j \tau_i \frac{p_{wf,j}^k - p_{wf,j}^{k-1}}{\Delta t})$$

где q_{jk} – дебит j -ой добывающей скважины за временной промежуток k ;

i_{ik} – объём закачки в i -ую нагнетательную скважину за временной промежуток k ;

N_i – количество нагнетательных скважин;

f_{ij} – коэффициент взаимовлияния нагнетательной и добывающей скважин;

J_j – коэффициент продуктивности;

τ_i – временная константа;

p_{wf} – забойное давление в добывающей скважине;

Δt – дискретный временной промежуток.

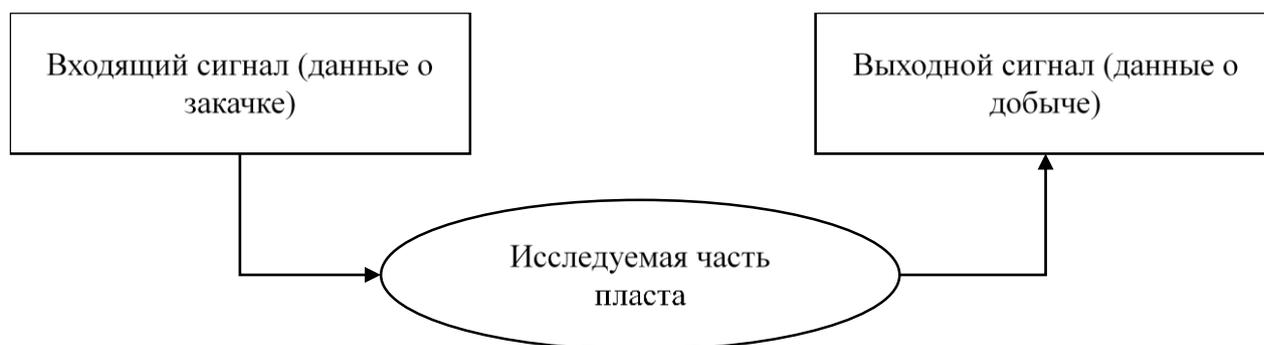


Рис. 2 – Схематическое представление о работе модели ёмкостного сопротивления

Временная константа τ определяется из выражения:

$$\tau = \frac{c_t V_P}{J}$$

где c_t – сжимаемость пласта;

V_P – поровый объём;

J – коэффициент продуктивности.

Сама по себе модель ёмкостного сопротивления представляет собой аналитическое решение уравнения материального баланса и как видно из математического вида модели учитывает влияние на работу скважины естественной пластовой энергии, аквифера, системы ППД и изменение забойного давления в добывающей скважине.

Для изучения взаимодействий большого количества групп скважин имеется интегрированная модель ёмкостного сопротивления.

После изучения составляющих модели уравнений была сформулирована таблица 1 сравнения параметров для обеих моделей.

Таблица 1 – Сравнение моделей фильтрационных связей

	Модель двойной пористости	Модель ёмкостного сопротивления
Входные параметры	<ul style="list-style-type: none"> Физические характеристики флюидов, в модели ($\rho_{ph}, \lambda_{ph}, x_{ph}, c_{ph}, \gamma_{ph}, s, r_{гх}, \Delta\Phi_{fm}$) Характеристики вмещающей породы ($T, V, S_{ph}, k_m, \phi, \rho_r, p$) Параметры расчета ($\Delta_t, \Delta t, \Delta z$) 	<ul style="list-style-type: none"> История разработки ($N_i, J, n_p, i_i, q_j, p_{wf}$) Характеристики вмещающей породы (c_t, V_P) Параметры расчета ($\Delta t, k$)
Выходные параметры	<ul style="list-style-type: none"> Продуктивная характеристика скважин (q) Энергетические изменения пласта ($\Delta p, \Delta T$) 	<ul style="list-style-type: none"> Продуктивная характеристика скважин (q_j, f_{ij})
Область применения	Моделирование поведения потоков флюидов в неоднородных коллекторах с применением тепловых технологий	Моделирование показателей добычи с использованием истории разработки, а при решении обратной задачи – оценка взаимовлияния скважин

Являясь моделями коллекторов нефти или же газа в обеих закладываются одинаковые характеристики, связанные с фильтрационно-ёмкостными свойствами пластов (объём пор (трещин) в зависимости от характера пустотности, сжимаемость пород и флюида,

содержащегося в модели). Сведения о количестве и размещении скважин и технологические режимы их работы являются также важной и общей составляющей моделей.

Выводы:

- Представление о свойствах продуктивного пласта имеет большее значение для модели двойной пористости, чем для модели емкостного сопротивления, что видно из составляющих модель показателей.
- Обе модели основаны на уравнении материального баланса, но модель емкостного сопротивления имеет более лаконичный оптимизированный вид, так как не производит разделение пласта на матрицы и трещины, а акцентируется на истории разработки и влияния групп скважин друг на друга.
- Прогнозирование показателей дебита – основная цель как для модели двойной пористости, так и для модели емкостного сопротивления.
- При решении обратной задачи с помощью модель емкостного сопротивления можно оценить коэффициенты взаимовлияний скважин.
- Для проведения численного эксперимента при равных начальных условиях большой массив данных, как показывает анализ формул потребует модель двойной пористости, что может вызвать затруднения.

Библиографический список

1. Weber, D. Improvements in Capacitance-Resistive Modeling and Optimization of Large Scale Reservoirs/ D. Weber, T.F. Edgar, L.W.Lake, L. Lasdon, S. Kawas and Sayarpour Paper // SPE 121299 at Western Regional Meeting, San Jose, California, 2009. – 6 p.
2. User's Guide STARS Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator // Computer Modelling Group Ltd., 2009. – P. 1062-1075.

УДК 004

Принципиальные особенности настройки гидродинамических моделей для интегрированного моделирования в конфигурации №2 с использованием процессов автоматизации

Игнатовский С. И.¹, Черепанов М. С.², Агупов М. А.², Рязанова Е. Н.¹

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Волгоград, Россия.
2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь, Россия

Интегрированная модель (ИМ) – новый стандарт для принятия решений по управлению добычей в нефтегазодобывающих компаниях.

ИМ – комплекс моделей, которые имеют свои ограничения, огрубления, ошибки сходимости при настройке и расчетах.

Интеграция моделей – сложный итерационный процесс, при котором:

- соединяются модели, созданные в разных программных продуктах (используются драйверы);
- может накапливаться ошибка сходимости из различных моделей-компонент; возникают типичные ошибки интеграции.

В связи с чем принято решение о проработке инструментов автоматизации для упрощения работы с интегрированными моделями.

Схема интеграции

Существуют кривая притока в скважину из пласта - IPR и оттока из скважины в систему сбора - VLP. При расчете на интегрированной модели, ограничения по дебиту из системы сбора передаются в гидродинамическую модель, происходит расчет на один шаг, после чего, кривая IPR возвращается в систему сбора. Далее, в точке пересечения кривых VLP и IPR происходит решение узлового анализа. Как результат, мы имеем дебит скважины с учетом продуктивности и пропускной способности скважинного оборудования и системы сбора.

В большинстве случаев интеграторы сталкиваются с проблемой, когда значения по IPR

являются слишком высокими. Поэтому существуют ручные методы корректировки IPR: WMULT, влияющий на угол наклона, и dPShift – с его помощью можно производить сдвигку IPR вдоль оси ординат.

Факторы, влияющие на интеграцию

В ходе работы выделены следующие факторы, влияющие на интеграцию:

- В двухсредовых моделях и при наличии гидроразрыва пласта на скважинах, IPR диаграмма, которая приходит из гидродинамической модели, формируется только по трещиноватой среде и может иметь высокие значения дебитов;
- При пересчете давлений следует выбирать единую глубину приведения;
- Свойства флюидов в гидродинамической и интегрированной моделях должны совпадать;
- Необходимо вести контроль за способами настройки скважин. Смена контроля может изменить показатели работы скважины.

Рассмотрим каждый из них подробнее.

Применимость ГДМ двойной среды и ГРП в различных конфигурациях

Критериями необходимости применения модели двойной среды являются:

- наличие трещиноватого карбонатного типа коллектора;
- величина времени (t) переноса флюида из матрицы в трещину по отношению к времени разработки [1].

Существует 2 типа модели двойной среды: модель двойной пористости (DPORO) и модели двойной проницаемости (DPERM, DPSS).

Модель двойной пористости используется в том случае, если запасы нефти содержатся в матрице и в трещинах, но поток флюида осуществляется только по трещинам (т.е. матрица не принимает участие в фильтрации). В этом случае, матрица будет играть только роль порового объёма, содержащего запасы и питающего трещины.

Модель двойной проницаемости используется в случае, когда фильтрация флюида может происходить как в трещинах, так и в матрице.

Модель DPSS отличается от модели DPERM только форматом задания исходных данных. В модели DPERM нужно задавать «удвоенную» сетку. Первая половина слоёв модели характеризует свойства матрицы, а вторая половина – свойства трещин.

В модели DPSS задаётся одинарная сетка. Все «обычные» массивы будут характеризовать свойства матрицы (например, PORO, KX, SWL и т.д.). Свойства трещин при этом задаются аналогичными массивами, но эти массивы должны начинаться с буквы F (например, FPORO, FKX, FSWL и т.д.).

Существуют также различные методы моделирования гидроразрыва пласта (рисунок 1). Эти методы подразумевают использование определенных ключевых слов, в которые заключены некоторые особенности их применения.

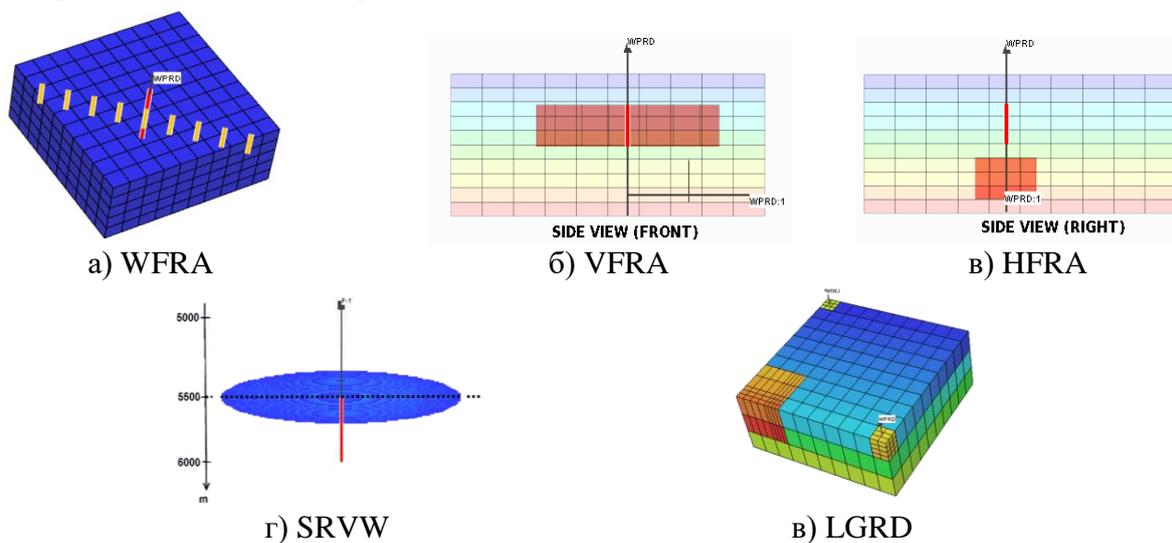


Рис. 1 - Методы гидродинамического моделирования ГРП

Одним из основных при моделировании ГПП является применение ключевых слов WFRA, HFRA, VFRA. Для первого их них отличительная особенность заключается в том, что после проведения ГПП будут созданы дополнительные соединения между скважиной и сеткой, сообщаемость которых может уменьшаться со временем. Ключевые слова H(V)FRA используются для определения трещины горизонтальной (вертикальной) скважины. При этом расчеты горизонтальной трещины основаны на глубине пересечения трещины скважиной, длине, вертикальной протяженности трещины, а также проводимости. Расчеты вертикальной трещины включают ввод длины, протяженности трещины по вертикали, а также ее проводимости.

Помимо описанных, существуют реже встречающиеся методы моделирования ГПП. К ним относят применение ключевых слов SRVW и LGRD. Первое из них используется для установления стимулированного объема пласта эллипсоидальной формы вдоль траектории скважины. Второе – для создания локального измельчения в определенных ячейках или диапазонах ячеек глобальной сети [2].

В ходе работы создано более 60 тестовых интегрированных моделей. Анализируя полученные данные, выявлено, что основной управляющей переменной для продуктивности скважины является проницаемость трещины. Данный фактор обязательно стоит учитывать, так как в среднесрочных программах регулярно происходит планирование ГПП, а доля трещиноватых карбонатных коллекторов составляет значительную часть от общего числа месторождений нефти и газа.

Экспериментальным путем было установлено, что IPR-кривую с проницаемостью трещины более 10 Дарси скорректировать доступными методами не представляется возможным. В связи с этим предлагается использование метода по экспресс-проверке притока к скважине.

Модуль экспресс-оценки возможности интегрирования скважин в конфигурации №2 с помощью IPR таблиц

При переходе из гидродинамической модели в интегрированную по отдельным скважинам могут проявляться флуктуации на момент передачи модели. Это связано в первую очередь с особенностью методов адаптации скважин в ГДМ, в том числе в случае, если проницаемость пласта более 10 Дарси.

С целью выявления подобных скважин-кандидатов с некорректной работой инженер отдела ИМ проводит предварительную экспресс-оценку возможности интегрирования всех скважин определенного месторождения. Данная операция проводится при помощи построения IPR кривых, которые представляют собой графики зависимостей забойного давления от дебита жидкости.

При множественных итерациях опытным путем определен подходящий для стабильной работы скважины угол наклона IPR кривой относительно оси ординат, который составляет не более 60° (см. рисунок 2). При большем угле наклона приток к скважине становится неконтролируемым, тем самым вызывая нарушения в работе интегрированной модели.

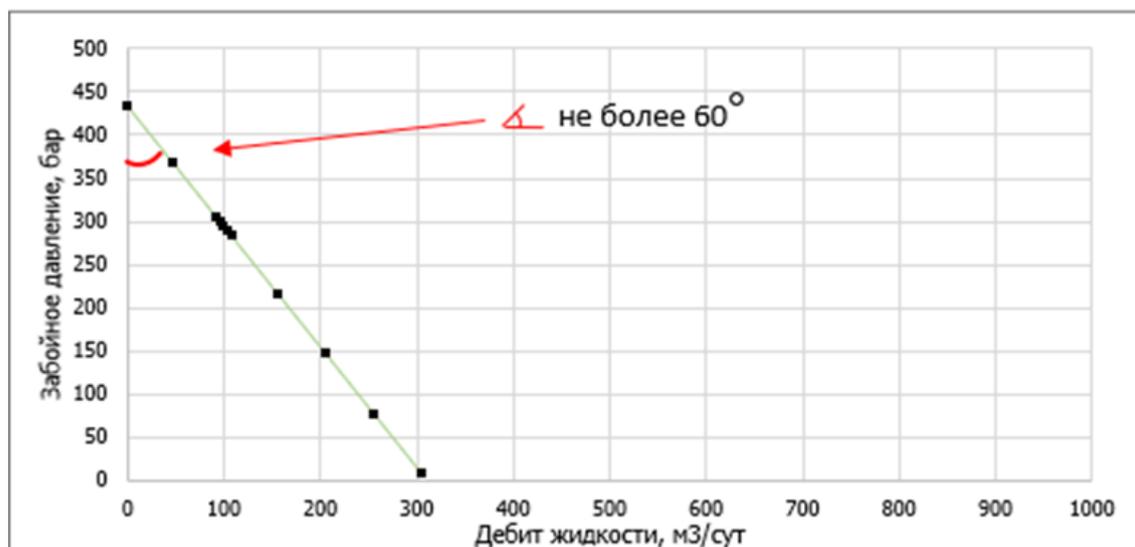


Рис. 2 - Определение стабильности в работе скважины через угол наклона IPR кривой

Для сокращения времени по выявлению подобных скважин-кандидатов, разработан модуль на языке программирования Python, учитывающий указанные рекомендации к выборке таких скважин.

Алгоритм работы модуля заключается в парсинге выходного файла Tempest с выдачей результатов IPR таблиц на дату интеграции. После считывания данных, модуль по каждой скважине определяет тангенс угла наклона IPR кривой относительно оси ординат (см. рисунок 3). Затем происходит перевод в градусы. В случае, если значения угла наклона превышают 60° , алгоритм возвращает номер скважины с указанием на несоответствие заявленным требованиям к интеграции. Если угол наклона $<60^{\circ}$ модуль показывает, что IPR кривая подходит под критерии экспресс-оценки. Результаты проведенного анализа модулем выгружаются в Excel-файл для дальнейшего планирования работ.

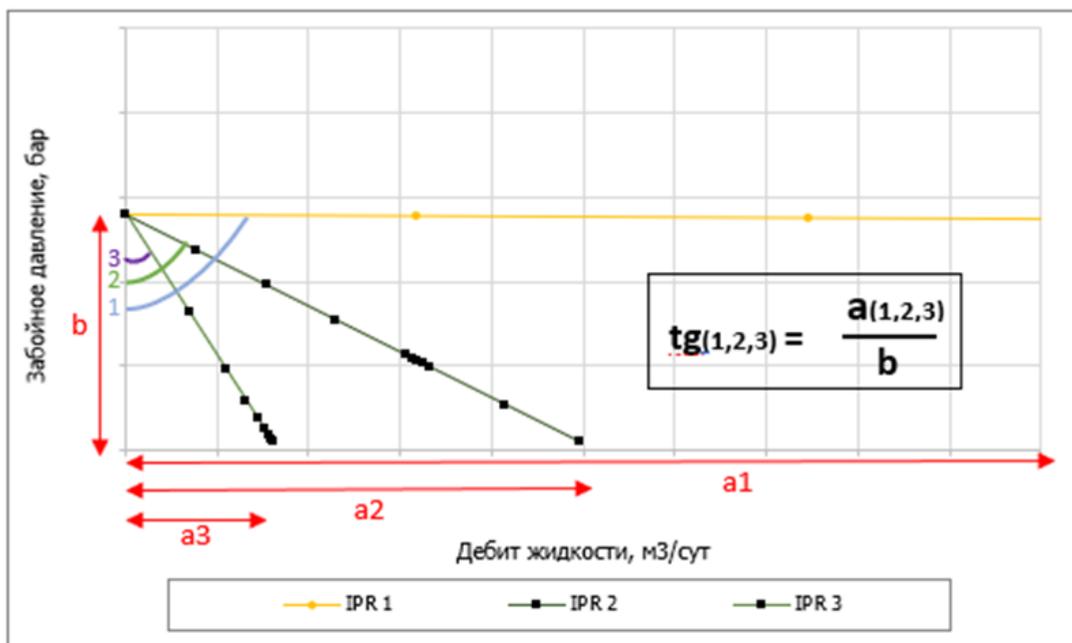


Рис. 3 - Расчет угла наклона кривой IPR через модуль автоматизации

Модуль пересчета пластовых и забойных давлений на ВДП

Важным фактором для интеграции является единообразие глубины приведения давлений.

Разработан алгоритм, проверяющий эту глубину. Скрипт перебирает все подключенные файлы по каждой скважине. В случае, если где-то значения разнятся – записывается ключевое слово, тем самым приравнивая глубину в модели скважины и ГДМ.

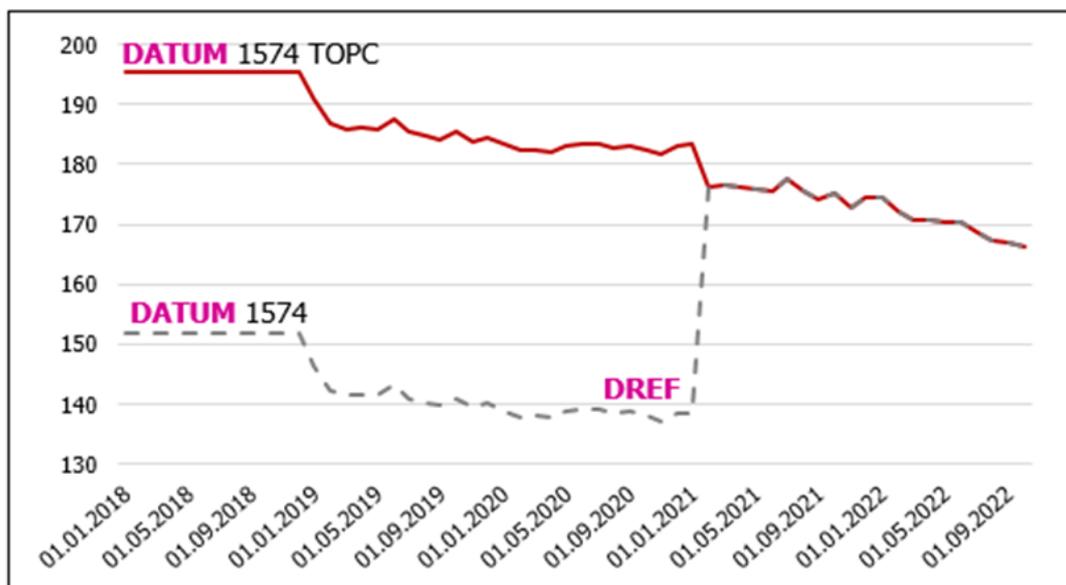


Рис. 4 - Приравнивание глубины приведения давлений

Модуль корректировки передачи всех таблиц PVT

При интеграции обнаружена проблема с передачей свойств флюида из ГДМ. При наличии более двух регионов, свойства передаются только из первого.

При помощи технической поддержки aspentech разработан скрипт, позволяющий контролировать принадлежность скважины к конкретному региону. Алгоритм работает внутри программного продукта Tempest, по сути, является дополнением к уже существующим стандартным наборам опций.

В случае интеграции в российском ПО tНавигатор, свойства передаются отдельно по каждому региону, проблем при интеграции не возникает.

Модуль VBA по подбору значений WMULT и dPShift при смене контроля в момент интеграции

В гидродинамической модели скважина может быть настроена корректно, однако при интеграции ее настройка сбивается. Происходит это при различных коэффициентах WMULT и SKIN на различных участках интервала перфорации.

Итерационный подбор коэффициентов WMULT и dPShift является достаточно трудоемким процессом. В целях экономии трудозатрат разработан скрипт на VBA по подбору значений.

Изначально подбирается тангенс угла наклона под индикаторную диаграмму из модели скважин. Угол конвертируется в значение WMULT, затем формируется файл со всеми множителями, который можно использовать в ГДМ.

Для подбора коэффициента dPShift применяется метод половинного деления. Коэффициент подбирается итерационно до тех пор, пока отклонение не будет минимальным. Полученное значение скрипт устанавливает в модель.

По результатам проведенной работы удалось выявить факторы, влияющие на интеграцию ГДМ-ИМ, а также разработать модули по автоматизации процессов экспресс-оценки возможности интегрирования.

Библиографический список

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2004 - 416 с.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2002 - 140 с.

УДК 621.565.952.78

Методика определения оптимальной технологической схемы режимов перекачки газа в технологических трубопроводах обвязок блоков пылеуловителей

Беляев С. Н., Богданов Н. П., Тарсин А. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Оптимальные режимы эксплуатации технологического оборудования компрессорных станций заложены на стадии их конструирования и регламентированы соответствующими нормативными документами и заводской документацией. Как правило, существуют определенные границы изменения оптимальных эксплуатационных параметров работы оборудования, при которых гарантирована их эффективная и безопасная эксплуатация. В тоже время, известно, что не всегда оптимальные режимы эксплуатации оборудования в реальных производственных процессах являются достижимыми и стабильными во времени. На примере установки очистки газа (УОГ) компрессорной станции магистрального газопровода рассмотрим влияние принимаемым проектных решений на уровень достижения оптимального режима эксплуатации.

Анализ схем подводящих и отводящих трубопроводов установок очистки технологического газа на действующих компрессорных станциях ОАО «Газпром» показал, что в настоящее время кольцевание технологических трубопроводов для обеспечения равномерного распределения газа по аппаратам [1, 2] применяется не во всех проектных решениях. В последнее время получили распространение так называемые Z-образные и П-образные трубопроводные

обвязки аппаратов УОГ, схемы обвязки пылеуловителей с промежуточными выходами на ГПА.

Существуют методические подходы к гидравлическому расчету той или иной системы сложных трубопроводов. Однако, их применение в практической проектной деятельности ограничено в силу значительной трудоемкости. Как правило, технологические расчеты сводятся к определению количества аппаратов УОГ, которое обеспечивает условие из невыхода за пределы минимальной и максимальной производительности и не рассматривают потокораспределение между технологическими аппаратами в зависимости от принятых схем подключения. Такой подход укладывается в общие представления о работе газотранспортной системе на макроуровне, не противоречит действующей ведомственной нормативной документации и позволяет тиражировать проектные решения, применяя принцип «по аналогии».

В настоящем сообщении приводится расчетное обоснование неравномерности загрузки аппаратов УОГ в случае применения различных схем подключения трубопроводной обвязки. Полученные в предлагаемом способе оперативных расчетов результирующие данные легко поддаются визуализации и могут быть использованы в процессе эксплуатации компрессорной станции при решении оптимизационных задач.

В гидравлических расчетах сложных трубопроводов потери давления ΔP и распределение расходов газа Q_i определяются с использованием законов Кирхгофа:

- сумма расходов входящих и выходящих из узла равна нулю;
- сумма падений давления на всех участках замкнутого контура равна нулю.

Точная система уравнений, описывающая транспорт газа через блоки пылеуловителей и через установку очистки газа в целом, может быть решена только численно.

Пропускную способность одноточечного участка трубопроводной обвязки УОГ для всех режимов течения газа q вычисляют по формуле [1]:

$$q = 3.32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2.5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \Delta T_{cp} Z_{cp} L_{cp}}} \quad (1)$$

С учетом преобразований формулу (1) можно привести к виду, более удобному для расчета потерь давления:

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{q^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot P_0 \cdot L \cdot \frac{T}{T_0}, \quad (2)$$

где: P_0 – атмосферное давление,

T, T_0 – рабочая температура и температура газа при нормальных условиях,

ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях.

С учетом сжимаемости газа и зависимости плотности газа от температуры, а также малости участка трубопровода и относительно корректных преобразований:

$$P_n^2 - P_k^2 = (P_n - P_k)(P_n + P_k) \approx \Delta P \cdot 2P_0,$$

формулу (2) можно привести к виду, позволяющему определить расчетное падение давления на участке газопровода, содержащего ряд местных сопротивлений ξ_i :

$$\Delta P = \frac{\rho}{2} \left(\frac{\lambda L}{d} + \sum_l \xi_m \right) \frac{16q^2}{\pi^2 d^4}, \quad (3)$$

где: ρ – плотность газа в рабочих условиях.

Введём обозначение:

$$k_T = \frac{\rho}{2} \left(\frac{\lambda l}{d} + \sum_l \xi_m \right) \frac{16}{\pi^2 d^4}. \quad (4)$$

Величина k_T – характеристический коэффициент трубопровода.

С учётом этого получим:

$$\Delta P = k_T Q^2. \quad (5)$$

Последнее выражение связывает статические и динамические давления с расходом газа. Если в трубопроводе установлены гидравлические аппараты, запорно-регулирующая арматура, а также искривленные участки, ответвления, диффузоры, конфузоры, имеющие свои сопротивления, то их справочные значения необходимо добавить к коэффициенту сопротивления трубопровода, и в результате получится суммарное гидравлическое сопротивление.

Известно, что гидравлическое сопротивление трубопроводов обвязки, даже с учетом запорно-регулирующей арматуры много меньше гидравлического сопротивления блока пылеуловителей. Данное положение позволяет решать систему уравнений в рамках теории возмущений.

В соответствии с этой теорией [3] решение можно представить степенным рядом по некоторому параметру ε вида:

$$A = A_0 + \varepsilon^1 A_1 + \varepsilon^2 A_2 + \dots, \quad (6)$$

где: член нулевого порядка A_0 – точное решение задачи, а ε – малый параметр «возмущения», A_1, A_2 – члены ряда высшего порядка, которые последовательно уменьшаются. Приближенные решения можно получать, рассматривая конечное число членов ряда. Часто достаточно сохраняя только первые два члена, получить решение с поправкой «первого порядка».

Введем обозначения: $Q_1 \dots Q_i$ – потоки газа через 1-ый и i -тый блоки пылеуловителей, k, k_1 – гидравлическое сопротивление блока пылеуловителей и участка трубы между двумя соседними блоками пылеуловителей соответственно, Δp – полное падение давления на входной и выходной линиях блока пылеуловителей.

В этом случае решение находится из системы уравнений:

$$Q_i = q_0 + (k_1/k) \cdot q_i + \dots, \quad i = 1, \dots, 5. \quad (7)$$

где: q_0 – поток через блок пылеуловителей в предположении «идеальности» несущей трубы. Очевидно, что $q_0 = \sqrt{\Delta p/k}$.

Расчет гидравлических сопротивлений обвязки трубопровода и блока пылеуловителей показывают, что k_1/k в зависимости от сортамента труб и режимов работы, варьирует в пределах $0,001 \div 0,01$. При численных оценках будем считать, что $k_1/k = 0,01$. Рассмотрим распределение потоков на схеме трубопроводной обвязки блоков пылеуловителей с промежуточным выходом на ГПА (рисунок 1).

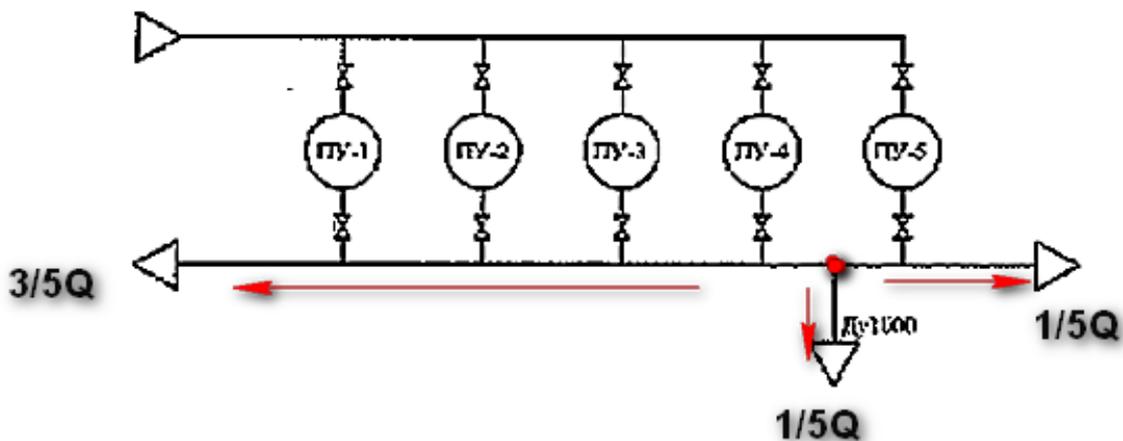


Рис. 1. Схема и определение расходов газа П - образной схемы обвязки блоков пылеуловителей с промежуточным выходом на ГПА (вариант 1)

Система уравнений, описывающая данную задачу (вариант 1), имеет вид

$$\begin{aligned}
 k_1 Q_5^2 + k Q_5^2 &= k Q_4^2 + \frac{k_1}{2} (2q_0 - Q_5)^2 + \frac{k_1}{2} (q_0 - Q_5)^2 \\
 k_1 (Q_4 + Q_5)^2 + k Q_4^2 &= k Q_3^2 + k_1 (2q_0 - Q_5 - Q_4)^2 \\
 k_1 (Q_3 + Q_4 + Q_5)^2 + k Q_3^2 &= k Q_2^2 - k_1 (Q_3 + Q_4 + Q_5 - 2q_0)^2 \\
 k_1 (Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5)^2 + k Q_2^2 &= k Q_1^2 - k_1 (Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 - 2q_0)^2
 \end{aligned}$$

С точности до первого порядка малости получаем

$$Q_1 = q_0, Q_2 \approx q_0 \left(1 - \frac{10k_1}{k} \right), Q_3 \approx q_0 \left(1 - \frac{15k_1}{k} \right), Q_4 \approx q_0 \left(1 - \frac{17k_1}{k} \right), Q_5 \approx q_0 \left(1 - \frac{17,25k_1}{k} \right)$$

На рисунке 2 показано расчетное распределение Q_i / Q через блоки пылеуловителей при $k_1/k = 0,01$.

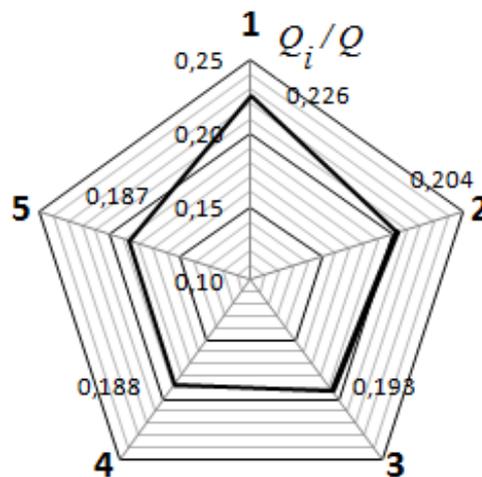


Рис. 2. Соотношение расходов газа Q_i / Q через блоки пылеуловителей (вариант 1).

Для второго варианта подключения по схеме трубопроводной обвязки блоков пылеуловителей с промежуточным выходом на ГПА распределение потоков (рисунок 3) через блоки пылеуловителей

$$Q_1 \approx q_0, Q_2 \approx q_0 \left(1 - \frac{10k_1}{k} \right), Q_3 \approx q_0 \left(1 - \frac{31,5k_1}{2k} \right), Q_4 \approx q_0 \left(1 - \frac{36,5k_1}{2k} \right), Q_5 \approx q_0 \left(1 - \frac{37,5k_1}{2k} \right).$$

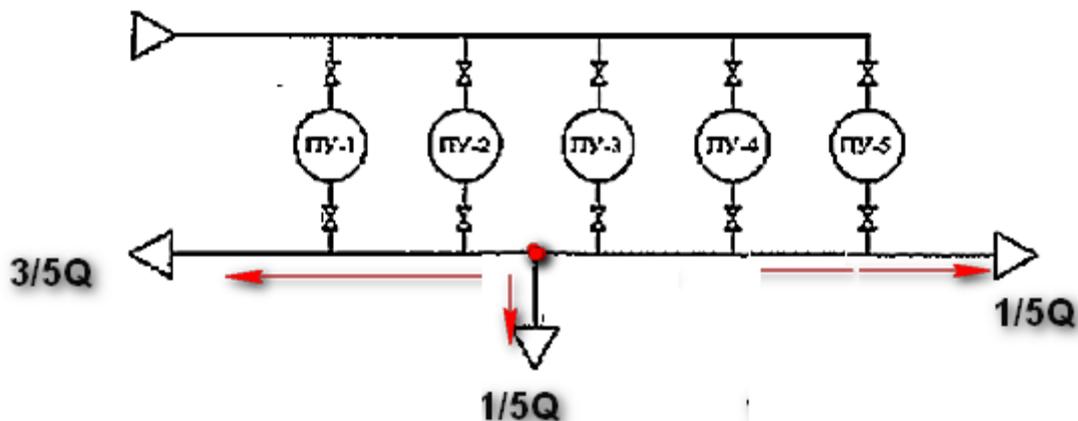


Рис. 3. Схема и определение расходов газа П - образной схемы обвязки блоков пылеуловителей с промежуточным выходом на ГПА посередине между вторым и третьим блоком пылеуловителей

Расчетное распределение Q_i/Q через блоки пылеуловителей при $k_1/k = 0,01$ показано на рисунке 4.

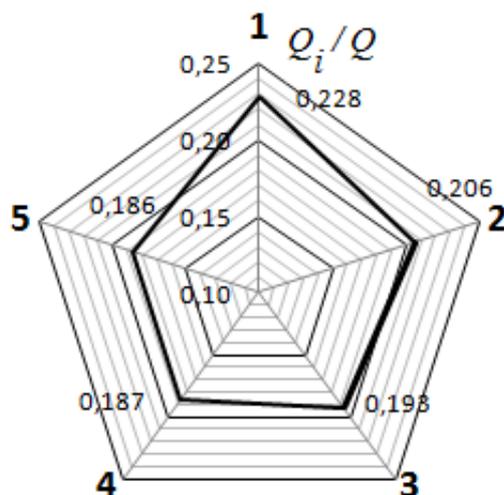


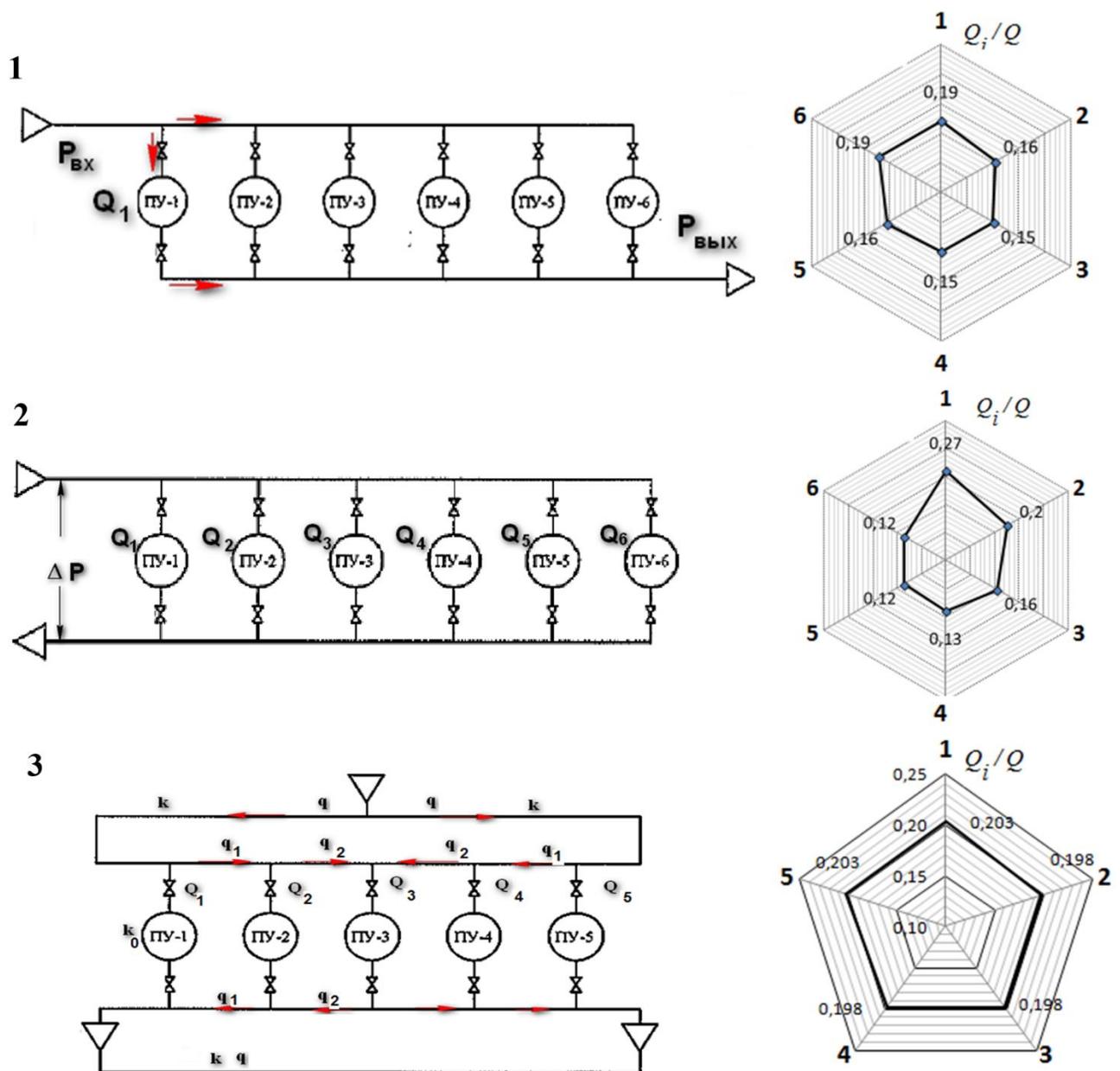
Рис. 4. Соотношение расходов газа Q_i/Q через блоки пылеуловителей (вариант 2).

Распределение расходов газа через блоки пылеуловителей при различных гидравлических сопротивлениях при П-образной схеме обвязки блоков пылеуловителей с промежуточным выходом на ГПА. Вариант 1 (Выход на ГПА № 2 находится посередине между четвертым и пятым блоками пылеуловителем) и Вариант 2 (Выход на ГПА № 2 находится посередине между вторым и третьим пылеуловителем)

Таблица 1

$\frac{k_1}{k}$	Долевое распределение расходов газа через блоки пылеуловителей				
	1	2	3	4	5
	$\frac{Q_1}{Q}$	$\frac{Q_2}{Q}$	$\frac{Q_3}{Q}$	$\frac{Q_4}{Q}$	$\frac{Q_5}{Q}$
П-образная схема обвязки пылеуловителей с промежуточным выходом на ГПА (вариант 1)					
0,001	0,227	0,204	0,193	0,188	0,188
0,005	0,213	0,202	0,197	0,195	0,194
0,01	0,202	0,200	0,199	0,199	0,199
П-образная схема обвязки пылеуловителей с промежуточным выходом на ГПА (вариант 2)					
0,001	0,229	0,206	0,193	0,187	0,186
0,005	0,213	0,203	0,197	0,194	0,193
0,01	0,203	0,201	0,199	0,199	0,199

Как видно, для повышения равномерности раздачи газа по параллельным аппаратам следует придерживаться рассредоточенного подвода и отвода газа посередине коллектора, а кольцевание технологических трубопроводов обеспечивает наиболее равномерное распределение газа по аппаратам. П и Z-образные обвязки блоков пылеуловителей на УОГ не позволяют получить равномерного распределения потоков газа через аппараты. Более того, неравномерность потоков подтверждается вычисленными отклонениями и диаграммой, которая визуализирует результаты вычислений.



1. Z - образной схемы обвязки блоков пылеуловителей; 2. П - образной схемы обвязки блоков пылеуловителей; 3. С кольцевыми входным и выходным коллектором.

Рис. 5. Схемы и определение расходов газа обвязки блоков пылеуловителей.

Полученные методические и алгоритмические процедуры определения значений расходов газа через аппараты очистки газа могут быть использованы при проработке проектных решений и при разработке программно-вычислительных комплексов поддержки и принятия решений в области планирования расходов газа через УОГ при смене технологических режимов работы компрессорных станций магистральных газопроводов.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
2. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы.
3. Найфе А. Х. Методы возмущений / А. Х. Найфе. – М.: Мир, 1976. – 454 с.

Оценка вероятности реализации риска в системе поддержания пластового давления

Грунковой Т. В., Фатхуллин К. Д.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Проведем расчёт общей надежности системы поддержания пластового давления за счёт использования насосного оборудования в случае возникновения независимых [2]:

$$P_{\text{общ}} = P_k \cdot P_m \cdot P_n, \quad (1)$$

где P_k – вероятность безотказной работы (ВБР) системы по непрогнозируемым внезапным отказам;

P_m – ВБР системы при постепенном изменении параметров, выход которых за допустимые границы не всегда удается предупредить;

P_n – ВБР системы, обусловленная наличием элементов, отказы которых являются внезапными и могут быть предотвращены высоким качеством обслуживания.

Определим индивидуально для конкретной характеристики надежности (ВБР по рабочему параметру, вероятность своевременности работников, вероятность безотказной работы насоса по структурным элементам), вычислим по формуле (1) для интервала времени 500 часов [3-4].

$$P_{\text{общ}}(500) = 0,2632 \cdot 0,9999 \cdot 0,7149 = 0,1881.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 1.

Таблица 1 – Общая надежность

Наработка, ч	Общая надежность (теоретическая)	Общая надежность (экспериментальная)
500	0,7345	0,1881
1000	0,7295	0,1649
2000	0,7193	0,1529
5000	0,6905	0,1430
10000	0,6576	0,1377

Для наглядности построим график зависимости общей надежности от наработки (рисунок 1).

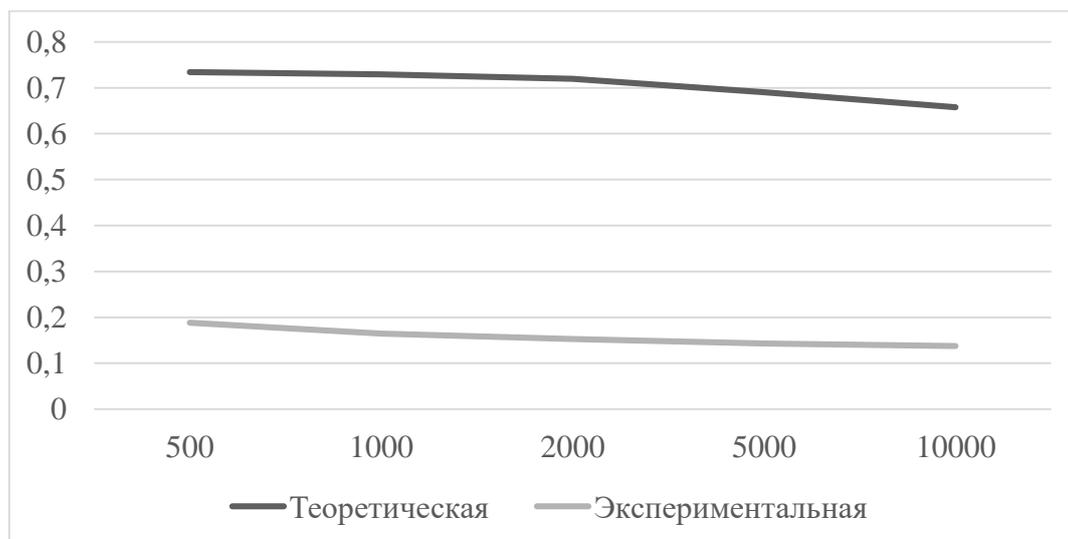


Рис. 1 – График зависимости общей надежности (экспериментальной и теоретической) от наработки

Соответственно, индивидуальные и коллективные риски примут следующие значения представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Индивидуальные и коллективные риски после оценки износа

Наработка, ч	R_{i1}	R_{K1}	R_{i2}	R_{K2}
500	$2,1 \cdot 10^{-2}$	1,9	$6,7 \cdot 10^{-2}$	1
1000	$2,4 \cdot 10^{-2}$	2,2	$7,8 \cdot 10^{-2}$	1,2
2000	$2,6 \cdot 10^{-2}$	2,3	$8,4 \cdot 10^{-2}$	1,3
5000	$2,8 \cdot 10^{-2}$	2,5	$8,9 \cdot 10^{-2}$	1,3
10000	$2,9 \cdot 10^{-2}$	2,6	$9,2 \cdot 10^{-2}$	1,4

На графике видно, что экспериментальная общая надежность намного ниже, чем теоретическая, поэтому необходимо провести проверку корреляционной связи 2-ух количественных показателей и выявить значимость данной связи.

В этой связи воспользуемся критерием Пирсона [1], вычисления которого проведем по формуле (2):

$$r_{xy} = \frac{\sum(d_x \cdot d_y)}{\sqrt{(\sum d_x^2 \cdot \sum d_y^2)}}, \quad (2)$$

где d_x, d_y – дисперсия показателей x, y .

Получившиеся показатели корреляции Пирсона трактуется согласно его абсолютным значениям и изменяются в пределах от 0 до ± 1 , приближеннее к 1 говорит о тесноте связи, в случае ≥ 1 или ≤ -1 , то в расчётах имеется ошибка. Если $r_{xy} = 0$, то корреляционная связь между двумя параметрами отсутствует.

Наиболее достоверным анализом корреляционной связи является таблица Чеддока (таблица 3).

Таблица 3 – Таблица Чеддока

Параметр r_{xy}	Корреляционная связь
менее 0,3	слабая
от 0,3 до 0,5	умеренная
от 0,5 до 0,7	заметная
от 0,7 до 0,9	высокая
более 0,9	весьма высокая

Статистическая значимость параметра r_{xy} определяется с использованием t -критерия, который вычисляется по формуле (3):

$$t_r = \frac{r_{xy} \sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r_{xy}^2}}, \quad (3)$$

где n – объем выборки.

Для корреляционной оценки воспользуемся результатами таблицы 1, вычислим суммы экспериментальной и теоретической надежности:

$$\sum P(T)_{\text{общ,теор}} = 0,7345 + 0,7295 + 0,7193 + 0,6905 + 0,6576 = 3,5314.$$

$$\sum P(T)_{\text{общ,эксп}} = 0,1881 + 0,1649 + 0,1529 + 0,1430 + 0,1377 = 0,7866.$$

Найдем средние арифметические (математическое ожидание) для $\sum P(T)_{\text{общ,теор}}$ и $\sum P(T)_{\text{общ,эксп}}$:

$$M_{\text{теор}} = \frac{\sum P(T)_{\text{общ,теор}}}{n} = \frac{3,5314}{5} = 0,7063.$$

$$M_{\text{эксп}} = \frac{\sum P(T)_{\text{общ,эксп}}}{n} = \frac{0,7866}{5} = 0,1573.$$

Определим для конкретного параметра сравниваемых значений показатель отклонения от среднего арифметического:

$$d_{\text{теор}} = x_i - M_{\text{теор}}, \quad (4)$$

$$d_{\text{эксп}} = y_i - M_{\text{эксп}}. \quad (5)$$

$$d_{\text{теор}1} = 0,7345 - 0,7063 = 0,0282,$$

$$d_{\text{эксп}1} = 0,5287 - 0,4669 = 0,0618.$$

Остальные расчеты проводятся аналогично, поэтому сведем их в итоговую таблицу 4, также возведем в квадрат величины отклонений и перемножим полученные значения.

Таблица 4 – Расчетная таблица для определения коэффициента корреляции Пирсона

Общая надежность (теоретическая)	Общая надежность (экспериментальная)	$d_{\text{теор}}$	$d_{\text{эксп}}$	$d_{\text{теор}}^2$	$d_{\text{эксп}}^2$	$d_{\text{теор}} \cdot d_{\text{эксп}}$
0,7345	0,1881	0,0282	0,0308	0,000795	0,000949	0,000869
0,7295	0,1649	0,0232	0,0076	0,000538	$5,78 \cdot 10^{-5}$	0,000176
0,7193	0,1529	0,013	-0,0044	0,000169	$1,94 \cdot 10^{-5}$	$-5,7 \cdot 10^{-5}$
0,6905	0,1430	-0,0158	-0,0143	0,00025	0,000204	0,000226
0,6576	0,1377	-0,0487	-0,0196	0,002372	0,000384	0,000955
Сумма				0,0041	0,0016	0,0022

Определим параметр корреляции Пирсона r_{xy} по формуле:

$$r_{xy} = \frac{0,0022}{\sqrt{0,0041 \cdot 0,0016}} = 0,8589.$$

Вычислим параметр t -критерия по формуле (3):

$$t_r = \frac{0,8589 \cdot \sqrt{39-2}}{\sqrt{1-0,8589^2}} = \frac{5,2248}{0,5121} = 10,202.$$

Согласно параметру степеней свободы $f = 39 - 2 = 37$ со значением значимости $p = 0,05$ определяем критическое значение $t_{\text{крит.}} = 2,07$. Параметр t -критерия $t_r = 10,202$ выше $t_{\text{крит.}} = 2,07$, поэтому связь статистически значимая.

Параметр Пирсона соответствует значению 0,8589 – высокая корреляционная связь между значениями общей надежности, полученной экспериментальным способом и теоретическим. Полученная корреляционная связь ($p < 0,05$) - статистически значимая.

Библиографический список:

1. Критерий корреляции Пирсона.: [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://medstatistic.ru/methods/methods8.html>, свободный. – Яз.Рус. (Дата обращения: 09.02.2023 г.).
2. Северцев, Н.А. Теория надежности сложных систем в отработке и эксплуатации [Текст]: учебное пособие / Н.А. Северцев. – Москва : Юрайт, 2019. – 435 с.
3. Повышение пожарной безопасности насосных агрегатов нефтешахт / Нор Е.В., Грунковой Т.В., Фатхуллин К.Д. // Пожарная и аварийная безопасность. Сборник материалов XVII Международной научно-практической конференции, посвященной 90- й годовщине образования гражданской обороны. Иваново, 2022. С. 136-139.
4. Применение теории подобия и физических основ надежности при определении вероятности отказа насосного агрегата / Фатхуллин К.Д., Грунковой Т.В. // Безопасность жизнедеятельности предприятия в промышленно развитых регионах. Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции. Кемерово, 2021. С. 136-1-136-10.

Математическая модель построения функции принадлежности в задачах оценки достоверности запасов углеводородов

Кожевникова П. В.¹, Чувашов А. А.¹, Шпаковский Д. В.²

1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

2 – ООО «Консалт-Информ», г. Ухта, Россия

Характерной особенностью моделирования запасов углеводородов является то обстоятельство, что принимать решения о значении параметров, характеризующих модель изучаемого объекта, приходится в условиях неопределенности. Данная неопределенность связана с:

- неопределенностью исходных данных;
- неопределенностью в определении связей между различными параметрами [1].

Такого рода неопределенность не учитывается при решении задач подсчета запасов углеводородов, поэтому необходимо выполнять оценку достоверности полученных геологических моделей с использованием аппарата нечеткого моделирования [2, 3].

Связи между параметрами выводятся из экспериментальных исследований значений параметров на образцах горных пород – керновом материале. Итогом таких измерений служат массив значений группы параметров $\mathbf{p} = \{p_i, i = 1 \div I\}$, и группы параметров $\mathbf{q} = \{q_j, j = 1 \div J\}$. Параметры \mathbf{p} это те, по измеренным значениям которых выполняется прогноз значений \mathbf{q} .

Основой аппарата нечеткого моделирования является конструирование поля рассеяния, представляющее исходные данные в форме нечетких величин. Поле рассеяния представляет линейную комбинацию функций экспоненциальной модели [4]:

$$\mathfrak{X}^\varepsilon(\mathbf{s}) = \sum_{k=1}^K \omega_{s^k} \frac{1}{\sqrt{\pi} \zeta_{s^k}} e\left(-\frac{|s-s^k|^2}{\zeta_{s^k}^2}\right),$$

где \mathbf{s} – ячейка сетки, для которой выполняется расчет,

ε – погрешность, с которой выполняется расчет поля рассеяния,

ζ_{s^k} – эффективный параметр источника, влияющий на рассеяние данных,

K – количество источников информации,

\mathbf{s}^k – ячейка, в которой расположен k -ый источник,

ω_{s^k} – вес k -го источника.

Решение задачи заключается в распределении источников \mathbf{s}^k , нахождении веса ω_{s^k} и эффективного параметра ζ_{s^k} для каждого источника. Алгоритм решения состоит из двух этапов:

- на первом этапе решается задача расположения источников;
- на втором – подбор веса и эффективного параметра для каждого источника.

Для определения местоположения источников используется алгоритм кластеризации, для подбор веса и эффективного параметра для каждого источника – итерационный процесс с использованием производной Фреше, в рамках которого происходит адаптация модели (поля рассеяния) к реальным данным (карте плотности). Процесс завершается, когда разница между реальными данными и полем рассеяния принимает удовлетворительно малое значение, либо не удалось получить новый вектор входных параметров.

Разработанный метод был опробован на тестовом примере, где исходными данными является отношение между петрофизическими параметрами «Пористость по ГИС – пористость по керну».

Для вычислений была выбрана расчетная сетка S размером 25×25 [5]. Полученная карта плотности данных $A(\mathbf{s})$ представлена на рисунке 1Б. Большинство ячеек с данными принимают значение 0.1, а максимум составляет 0.04.

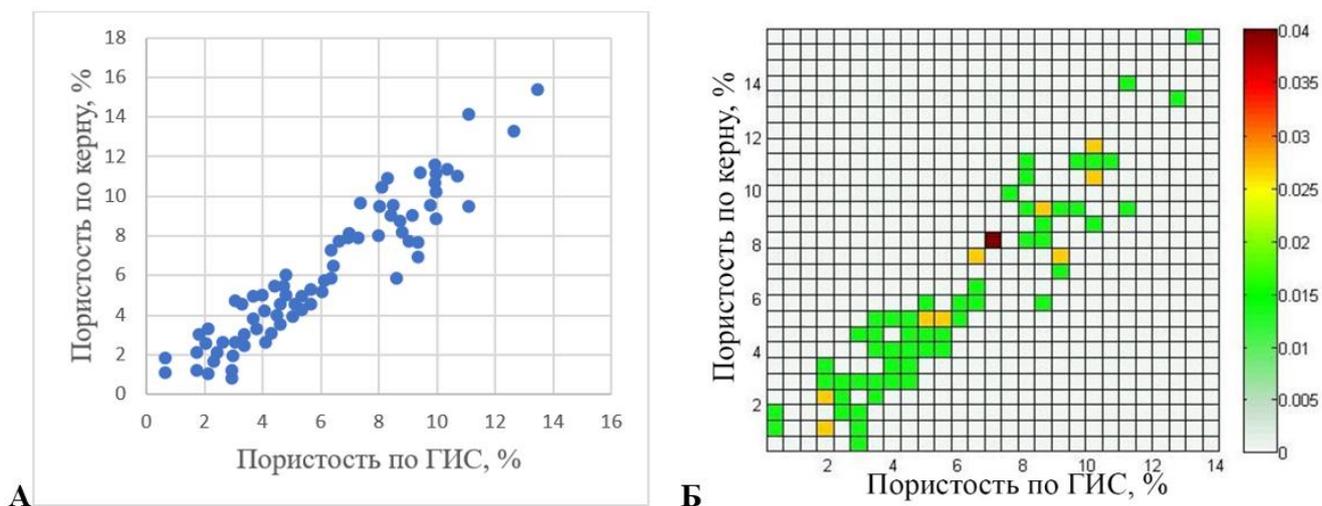


Рис. 1 – Исходные данные (а) – набор одновременно измеренных значений между параметрами «пористость по ГИС» и «пористость по керну»; карта плотности исходных данных (б)

Перед началом итерационного процесса значения источников были приравнены 1, а эффективные параметры по всей области расчетов были заданы 1 (см. рисунок 2).

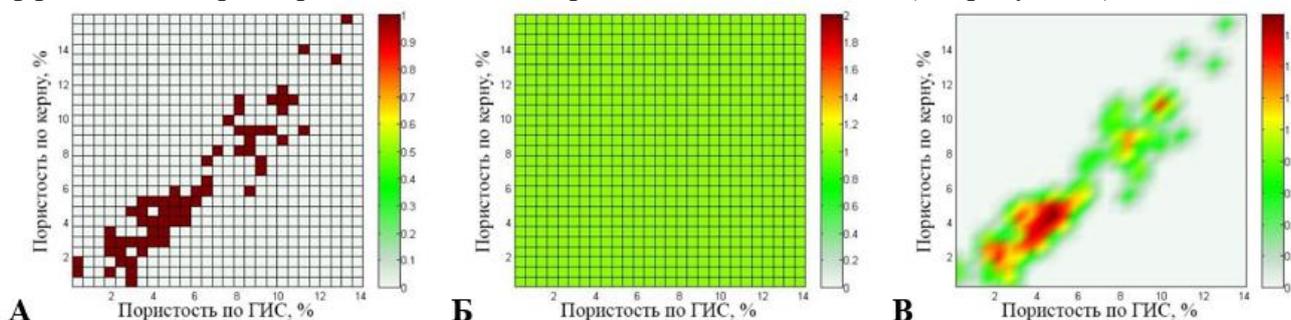


Рис. 2 – перед итерационным процессом: карта источников (а), карта эффективных параметров (б) и поле рассеяния (в)

Карта источников (см. рисунок 3А), полученная на 20-ой итерации, принимает значения в диапазоне от 0 до 0.15, карта эффективных параметров (см. рисунок 3Б) – от 1 до 2.6. Поле рассеяния (см. рисунок 3В) принимает значения в диапазоне от 0 до 0.039 с относительной погрешностью 2.26%.

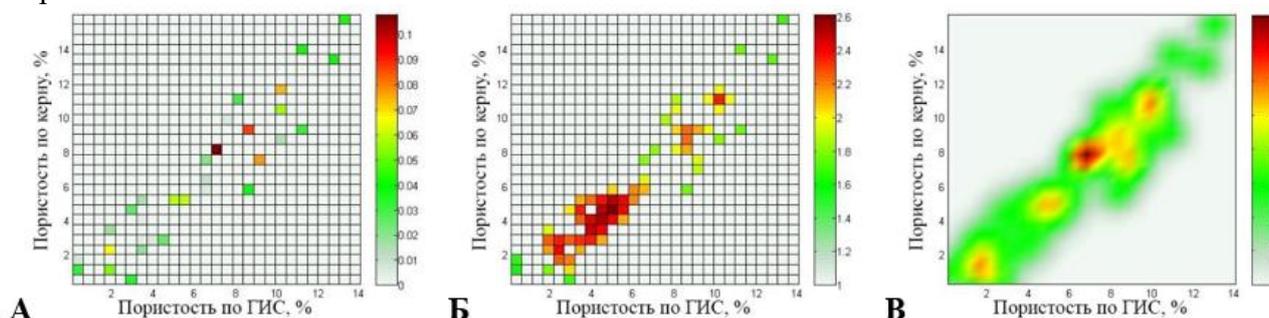


Рис. 3 – 20-ая итерация: карта источников (а), карта эффективных параметров (б) и поле рассеяния (в)

Карта источников (см. рисунок 4А), полученная на 100-ой итерации, принимает значения в диапазоне от 0 до 0.11, карта эффективных параметров (см. рисунок 4Б) – от 1 до 2.6. Поле рассеяния (см. рисунок 4В) принимает значения в диапазоне от 0 до 0.039 с относительной погрешностью 2.16%.

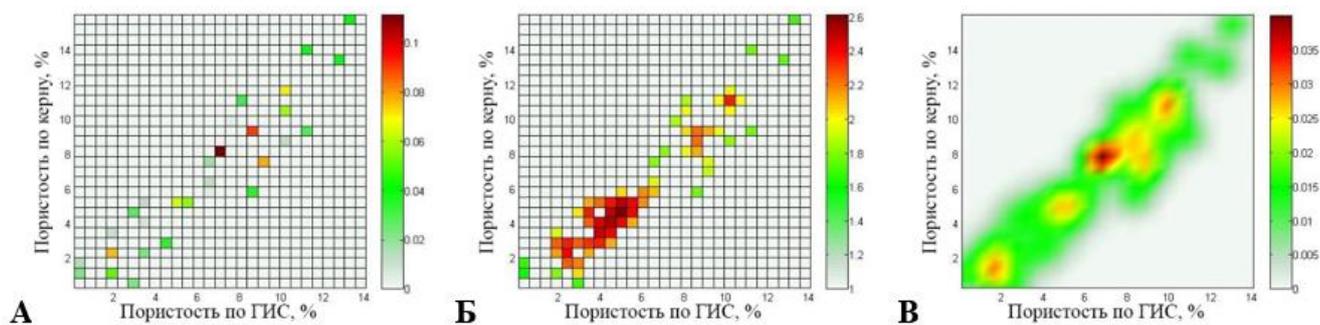


Рис. 4 – 100-ая итерация: карта источников (а), карта эффективных параметров (б) и поле рассеяния (в)

Если посмотреть на изменение относительной погрешности в итерационном процессе (см. рисунок 5), резкий спад погрешности происходит за первые десять итераций, затем погрешность практически перестает изменяться.

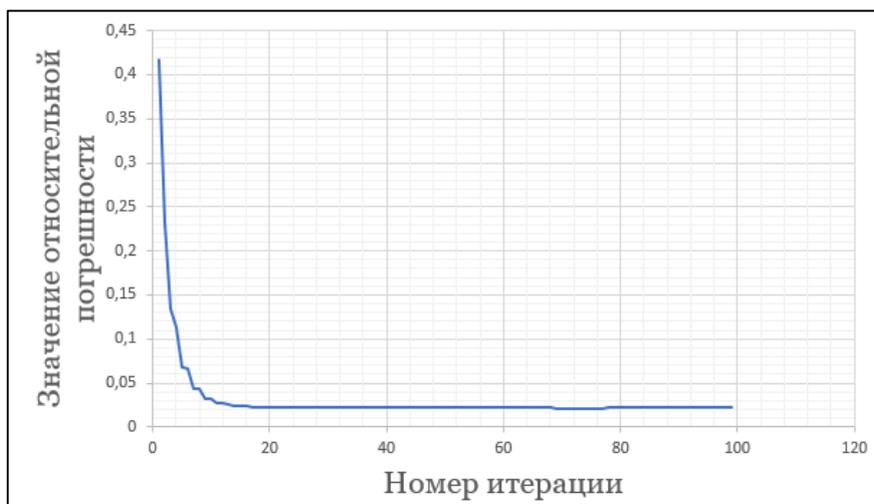


Рис. 5 – Изменение относительной погрешности в итерационном процессе

Заключение

- 1) Для распределения источников информации при представлении набора одновременно измеренных значений параметров можно использовать алгоритм кластеризации.
- 2) Для расчета весов и эффективного параметра для каждого источника допустимо использовать итерационный процесс, в основе которого лежит производная Фреше.

Библиографический список:

1. Кобрунов А. И. Математические методы моделирования в прикладной геофизике (избранные главы). В 2-х ч. Ч. 2. Системный анализ и моделирование в условиях неопределенности : учебное пособие / А. И. Кобрунов.– Ухта : УГТУ, 2014.– 155 с.
2. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Сравнительный анализ использования вероятностных и нечетких методов оценки неопределенности и рисков при подсчете запасов и ресурсов углеводородов // Нефтяное хозяйство.– 2011.– № 9.– С. 44–49.
3. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышникова О.А. Методы анализа неопределенностей геолого-промысловых систем и нечеткие имитационные модели // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.– 2015.– № 5.– С. 33–43.
4. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Математическое моделирование нечетких петрофизических зависимостей // Современные наукоемкие технологии.– 2018.– № 10.– С. 50-55.
5. Кожевникова П. В., Кунцев В. Е., Чувашов А. А. Влияние шага расчетной сетки при построении функций принадлежности отношений между петрофизическими параметрами // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки.– 2021.– №7.– С. 65-70.

Применение метода анализа иерархий для оптимизации процесса электролизного восстановления железа в цикле регенерации наночастиц магнетита

Смирнов Ю. Г., Ивенина И. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Данная работа выполнена в рамках исследований по очистке воды от нефтяного загрязнения методом разделения водонефтяной эмульсии с использованием наночастиц магнетита.

В нашей предыдущей работе [1] описана смоделированная и опробованная в лабораторных испытаниях технология регенерации рабочей суспензии магнетита, которая может быть реализована непосредственно на предприятии и, тем самым, позволит реализовать очистку воды по принципу замкнутого цикла рабочего реагента. Внедрение узла регенерации в цикл очистки воды является оптимальным решением экологических, экономических и логистических задач проекта.

Однако, анализ технологии показал, что регенерация железа, как основного элемента рабочего реагента, происходит не в полной мере: в процессе очистки происходит наработка трехвалентного железа, избыток которого выводится из цикла и нуждается в дополнительной утилизации; напротив, двухвалентное железо постоянно необходимо добавлять к приготавливаемому рабочему раствору, поскольку без него невозможно образование магнетита. Таким образом, возникла проблема более полного возвращения железа в технологическую схему очистки воды.

Известны способы химического и электрохимического восстановления железа. Химические способы были отвергнуты сразу, поскольку связаны использованием дополнительных химических реагентов, что неизбежно повлияло бы на экономический и экологический аспект метода. Поэтому был использован метод электролиза водного раствора соли трехвалентного железа с железными электродами.

Задачей электролиза является получение рабочего раствора для осаждения магнетита с необходимым количественным соотношением ионов Fe^{2+} и Fe^{3+} . В процессе окислительно-восстановительной реакции ионы трехвалентного железа в растворе замещаются на ионы двухвалентного железа.

Итоговое уравнение электролиза с учетом анодных (окисление железа анода) и катодных (восстановление железа и водорода) реакций может быть показано так:



где $Fe_{(A)}$ - анодное железо, $Fe_{(K)}$ - железо, выделяющееся на катоде. Данное уравнение позволяет провести расчет материального баланса процесса электролиза.

Необходимо отметить, что процесс электролиза является сложным многостадийным физико-химическим явлением, поэтому подвержен воздействию множества факторов, таких как состав анода, подвижность ионов в растворе и, следовательно, ионный состав, вязкость и концентрация в электролите. Немаловажным может быть также эффект перенапряжения на электродах, который может замедлить некоторые химические процессы. Поэтому была поставлена серия предварительных экспериментов, которые позволили оценить возможность моделирования процесса, то есть была проведена оценка сходимости экспериментальных и теоретически рассчитанных данных электролиза.

Теоретическое прогнозирование основано на законе Фарадея, согласно которому количество вещества, окисленного или полученного в процессе электролиза, прямо пропорционально количеству электричества, прошедшего через раствор:

$$m = \frac{I \cdot \tau \cdot m_э}{F} \quad (1)$$

где I - сила тока, А; $m_э = 28$ г/моль-экв - масса эквивалента; $F = 96500$ Кл/моль – константа Фарадея; τ - время электролиза, сек.

Оптимизация процесса (сила тока, продолжительность электролиза, концентрация исходного раствора) дает возможность регулирования относительной концентрации ионов железа в растворе для получения нужных пропорций.

Для оптимизации указанного процесса может быть с успехом использован метода анализа иерархий (МАИ), разработанный Т. Саати [2], который представляет собой математический инструмент системного подхода к сложным проблемам принятия решений. В настоящее время этот метод довольно широко применяется для решения практических задач в различных областях науки и технологий. МАИ позволяет наглядным образом структурировать сложную проблему принятия решений в виде иерархии, что дает возможность сравнить и выполнить количественную оценку альтернативных вариантов решения рассматриваемой задачи.

Указанный метод основывается на структурировании задачи и построении многоуровневой иерархической структуры, включающей цель, критерии и альтернативы решения задачи. Важной отличительной особенностью данного метода является факт имеющегося критерия оценки качества суждений эксперта.

На начальном этапе применения МАИ требуется построить иерархическую структуру, включающую цель (в данном случае – оптимизация процесса), критерии, альтернативы и прочие факторы, которые влияют на выбор решения. Построение указанной структуры дает возможность более детально оценить особенности решаемой задачи.

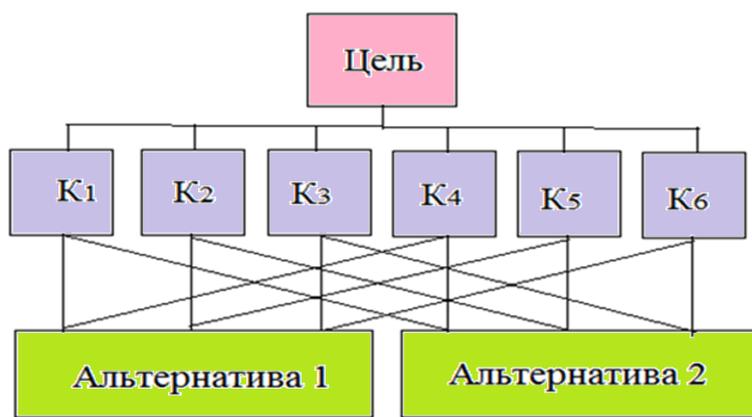


Рис. 1. Вид иерархической структуры МАИ. К₁ - К₆ – критерии.

Для расчета весовых значений критериев с учетом вербально-числовой шкалы сравнений Саати (табл. 1) необходимо построить матрицу парных сравнений значимости критериев (табл. 2).

Таблица 1. Шкала сравнений Саати.

Степень важности	Определение
1	Одинаковая значимость
3	Некоторое преобладание значимости одного действия перед другим
5	Существенная или сильная значимость
7	Очень сильная или очевидная значимость
9	Абсолютная значимость
2, 4, 6, 8	Промежуточные значения между соседними значениями шкалы

Таблица 2. Матрица парных сравнений значимости критериев.

Критерии	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅	К ₆
К ₁	1	w ₁₂	w ₁₃	w ₁₄	w ₁₅	w ₁₆
К ₂	1/ w ₁₂	1	w ₂₃	w ₂₄	w ₂₅	w ₂₆
К ₃	1/ w ₁₃	1/ w ₂₃	1	w ₃₄	w ₃₅	w ₃₆
К ₄	1/ w ₁₄	1/ w ₂₄	1/ w ₃₄	1	w ₄₅	w ₄₆
К ₅	1/ w ₁₅	1/ w ₂₅	1/ w ₃₅	1/ w ₄₅	1	w ₅₆
К ₆	1/ w ₁₆	1/ w ₂₆	1/ w ₃₆	1/ w ₄₆	1/ w ₅₆	1

Значимость i -го критерия определяется по следующей схеме. Находится собственный вектор приоритетов матрицы, для чего вычисляется среднее геометрическое каждой строки матрицы. Обозначая элементы матрицы через a_{ij} с учетом того обстоятельства, что число критериев равно n , получим для строки матрицы

$$w_i = \sqrt[n]{(a_{i1} \cdot a_{i2} \cdot a_{i3} \cdot \dots \cdot a_{in})} \quad (2)$$

Далее полученные значения нормализуются по формуле (3). В результате получается нормализованный вектор приоритетов (НВП) матрицы W_i

$$W_i = \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}, \quad (3)$$

где w_i - коэффициент значимости i -го критерия;
 n - число критериев.

Найденные нормализованные веса критериев (НВП) W_i и являются искомыми весами значимости критериев, входящими в формулу расчета обобщенных показателей желательности функции Харрингтона для j -го варианта альтернативы

$$D = \prod_{i=1}^n (d_i)^{W_i} \quad (4)$$

где d_i - показатель желательности альтернативы по i -му критерию;
 W_i - значимость i -го критерия;
 n - количество критериев.

Описанный подход с использованием математического аппарата на основе метода анализа иерархий с применением обобщенной функции желательности [3] позволяет получить более точный обобщенный показатель для оценки эффективности той или иной методики электролизного восстановления железа в цикле регенерации наночастиц магнетита.

Рассмотренный математический аппарат предполагается применить для анализа результатов экспериментальных исследований процесса электролизного восстановления железа в цикле регенерации наночастиц магнетита, используемого для разделения водонефтяных эмульсий.

Библиографический список:

1. Ивенина И. В. Разработка технологии регенерации наночастиц магнетита в процессе очистки воды от эмульгированной нефти [текст] / И. В. Ивенина, Ю. Г. Смирнов, А. А. Лютоев, Е. И. Истомина // Научно-технический вестник Поволжья. – 2018. – №7. – С. 24-28.
2. Саати Т.Л. Принятие решений. Метод анализа иерархий. — М.: Радио и связь, 1989. — 316 с.
3. Смирнов Ю.Г., Ивенина И.В. Применение обобщенной функции желательности для выбора методики регенерации наночастиц магнетита в цикле очистки пластовых вод Усинского месторождения // Научно-технический вестник Поволжья. №5, 2022. С.57-60.

УДК 622.248.3

Исследование причин и прогноз поглощений на месторождениях Восточной Сибири

Левенец Н. А.

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

Восточно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция — динамично развивающийся центр нефтегазовой промышленности России. В данном регионе разведанные и предварительно оцененные запасы нефти превышают 3,6 млрд т, степень разведанности — 11,8 %, доля неоткрытых ресурсов составляет 76 %. Нефтеносность Восточной Сибири, связана с развитием карбонатных коллекторов, которые приурочены к интервалам траппов.

Интервалы трапповых интрузий состоят из крепких пород и представлены долеритами с высокой физико-механической прочностью [1]. Интрузии характеризуются аномально низкими пластовыми давлениями и высокой естественной трещиноватостью, тектоническими

Также был проведен анализ промысловых данных об интенсивности поглощений бурового раствора при бурении пяти скважина №6018, 6802, 6602, 6705 и 6019 на Среднеботуобинском месторождении, находящимся на ранней стали разработки. При помощи программы для обработки электронных таблиц MSExcel и специальной функции визуализации и анализа данных «сводная таблица» обработаны более 4 000 значений интенсивности поглощений.

В результате анализа построены диаграммы, характеризующие интенсивность поглощений на всех интервалах бурения до глубины забоя (рис.2-3).

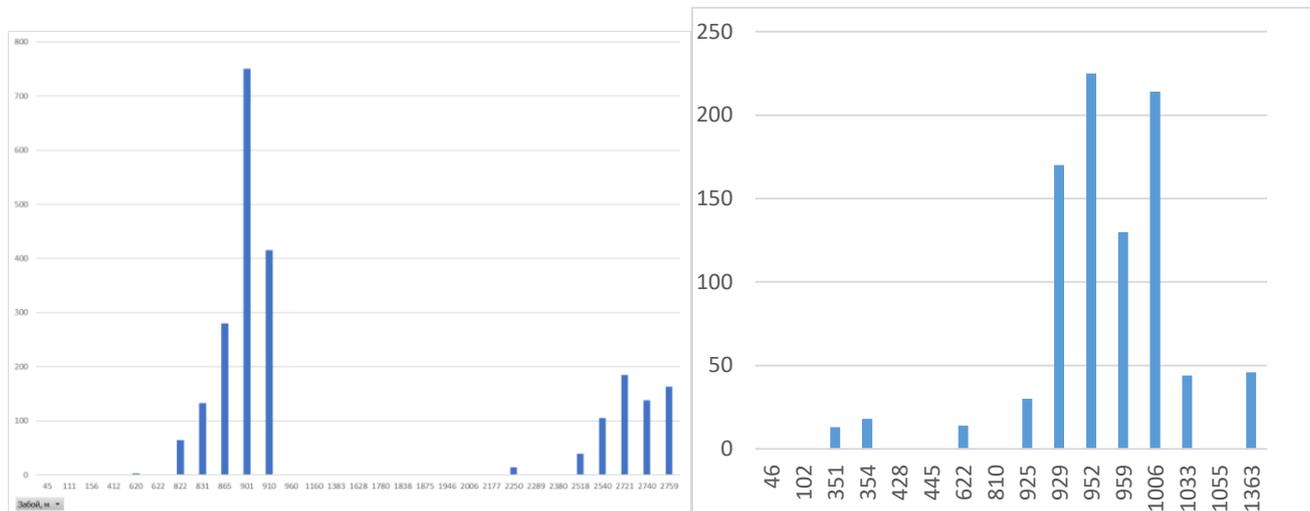


Рис. 2 - Интенсивность поглощения на скважинах №6802 и 6705, м³/сутки

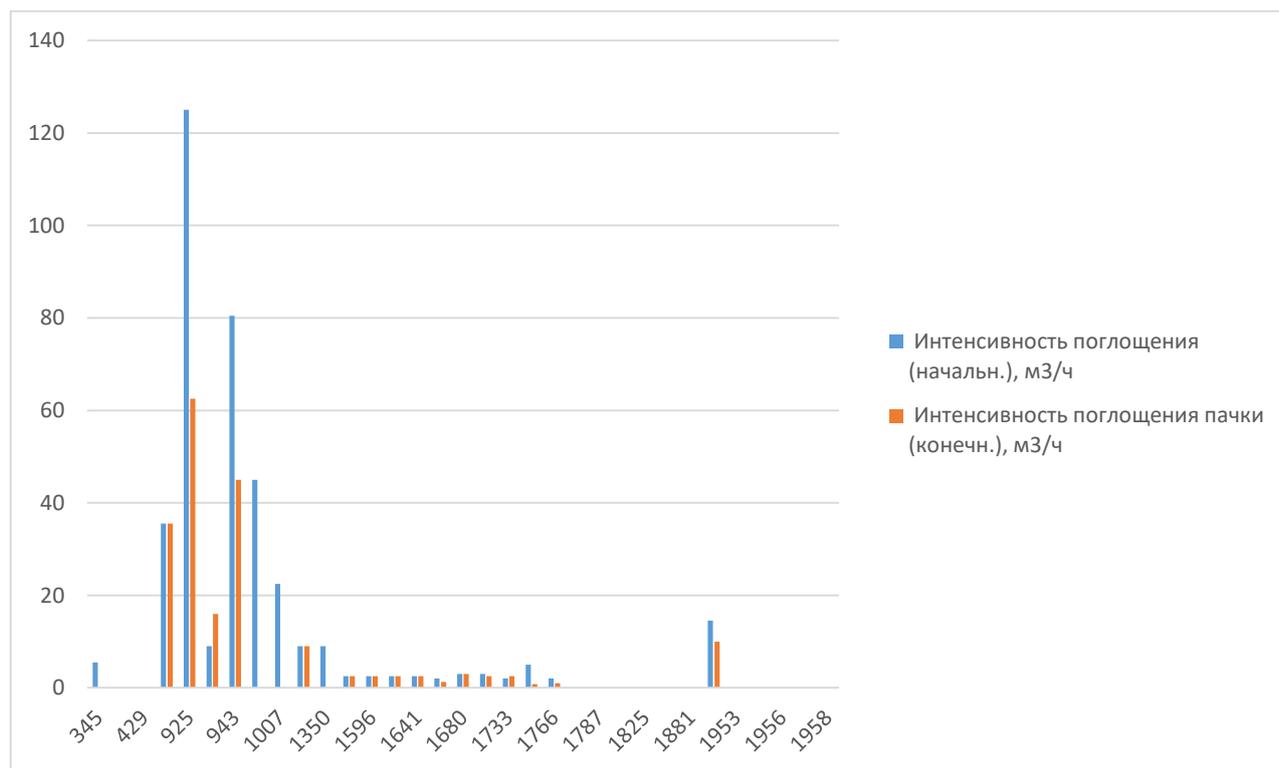


Рис. 3 - Интенсивность поглощения на скважине №6018, м³/час

На основании полученных диаграмм можно наглядно выявить интервалы зон интенсивного поглощения. На скважине 6018 они соответствуют интервалу глубин от 600 до 1007 метров, имеют расход бурового раствора свыше 20 м³, что позволяет определить классификацию поглощения (полное и на некоторых глубинах – катастрофическое, когда выход жидкости на поверхность полностью прекращается).

Таким образом, очевидно, что строительство скважин в данном регионе сопровождается комплексом проблем, в результате которых происходит снижение скорости проходки, быстрый

износ долота, материальные затраты на борьбу с поглощениями промывочной жидкости, а также аварии (прихват инструмента).

Во многих случаях потерю циркуляции невозможно предотвратить в буровых породах, которые являются кавернозными, трещиноватыми или рыхлыми. Истощенные пласты низкого давления (обычно пески) аналогичны близки к потере циркуляции. Грубые рыхлые пласты могут иметь достаточно высокую проницаемость, чтобы весь буровой раствор проникал в скелет пласта, вызывая потерю циркуляции при бурении. Такая высокая проницаемость часто присутствует в неглубоких песках и гравийных пластах.

Разновидности поглощений:

1 Полное или катастрофическое поглощение, когда вся промывочная жидкость, которая закачивается в буровую скважину насосами, растекается по трещинам и полостям породы, а до устья скважины не доходит;

2 Частичное поглощение, когда часть жидкости выходит в желобную систему.

Анализ фактических данных эксплуатационного бурения выявил что количественный прогноз поглощения бурового раствора крайне необходимо для контроля потери циркуляции: если глубина залегания траппов увеличивается, то увеличиваются и объемы поглощений, которые доходят до катастрофических (более 60 м³/ч) в интервалах нижнетолбачанской и юрегинской свит[2].

Попытки контролировать проблему поглощений в траппах привели к необходимости поиска путей решения данного вопроса.

Есть несколько методов ликвидации осложнений, таких как

- подбор рецептур буровых
- бурение интервала начинать на пресном полимер-глинистом буровом растворе
- при первых признаках появления каменной соли в шламе перейти на соленасыщенный полимерный буровой раствор
- применение роторной КНБК с полноразмерными калибраторами для поддержания вертикальности ствола скважины
- герметизировать устье скважины (на глубине КНБК 618 м.) совместно с трубным пространством
- выбор конструкции долота 293/219 мм, позволяющий бурение с более высокой скоростью проходки
- перед бурением траппов снизить производительность насосов и нагрузку на долото до минимально возможных значений;
- установка гипсоцементных мостов различной плотности в два этапа
- применение состава Ultra-Block в качестве кольматирующей пачки перед проведением тампонажных работ

Также был проведен анализ характеристик возникновения поглощений в траппах при бурении. В результате были определены три основные категории скважин: скважины, в которых потери произошли сразу после проникновения в верхнюю часть кровли траппов (10-20 % фонда скважин); вторая - скважины, пробуренные с пачкой материала для борьбы с поглощением без каких-либо потерь (70-80 % фонда скважин); третья - скважины, пробуренные без проблем) 10-20 %).

После такого распределения физических свойств при бурении интервала трапповой интрузии на кустовых площадках на три категории, каждая из которых определяла методику бурения и борьбы с поглощениями, появилась возможность с высокой долей вероятности прогнозировать поведение траппов при бурении новых кустовых площадок и степень интенсивности поглощений.

Подводя итог, можно определить, что основные методы предупреждения поглощений можно условно разделить на две группы:

1 контроль за предотвращением притока пластовых флюидов. Это осуществляется за счет поддержания гидростатического давления столба буровых растворов выше порового давления;

2 прекращение поступления пластовых флюидов в ствол скважины и их контролируемая циркуляция из скважины.;

Библиографический список:

1. Ликвидация поглощений в высокотрещиноватых трапповых долеритовых интрузивах Среднеботуобинского месторождения / А. Ю. Беляков [и др.]. - (Технологии). - Текст : непосредственный // Бурение & нефть. - 2016. - № 2. - С. 44-46
2. Мартынов Н.Н., Заливин В.Г. Технология ликвидации поглощений бурового раствора при бурении в интервалах трапповых интрузий. - Текст : электронный // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых., 2018. - №41(4). - С.107–117. DOI: 10.21285/2541-9455-2018-41-4-107-117

УДК 519.673

Оценка технического состояния агрегатов транспортных средств с использованием технологии нечеткого моделирования

Чувашов А. А.¹, Кожевникова П. В.¹, Мушинский В. Л.²

1 – Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

2 - ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз, Усинск, Россия

Аннотация. В данной работе предлагается использование теории нечетких множеств при интерпретации полученных в лабораторных условиях данных по анализу смазочных материалов, работавших в агрегатах автотранспортных средств. Предлагаемые алгоритмы позволят избавиться от недостоверных значений, очень часто встречающихся в данных подобного происхождения. Достоверные значения показателей отработанных смазочных материалов позволяют механикам различных предприятий, эксплуатирующих автомобили, предпринимать своевременные действия по обслуживанию транспортных средств, а также предотвращению преждевременного выхода агрегатов и узлов из строя, что уменьшает финансовые затраты на дорогостоящий ремонт.

Ключевые слова: моторное масло, трансмиссионное масло, математическое моделирование, нечеткое моделирование, кластеризация, оптимизационная задача.

Задача своевременной и качественной диагностики технического состояния агрегатов транспортных средств является одной из важнейших, поскольку обнаружение проблем на ранней стадии позволяет значительно сократить затраты на дорогостоящий ремонт [1]. В настоящее время как в РФ, так и за рубежом развиваются различные методики по выявлению неисправностей в узлах транспортных средств с помощью интервального анализа работающих в них смазочных материалов (масла) в течение эксплуатации (по пробегу и (или) моточасам). Такой вид диагностики имеет ряд преимуществ:

1. проведение диагностики без разбора узлов;
2. неисправность узла (трансмиссии, двигателя, редукторов) выявляется на одной из ранних стадий, что напрямую влияет на стоимость ремонта;
3. отбор проб масла для анализа исключает необходимость транспортировки диагностического оборудования к месту работы техники, или, наоборот, доставку техники в пункт диагностики;
4. с помощью данного анализа возможно выявление фактической потери смазочными материалами эксплуатационных свойств и их оперативной замены, а не по регламентным интервалам.

Авторами [2] описывается создание цифровой системы мониторинга техники. Согласно этой системы, в узел автомобиля устанавливается разработанный датчик скорости износа, принцип работы которого основан на улавливании в работающем смазочном материале содержания продуктов износа – металлических частиц, повышенное содержание которых, как правило, образуется следующими факторами:

- износостойкость деталей;
- эффективность системы очистки масла;

- применение некачественных (фальсифицированных) масел со сниженным содержанием противоизносных компонентов;
- сильное превышение рекомендуемого производителем масла интервала замены.

В таблице 1 представлены предельные (браковочные) показатели содержания частиц железа в маслах, работающих в различных агрегатах.

Таблица 1 – Показатели содержания частиц железа

№	Агрегат	Содержание частиц железа	
		Нормальное значение, мг/л масла, не более	Предельно допустимое значение, мг/л масла
1	Гидравлические механизмы и системы	10	30
2	Двигатель внутреннего сгорания	30 (бензиновый ДВС) 60 (дизельный ДВС)	150 (бензиновый ДВС) 300 (дизельный ДВС)
3	Компрессоры	25	50
4	Механические трансмиссии	80	200
5	Турбинные агрегаты	20	30

Затем, по беспроводному протоколу Bluetooth происходит периодическая передача показателей водителю, либо механику предприятия для дальнейшего реагирования.

В программное обеспечение встроен алгоритм, позволяющий прогнозировать дальнейшее поведения масла и давать рекомендации о необходимости его замены. Недостатком данного прогноза является то, что он выполняется на основании статистических данных, взятых из базы имеющихся замеров аналогичных узлов. Соответственно, возникает возможность наследования статистических ошибок, описанных ранее при рассмотрении классических подходов к оценке достоверности подсчетов запасов углеводородов.

Применение созданного в рамках диссертационной работы программного комплекса при анализе показателей смазочного масла может позволить повысить точность прогноза его дальнейших эксплуатационных свойств, что положительно скажется на стоимости обслуживания транспорта. Для обоснования возможности применения необходимо воспользоваться представленными в работе [3] данными по замерам количества металлических частиц в масле и прогнозами эксплуатационных свойств, выполнить собственные исследования на этих же данных с применением созданного математического аппарата, сопоставить результаты и сделать выводы.

Представленные далее расчеты проведены с использованием программного комплекса, разработанного авторами статьи на языке программирования C#, вывод графических результатов осуществлялся в среду MatLab. Данный комплекс разрабатывался для решения задачи оценки достоверности исходных данных, используемых при прогнозировании запасов углеводородов, то есть в нефтегазовом деле. Однако, учитывая, что в его основе находится математическая нечеткая модель, можно утверждать, что применение этого комплекса возможно в различных отраслях прикладной области естественных наук. Для обоснования данного утверждения проведены нижеследующие экспериментальные расчеты.

Алгоритм решения задачи оценки достоверности исходных данных состоит из двух этапов:

- на первом этапе решается задача расположения источников;
- на втором – подбор веса источников.

Первый этап

Для определения местоположения источников на сетке воспользуемся алгоритмом кластеризации. Кластеризация – это разбиение исходных данных на кластеры. Кластеры представляют из себя группы со схожими характеристиками, которыми, в нашем случае, являются значения одновременно измеренных параметров.

В основе алгоритмов кластеризации лежит критерий сравнения объектов, которым, как правило, является расстояние. Для расчета расстояния была выбрана метрика квадрата евклидова расстояния (ρ) между объектами x и x' :

$$\rho(x, x') = \sum_i^n (x_i - x'_i)^2,$$

где n – количество характеристик объекта.

В качестве алгоритма кластеризации для решения поставленной задачи был выбран метод k -средних, позволяющий построить оптимальное решение (выбор координат источников) на основе минимизации суммарного квадратичного отклонения объектов кластера от центров данных кластеров:

$$\min_C \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^M \rho(\mathbf{a}_i, \mathbf{s}^k),$$

здесь $C = \{\mathbf{s}^k; k = 1 \div K\}$ – набор кластеров.

Входными данными для решения задачи кластеризации являются вектор значений параметров и количество источников. Выбранный метод удобен тем, что рассчитанные центры кластеров будут использованы в качестве координат источников данных.

Второй этап

Для решения задачи (1) в рамках второго этапа с целью расчета весов источников в точках (центров кластеров), полученных на первом этапе, можно воспользоваться алгоритмом Хука-Дживса. Данный метод относится к методам прямого поиска экстремума функции и состоит из исследующего поиска и поиска по образцу. Исследующий поиск предназначен для определения направления минимизации. Поиск по образцу заключается в изменении параметров функции вдоль выбранного направления. Метод Хука-Дживса широко применяется при решении инженерных задач [4].

Проведение экспериментальных расчетов

В качестве исходных данных для исследования были выбран графики зависимости содержания частиц износа от пробега двигателя внутреннего сгорания в трех образцах моторного масла разных одного и того же класса (10W40 API SG/CD) разных производителей (рисунок 1), а также зависимость содержания частиц износа от пробега трансмиссионного масла 85W90 API GL4 механической трансмиссии переключения передач автомобиля семейства «ГАЗель» (рисунок 2). По утверждениям авторов [3], данные значения получены путем исследования реальных образцов масел.

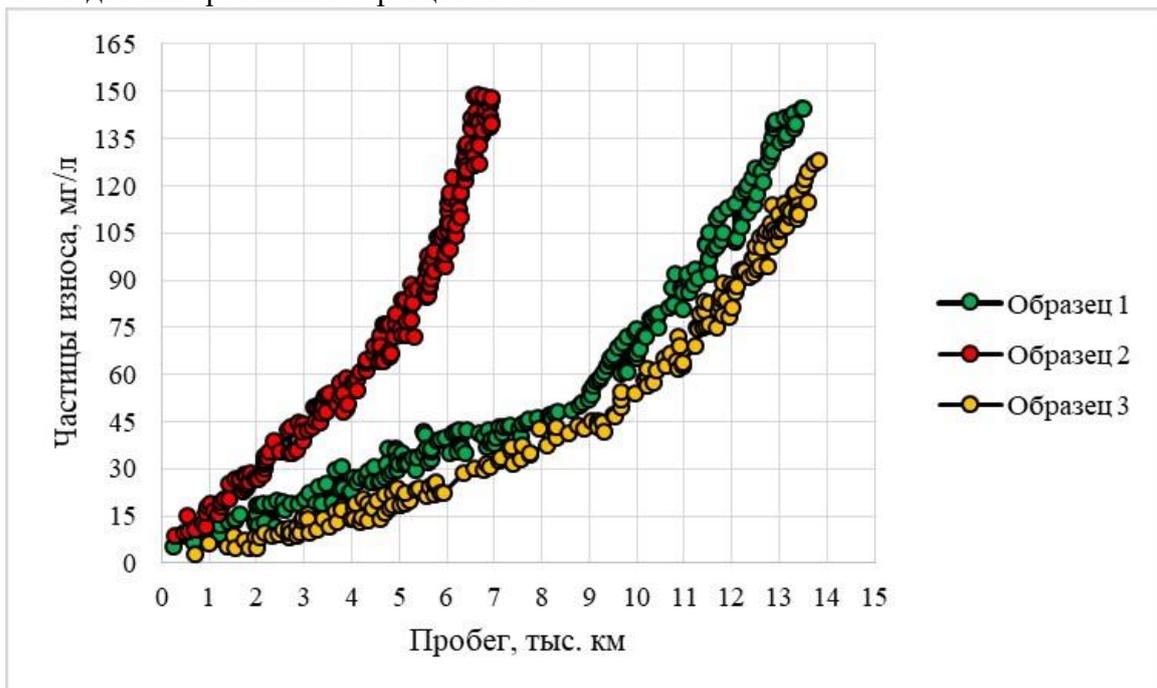


Рис. 1 – Данные по исследованиям образцов моторного масла

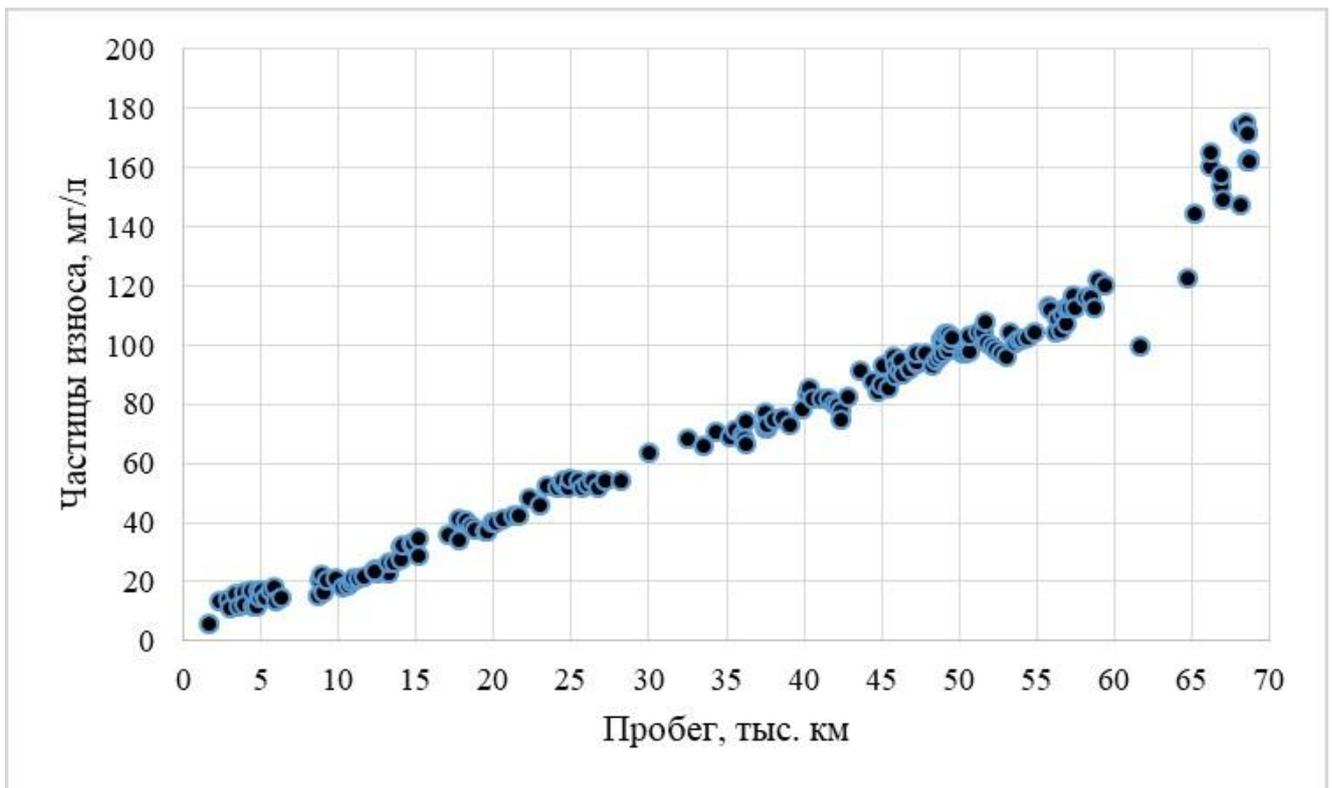


Рис. 2 – Данные по исследованиям образца трансмиссионного масла

Затем, с помощью программы Graph2Digit, была произведена оцифровка данных графиков в таблицы Microsoft Excel. На следующем шаге данные таблицы загружались в созданный программный комплекс, и производился расчет. Для вычислений была выбрана расчетная сетка S размером 50×50 (согласно проводившимся ранее исследованиям по подбору расчетной сетки [5]). Расчеты были выполнены по трем образцам моторных масел, и по образцу трансмиссионного масла. На рисунках 3-6 представлены результаты.

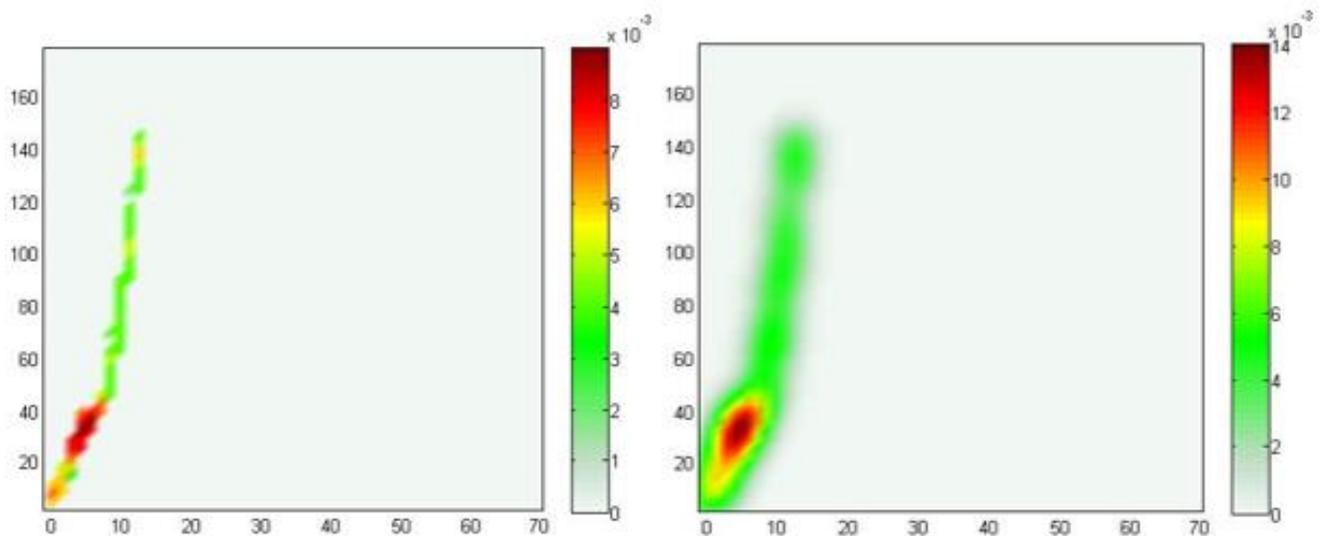


Рис. 3 – Исследование исходных данных образца моторного масла 1: карта источников (слева), поле рассеяния (справа)

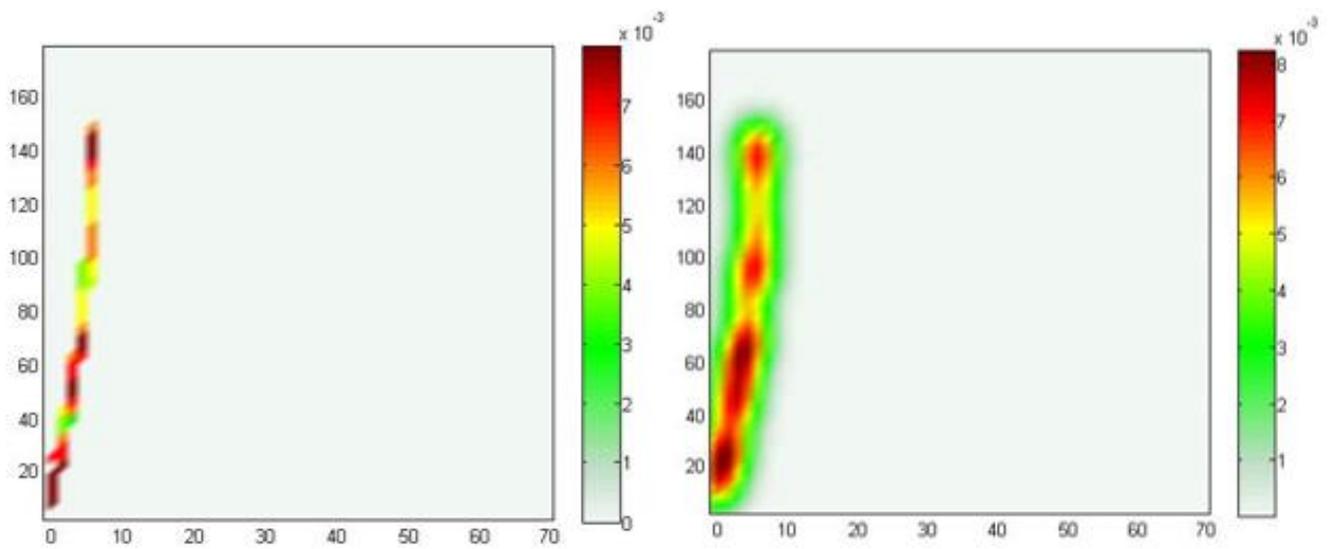


Рис. 4 – Исследование исходных данных образца моторного масла 2: карта источников (слева), поле рассеяния (справа)

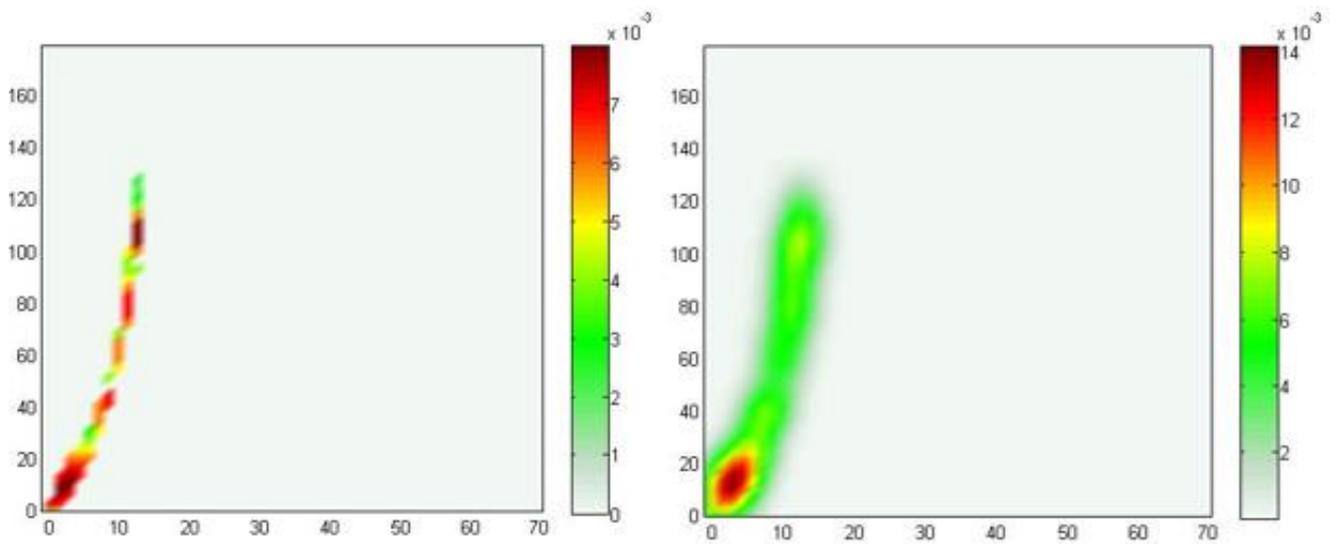


Рис. 5 – Исследование исходных данных образца моторного масла 3: карта источников (слева), поле рассеяния (справа)

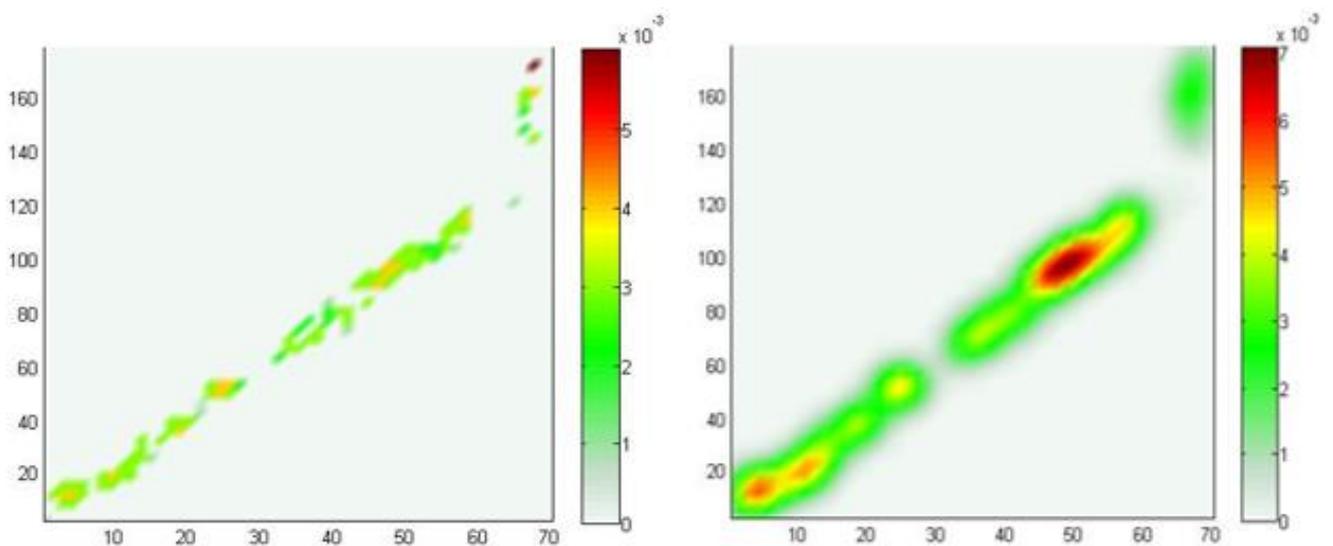


Рис. 6 – Исследование исходных данных образца трансмиссионного масла: карта источников (слева), поле рассеяния (справа)

Карта источников отображает местоположение источников, полученное на первом этапе, и веса источников, полученные на втором этапе. Поле рассеяния является основой представления данных в форме нечетких отношений и используется для оценки алгоритма сжатия информации путем сравнения данного поля с картой плотности. Вертикальная цветовая шкала справа на рисунках отображает числовые значения источников и поля рассеяния в палитру.

Анализируя результаты анализов образцов моторных масел, можно сделать вывод о том, что образец №2 потерял удовлетворительные смазочные свойства, проработав около 60% от заявленного ресурсного времени. Для вынесения окончательного заключения необходима дополнительная информация об условиях эксплуатации, а также о происхождении данного масла. По общей оценке остальных образцов, видно, что количество металлических частиц в масле увеличивается прямо пропорционально пробегу.

В ходе выполнения экспериментальных расчетов были сделаны следующие выводы:

3) Для распределения источников информации при представлении набора одновременно измеренных значений параметров можно использовать алгоритм кластеризации, в частности, основанный на метрике квадрата евклидова расстояния.

4) Для расчета весов источников допустимо использовать метод Хука-Дживса.

5) Алгоритм, созданный изначально для решения задач нефтяной промышленности, допустимо использовать в прикладных областях естественных наук, что свидетельствует об его универсальности.

6) Следующим этапом является определение критерия уменьшения количества источников.

Библиографический список:

1. Криони Н.К., Мигранов М.Ш., Нигматуллин Р.Г., Мигранов А.М. Смазочные материалы в машинах и при лезвийной обработке: учеб. пособие. М.: Инновационное машиностроение, 2018. 221 с.
2. Мигранов, А. М. Мониторинг состояния узлов трения по анализу смазочных материалов // Вестник Тверского государственного технического университета. Серия «Технические науки». № 2 (10), 2021. – С. 29-38.
3. Салахов Т.З., Мигранов М.Ш., Нигматуллин Р.Г. Увеличение эффективности технического обслуживания промышленного оборудования на основе анализа состояния масла // Успехи современной науки и образования. 2017. Т. 5. № 2. С. 50–54.
4. Р. Хук , Т. А. Дживс «Прямой поиск решения для числовых и статических проблем». – М. : Мир, 1961. – С. 212-219.
5. Кожевникова П. В., Кунцев В. Е., Чувашов А. А. Влияние шага расчетной сетки при построении функций принадлежности отношений между петрофизическими параметрами // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки.– 2021.– №7.– С. 65-70.

УДК 004.5; 004.8

Использование математической модели искусственной нейронной сети для поддержки принятия решения при выборе специальности абитуриентом

Шилова С. В., Дорогобед А. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия.

В настоящее время в Ухтинском государственном техническом университете на уровне приемной компании осуществляется набор по укрупненным группам направлений, предполагающий освоение образовательной программы: сквозное на первом курсе и профильное на последующих, согласно формирования профессиональных компетенций. Профорентирование обучающихся базируется на общих представлениях о будущей профессии и носит достаточно субъективный характер лектора. Стоящий перед каждым будущим второкурсником вопрос «по какому профилю» продолжить обучение становится крайне актуальным.

В статье предлагается технология, позволяющая на основе анкетирования первокурсника сформировать рекомендации при выборе профиля направления обучения. В качестве метода для выбора предполагается использовать нейронную сеть. Здесь в качестве аргументов математической модели принимается специально организованный исследовательский процесс, цель которого — выявить и определить с помощью научно-обоснованных методов степень и возможность психофизиологической и социально-психологической пригодности претендентов на обучение и работу по ответственным будущим профессиям. На рисунке 1 представлена общая схема построения искусственной нейронной сети, где есть входной слой, который получает информацию, n скрытых слоев (обычно их не больше 3), которые ее обрабатывают и выходной слой, который выводит результат. У каждого из нейронов есть 2 основных параметра: входные данные (input data) и выходные данные (output data) [1].

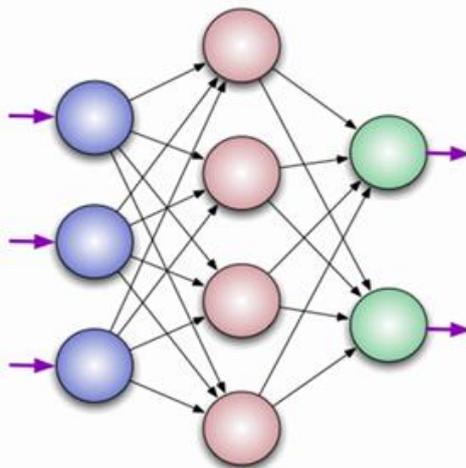


Рис. 1 - Типовая модель нейронной сети

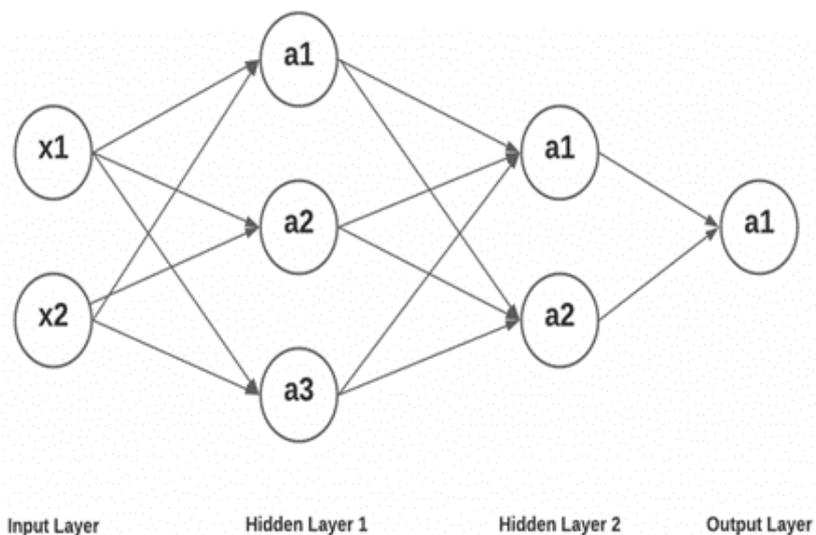


Рис. 2 - Нейронная сеть глубокого обучения с двумя скрытыми слоями

Представленная на рисунке 2 модель предполагает, что выходные значения узлов $a1$ в выходном слое могут быть выражены в виде математических вычислений, как функция входных сигналов $x1$, $x2$, т.е. нейронная сеть имеет два скрытых слоя, один из которых имеет три узла, а другой — два узла.

Как уже упоминалось ранее, нейронная сеть используется на этапе анкетирования [2]. После того как обучающийся ответил на вопросы анкеты, а специалист (преподаватель) дал оценку каждому ответу тестируемого от 1 до 3 в соответствии с типом (молодец, хорош, слаб), нейронная сеть проводит анализ оценок проверяющего и делает вывод о его типе.

Тип тестируемого, который определяет нейронная сеть, может быть «молодец» или «хорош». Сеть не определяет тип «слаб», так как информационная система без нейронной сети способна сама вычислить этот тип – если хотя бы одна оценка анкеты = 3, то тестируемый будет автоматически отнесен к этой категории.

Для обоснования актуальности стоит рассмотреть результат работы сети.

На рисунке 3 представлен результат анализа валидационной выборки. В шапке выборки от 4 до 19 содержатся номера вопросов, по которым проводился анализ анкетирования. Числа 650 – 829 представляют строки выборки. В каждой такой строке содержится уже оцененная компетентным преподавателем анкета тестируемого. В колонке res содержится результат типирования нейронной сетью. 1 – молодец, 0 – хорош.

	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	res
650	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
651	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	0
652	1	1	2	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	0
653	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
654	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1
..
825	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
826	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	0
827	1	1	2	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	0
828	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
829	1	2	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	0

Рис. 3 – Валидационная выборка.

Особое внимание следует уделить строкам 653-654, представленным на рисунке 4. В обеих строках содержится одинаковое количество единиц и двоек, но при этом результат типа нейронная сеть дает разный. Это говорит о том, что вводится такое понятие как ценность вопроса, то есть одни вопросы анкеты могут оказывать большее влияние на итоговый результат, чем другие.

Именно поэтому в данной системе анкетирования простым подсчетом баллов не обойтись, для анализа результата типирования нужна нейронная сеть.

	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	res
650	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
651	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	0
652	1	1	2	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	0
653	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
654	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1
..
825	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
826	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	0
827	1	1	2	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	0
828	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0
829	1	2	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	0

Рис. 4 – Сравнение результата

Структура компонента нейронной сети состоит из трех слоев – входной, скрытый и выходной. Входной слой содержит 16 нейронов, скрытый слой – 8, выходной – 1 нейрон (Рисунок 5).

```

Model: "sequential"
-----
Layer (type)                Output Shape                Param #
-----
dense (Dense)                (None, 16)                  272
-----
dense_1 (Dense)              (None, 8)                   136
-----
dense_2 (Dense)              (None, 1)                   9
-----

```

Рис. 5 – Структура сети

Такая структура была выбрана на основе анализа похожих задач (задач классификации) и методом подбора, так как не существует на данный момент заключений об оптимальной структуре сети под конкретную задачу.

Функциями активации слоев были выбраны: на входе – Relu, далее – Sigmoid.

Функция Relu подходит как для сетей с большим количеством скрытых слоев, так и для сетей с малым количеством слоев.

Сигмоидальная функция выбрана с расчетом того, что в сети количество скрытых слоев меньше 7 и решается задача классификации. При большем количестве слоев эту функцию использовать не стоит, так как вычисление локальных градиентов (локальные градиенты нужны при распространении обратной ошибки для корректировки весов) происходит с помощью вычисления произведения производных функций активации в обратном порядке. При сигмоиде производная всегда будет меньше единицы, это значит, что с каждым произведением график локального градиента будет уходить по ниспадающей экспоненте и сводиться к 0. Уже к 7 слою график находится практически в 0 и с увеличением количества слоев ситуация не меняется. Это приведет к тому, что веса на тех слоях, где коэффициент относительно большой, будут хорошо корректироваться, а на других слоях – практически не изменятся.

Критерием качества выбран минимум среднего квадрата ошибок между требуемым выходом и реальным значением нейронной сети – то есть весовые коэффициенты подбираются таким образом, чтобы минимизировать данный квадрат ошибок, с учетом алгоритма работы сети с обратным распространением ошибки (back propagation).

Для обучения сети было предоставлено 500 анкет, уже проверенных преподавателями. Сеть обучилась на 1000 итерациях, или 1000 эпохах. И в итоге пришла к результату вероятности прогноза о правильности выбора специальности обучающимся 82%.

Библиографический список:

1. Нейронные сети для начинающих. Часть 1 [Электронный ресурс].- <https://habr.com/ru/post/312450/> (дата обращения).
2. Т.М. Зубкова, Л.Ф. Тагирова Применение модели нейронных сетей для поддержки принятия решения абитуриента по выбору специальности. Программные продукты и системы / Software & Systems, Т. 34. № 2. 2021, С. 365-373.

Применение решения уравнения Бакли-Левретта с учетом гравитации для моделирования разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами

Федоров К. М., Блинов Е. В.

Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

В условиях истощения традиционных залежей нефти нефтедобывающие компании уделяют все большее внимание запасам, сосредоточенным в нефтяных оторочках. Однако разработка нефтяных оторочек связана со многими затрудняющими факторами, среди которых можно выделить сложное концептуальное строение пластов, ранний прорыв воды, высокий газовый фактор. Для увеличения эффективности разработки таких залежей применяется технология бурения горизонтальных скважин [1]. Их преимущество заключается в большем охвате запасов и меньшей рабочей депрессии, что приводит к снижению эффекта конусообразования. В то же время применение в нефтяных оторочках таких распространенных технологий добычи, как гидроразрыв пласта и нагнетание в пласт воды, малоэффективно или вовсе неприменимо в связи с малой мощностью залежи и близостью водоносного пласта.

С целью оптимизации параметров разработки, таких как количество и расположение скважин, режим работы скважин, применяется моделирование, основанное на уравнениях фильтрации в пористой среде. Сложность пластовых систем не позволяет найти точное аналитическое решение задачи фильтрации, поэтому современные методы моделирования разработки нефтяных и газовых месторождений основаны на численных методах, связанных с дискретизацией как пространства, так и времени. Для вынесения решения о рентабельности разработки используются трехмерные гидродинамические симуляторы, входящие в такие коммерческие пакеты, как RFD tNavigator, ECLIPSE Schlumberger, Tempest MORE и т. д. Проведение расчетов на симуляторах достаточно времязатратно, особенно когда речь идет о рассмотрении большого количества вариантов разработки. Помимо этого, численные трехмерные модели предъявляют повышенные требования к заданию свойств пластовой системы, что во многих случаях проблематично, в особенности на ранних этапах разработки месторождения.

В этих условиях остается актуальной задача по аналитическому решению упрощенных математических моделей фильтрации и разработке соответствующих методик по их реализации. Одной из таких моделей является модель Бакли-Левретта. Полученное решение задачи Бакли-Левретта может использоваться для выявления основных закономерностей и характерных особенностей процесса разработки наклонных залежей нефти или нефтяных оторочек при естественном гравитационном режиме.

Определение модели

Для прогноза технологических параметров разработки нефтяной оторочки горизонтальными скважинами рассмотрим двухмерную бокс-модель залежи нефти, которая имеет форму параллелограмма высотой h (рисунок 1). В общем случае нефтяная оторочка представляет собой объем нефтенасыщенной породы, лежащий под массивной газовой шапкой и подстилаемый водоносным горизонтом. Таким образом, верхняя сторона параллелограмма представляет собой газо-нефтяной контакт (ГНК), а нижняя сторона – водо-нефтяной контакт (ВНК). Боковые стороны параллелограмма будем считать границами пласта: кровлей и подошвой, через которые фильтрация невозможна. Угол α отвечает за наклон структуры пласта и определяет, насколько сильное влияние на процесс фильтрации оказывает сила тяжести. В начальный момент времени давление в залежи распределено равномерно: давление на уровне начального ГНК обозначим $P_{in}^{(g)}$, на уровне начального ВНК - $P_{in}^{(w)}$.

В процессе разработки залежи пластовое давление падает, что приводит к внедрению газа и воды в первоначально насыщенный нефтью поровый объем (рис. 2). Будем считать, что пласт однороден и изотропен, поэтому он может быть охарактеризован одним скалярным значением пористости ϕ и проницаемости k . Пусть горизонтальная скважина полностью вскрывает залежь от кровли до подошвы на некотором расстоянии от ВНК h_w . Тогда

продвижение поверхностей ВНК и ГНК будет вертикальным, а их положение будет оставаться строго горизонтальным.



Рис. 1 – Бокс-модель нефтяной оторочки

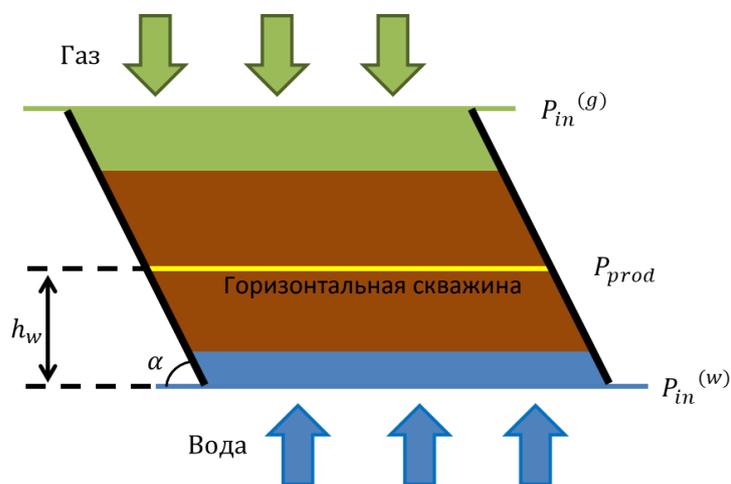


Рис. 2 – Процесс внедрения газа и воды

Таким образом, при указанных условиях процесс вытеснения является одномерным вдоль оси X , давление и коэффициенты насыщения поровой среды флюидами не изменяются в пределах горизонтального сечения. В масштабах целой нефтяной залежи влияние капиллярных сил на распределение давления незначительно. Если пренебречь сжимаемостями породы и флюида, а также принять течение флюидов несмешивающимся, то рассматриваемая задача представляет собой задачу Бакли-Лeverетта [2].

Так как течение флюидов имеет ненулевую вертикальную составляющую, то сила гравитации может вносить значительное влияние на процесс вытеснения в зависимости от величины угла α . Отношение силы гравитации к силам вязкости характеризуется следующим безразмерным параметром:

$$N_g = \frac{k \Delta \rho g \cdot \sin \alpha}{\mu_n \cdot w}, \quad (1)$$

где k – абсолютная проницаемость пласта, $\Delta \rho$ – разность плотностей фаз, μ_n – динамическая вязкость нефти, w – полная скорость фильтрации двухфазной смеси. Из (1) следует, что при достаточно малых скоростях фильтрации, большой разности плотностей фаз и большом угле α можно считать, что процесс вытеснения является равновесным, то есть насыщение флюидами в любой момент времени распределено так же, как и в условиях гидростатического равновесия.

Определим начальные и граничные условия задачи. Пусть в начальный момент времени нефтяная залежь максимально насыщена нефтью при условии наличия остаточной водонасыщенности S_{wr} . Принимая объем нефтяной залежи достаточно малым по сравнению с объемами газовой шапки и водоносного горизонта, положим, что давление на внешних

границах остается постоянным и равным $P_{in}^{(g)}$, $P_{in}^{(w)}$ [3]. Также будем считать, что технологический режим работы горизонтальной скважины соответствует добыче с постоянным забойным давлением P_{prod} , например, при спуске электроцентробежного насоса (ЭЦН). Очевидно, что описанная задача распадается на две взаимонезависимые одномерные задачи с условиями постоянного давления на границах: вытеснение нефти снизу вверх водой аквифера и вытеснение нефти сверху вниз газом газовой шапки.

Математическая постановка задачи о двухфазном несмешивающемся вытеснении позволяет разделить решение на два этапа:

- промежуток времени до достижения скачком насыщенности границы, соответствующей добывающей скважине, когда в притоке получается чистая нефть;
- последующая разработка залежи с растущей величиной обводненности продукции (или растущим газовым фактором).

Решение задачи Бакли-Левретта с учетом гравитации

Решение задачи для первого этапа было рассмотрено в работе [4].

Как известно, уравнение Бакли-Левретта в общем случае выглядит следующим образом:

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + w(t) F' \frac{\partial S}{\partial x} = 0, \quad (2)$$

где m – пористость, S – насыщенность вытесняющей фазой. Функция Бакли-Левретта при наличии гравитации имеет следующий вид:

$$F = f(1 - N_g k_H), \quad (3)$$

где $f(S) = \frac{\lambda_B}{\lambda_B + \lambda_H}$ – классический вид функции Бакли-Левретта в отсутствие гравитации, $\lambda_i = k \frac{k_i}{\mu_i}$ – подвижность i -ой фазы, k_i – относительная фазовая проницаемость.

Проведем процедуру обезразмеривания, введя следующие переменные:

$$X = \frac{x}{L}, T = \frac{1}{mL} \int_0^t w dt, \quad (4)$$

где L – линейный размер области дренирования, T представляет собой безразмерный объем внедрившейся в нефтяную залежь воды (или газа). Тогда уравнение Бакли-Левретта примет вид:

$$\frac{\partial S}{\partial T} + F' \frac{\partial S}{\partial X} = 0, \quad (5)$$

Это уравнение принадлежит к классу квазилинейных гиперболических уравнений первого порядка, которые обычно решаются методом характеристик. Характеристики $X = X(T)$ являются траекториями распространения постоянных значений насыщенности. Уравнение характеристик, согласно (5):

$$\left. \frac{\partial X}{\partial T} \right|_{S=const} = F'(S, T). \quad (6)$$

Зная закон распространения значений насыщенности, можно построить полный профиль насыщения в рассматриваемой области в любой момент времени. Так как зависимость F от времени полностью определяется изменением полной скорости потока w в процессе вытеснения, то для проведения интегрирования в (6) необходимо получить вид функции $w = w(t)$. По определению:

$$w = w_H + w_B = - \frac{\partial P}{\partial x} (\lambda_B + \lambda_H) - g \sin \alpha (\lambda_B \rho_B + \lambda_H \rho_H), \quad (7)$$

или в безразмерном виде:

$$W = \mathcal{K} \frac{\frac{\partial \varphi}{\partial X} (M + 1) + G(\Pi M + 1)}{1 + G}, \quad (8)$$

где безразмерные переменные и комплексы подобия вводятся следующим образом:

$$\varphi = \frac{P}{\Delta P}, W = \frac{w(T)}{w(0)}, M = \frac{\lambda_B}{\lambda_H}, G = \frac{\rho_H g L \sin \alpha}{\Delta P}, K = \frac{k_H}{k_H(S_{wr})}, \Pi = \frac{\rho_B}{\rho_H}. \quad (9)$$

Проинтегрируем (8) с учетом того, что перепад давления на границах известен заранее и не меняется со временем:

$$1 = (1 + G)W \int_0^1 \frac{dX}{\mathcal{K}(M + 1)} + G \left[\Pi + (1 - \Pi) \int_0^1 \frac{dX}{M + 1} \right]. \quad (10)$$

Интегрирование по координате проводится в пределах всего пласта. В случае решения задачи в промежуток времени после прорыва вся рассматриваемая область содержит подвижную вытесняющую фазу.

$$\int_0^1 \frac{dX}{\mathcal{K}(M + 1)} = T \int_{1-S_{or}}^{S^*} \frac{f'' dS}{\mathcal{K}(M + 1)} - B\Psi(T) \int_{1-S_{or}}^{S^*} \frac{D'(S) dS}{\mathcal{K}(M + 1)}, \quad (11)$$

$$\int_0^1 \frac{dX}{(M + 1)} = T \int_{1-S_{or}}^{S^*} \frac{f'' dS}{(M + 1)} - B\Psi(T) \int_{1-S_{or}}^{S^*} \frac{D'(S) dS}{(M + 1)}.$$

Интегралы в правой части уравнений берутся в пределах от максимальной насыщенности вытесняющим флюидом на первоначальном уровне ВНК (или ГНК) до значения насыщенности на добывающей скважине S^* , которое растет с течением времени, начиная от S_c при $T = T_{BT}$. Интеграл $\Psi(T)$ определяется выражением

$$\Psi(T) = \frac{f'(S^*)T - 1}{BD(S^*)}. \quad (12)$$

Введем следующие обозначения:

$$\xi_1 = \int_{1-S_{or}}^{S^*} \frac{f'' dS}{\mathcal{K}(M + 1)}, \xi_2 = \int_{1-S_{or}}^{S^*} \frac{D'(S) dS}{\mathcal{K}(M + 1)}, \xi_3 = \int_{1-S_{or}}^{S^*} \frac{f'' dS}{(M + 1)}, \xi_4 = \int_{1-S_{or}}^{S^*} \frac{D'(S) dS}{(M + 1)}. \quad (13)$$

$$a_1 = \frac{\xi_2}{D(S^*)} - 1, a_2 = \xi_1 - \xi_2 \frac{f'(S^*)}{D(S^*)}, a_3 = \frac{\xi_4}{D(S^*)} - 1, a_4 = \xi_3 - \xi_4 \frac{f'(S^*)}{D(S^*)}.$$

Подставим (12) в (11) и сгруппируем слагаемые с учетом обозначений (13):

$$\int_0^1 \frac{dX}{\mathcal{K}(M + 1)} = \frac{\xi_2}{D(S^*)} + T \left[\xi_1 - \xi_2 \frac{f'(S^*)}{D(S^*)} \right] = a_1 + 1 + T a_2, \quad (14)$$

$$\int_0^1 \frac{dX}{(M + 1)} = \frac{\xi_4}{D(S^*)} + T \left[\xi_3 - \xi_4 \frac{f'(S^*)}{D(S^*)} \right] = a_3 + 1 + T a_4.$$

Далее подставим выражения, полученные в (14), в уравнение (10) и выразим приведенную полную скорость потока:

$$W = \frac{1 - G\Pi - G(1 - \Pi)a_3 - G(1 - \Pi)a_4 T}{(1 + G)a_1 + (1 + G)a_2 T}. \quad (15)$$

Согласно (6) закон распространения «волны насыщенности», соответствующей некоторому значению $S > S^*$, определяется следующим уравнением:

$$\frac{dX_S}{dT} = f'(S) - N_g^{(0)}D(S) \frac{(1+G)a_1 + (1+G)a_2T}{1 - G\Pi - G(1-\Pi)a_3 - G(1-\Pi)a_4T}. \quad (16)$$

Как и в случае до прорыва интегрирование будем проводить в промежутке времени, в течение которого будем считать коэффициенты в (16) постоянными. В качестве этого промежутка выберем отрезок, за который насыщенность на границе меняется от значения S^* до S , то есть $[T_{S^*}; T_S]$. В результате получим:

$$\begin{aligned} \frac{G(1-\Pi)}{(1+G)}(1-X_S) &= \left[\frac{G(1-\Pi)}{(1+G)}f'(S) + N_g^{(0)}D(S)\frac{a_2}{a_4} \right] \cdot (T_S - T_{S^*}) + \\ &+ \frac{N_g^{(0)}D(S)}{a_4} \left[a_1 + \frac{(1-G-G\Pi(1+a_3))a_2}{G(1-\Pi)} \frac{a_2}{a_4} \right] \cdot \\ &\cdot \ln \frac{(1-G-G\Pi(1+a_3)) - G(1-\Pi)a_4T_S}{(1-G-G\Pi(1+a_3)) - G(1-\Pi)a_4T_{S^*}}. \end{aligned} \quad (17)$$

Соотношение (17) дает рекуррентную формулу для отыскания времени достижения значением S границы, то есть T_S . Здесь переменные X_S (положение значения S в момент времени T_{S^*}) и T_{S^*} относятся к шагу под номером $(i-1)$, а T_S к шагу i . X_S можно отыскать из закона (6), записывая его как для S , так и для S^* в момент времени T_{S^*} :

$$\begin{cases} X_S = f'(S)T_{S^*} - BD(S) \cdot \Psi(T_{S^*}) \\ X_{S^*} = 1 = f'(S^*)T_{S^*} - BD(S^*) \cdot \Psi(T_{S^*}) \end{cases} \quad (18)$$

Решая совместно уравнения в (18), получим:

$$X_S = T_{S^*} \cdot \left[f'(S) - \frac{D(S)}{D(S^*)}f'(S^*) \right] + \frac{D(S)}{D(S^*)} \quad (19)$$

Таким образом, построение решения после прорыва вытесняющего флюида необходимо проводить по следующей методике:

1. На первом расчетном шаге за S^* необходимо принять S_c при $T_{S^*} = T_{BT}$. Для некоторого значения насыщенности $S > S_c$ с помощью (17) находим время T_S достижения этим значением границы.

2. Полная скорость потока W находится путем подстановки T_S в (15).

3. Коэффициент извлечения нефти найдем согласно определению:

$$\text{КИН} = \frac{\bar{S} - S_{wr}}{1 - S_{wr}}, \quad (20)$$

где средняя насыщенность \bar{S} в момент времени T_S может быть определена, согласно [5], из соотношения

$$\bar{S} = S^* - \frac{f(S^*) - 1}{f'(S^*)}. \quad (21)$$

4. Профиль насыщенности на момент времени T_S можно определить согласно (19), подставляя различные значения насыщенности.

Апробация модели для моделирования нефтяной оторочки

Приведенное в предыдущем разделе решение было программно реализовано с помощью языка программирования VBA (Visual Basic for Application) в Microsoft Excel. Посредством данной программы были проведены оптимизационные расчеты по выявлению оптимальных параметров горизонтального ствола при разработке нефтяной оторочки пласта БУ₈ неоконских отложений месторождения «М», ГФХ которого приведены в таблице 1.

Таблица 1. ГФХ моделируемого пласта.

Параметр	Величина	Параметр	Величина
Начальное пластовое давление, МПа	27	Остаточная водонасыщенность/ нефтенасыщенность, д. ед.	0,3/0,4
Пористость, д. ед.	0,2	Вязкость нефти/газа/воды, сПз	0,42/0,02/0,30
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	20	Плотность нефти/газа в пластовых условиях, кг/м ³	400/100
Проницаемость, мД	50		

В частности, были рассмотрены различные варианты размещения горизонтального ствола относительно поверхностей газо-нефтяного и водо-нефтяного контактов, а также несколько вариантов рабочего забойного давления. При расчетах были учтены технологические условия остановки скважины по аналогии с промысловой практикой: дальнейшая эксплуатация скважины становится невозможной при превышении обводненности продукции выше 0,98 д. ед. и/или газового фактора выше 7000 ст. м³/ст. м³.

Для проверки полученных результатов были проведены расчеты в симуляторе tНавигатор компании «Рок Флоу Динамикс», который используется научными нефтегазовыми институтами при составлении проектной документации на разработку месторождений. Для более точного сравнения с расчетами на модели в симуляторе были воспроизведены геометрические параметры нефтяной оторочки, ГФХ, а также относительные фазовые проницаемости по нефти, газу и воде. Общий размер моделируемой области составил - 1000:500:20 м. Принятый размер ячеек – 10:10:1 м. Временной шаг – 1 ч. Результаты расчетов представлены на рисунках 3-5.

Как видно из рисунков, влияние положения ствола горизонтальной скважины одинаково описывается на качественном уровне как моделью, основанной на теории Бакли-Левретта, так и симулятором. При малых значениях расстояния до ВНК порядка 0,1 происходит быстрый прорыв подошвенной воды в ствол скважины, обводненность в скором времени становится критической и дальнейшая добыча невозможна. Также снижение КИН наблюдается при повышении относительного расстояния до ВНК больше 0,5: большое влияние начинает оказывать газ газовой шапки. В итоге оптимальное положение скважины относительно ВНК лежит в пределах 0,3-0,5 вне зависимости от забойного давления.

Также согласно результатам можно сделать вывод о том, что со снижением забойного давления и увеличением депрессии на продуктивный пласт время прорыва становится меньше, как и допрорывной КИН. При этом снижение депрессии позитивно влияет на величину извлекаемых запасов на конец разработки.

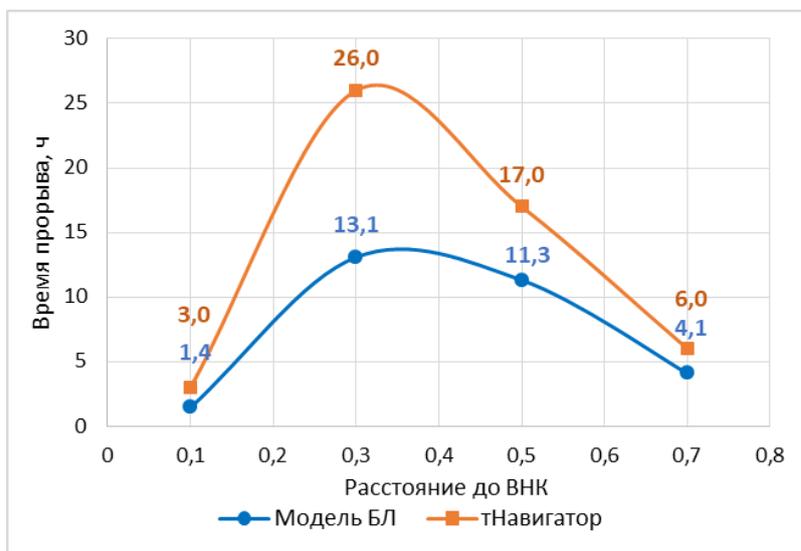
Несмотря на то, что модель позволяет спрогнозировать, при каких параметрах разработки процесс вытеснения будет наиболее эффективным, получить адекватные значения КИН путем применения одномерной модели не представляется возможным ввиду допущения о плоской горизонтальной форме фронта вытеснения.

Стоит отметить, что время прорыва вытесняющего флюида выше при расчете на симуляторе, что связано с дискретизацией пространственных координат при помощи сетки.

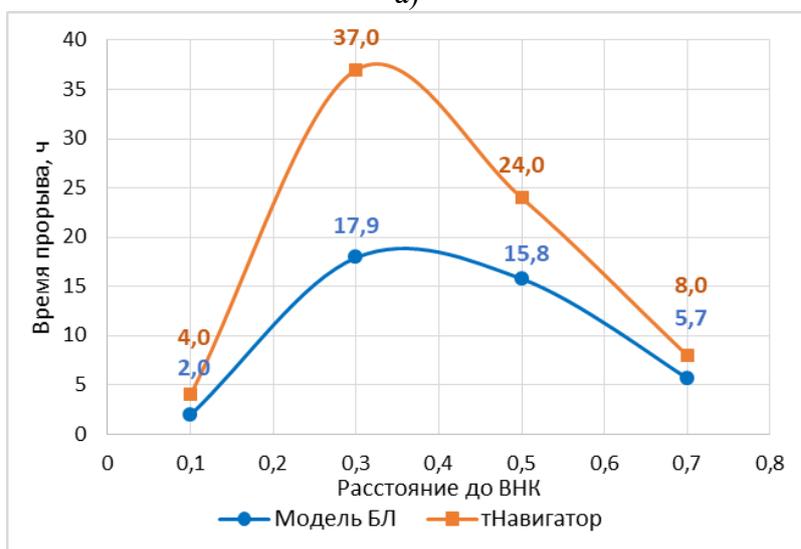
Выводы

Таким образом, в работе представлено полуаналитическое решение задачи Бакли-Левретта с учетом гравитации, которое может использоваться для выявления основных закономерностей и характерных особенностей процесса разработки наклонных залежей нефти или нефтяных оторочек при естественном гравитационном режиме.

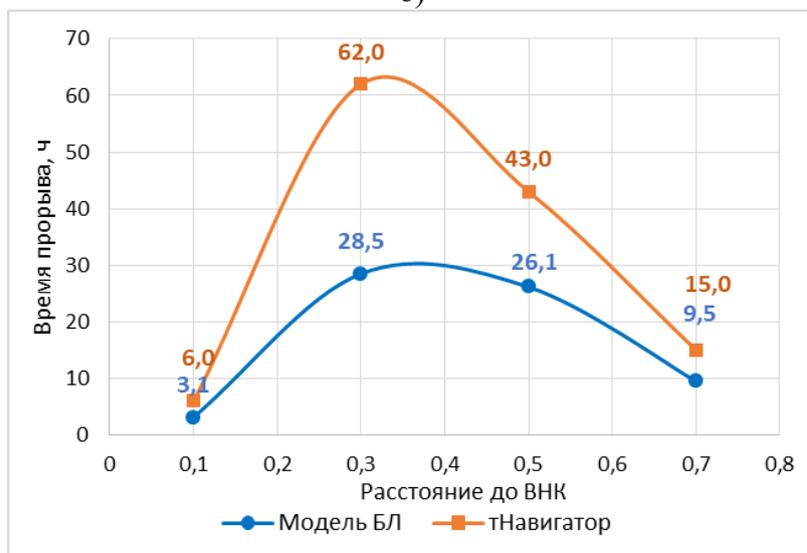
Разработана методика (алгоритм) нахождения технологических параметров разработки нефтяных залежей. Данная методика была применена для моделирования разработки нефтяной оторочки пласта БУ₈ неоконских отложений месторождения «М».



а)



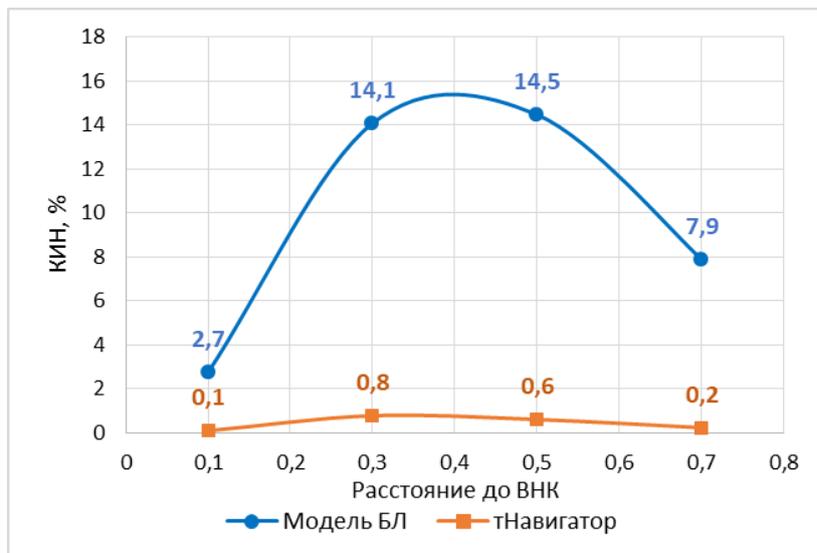
б)



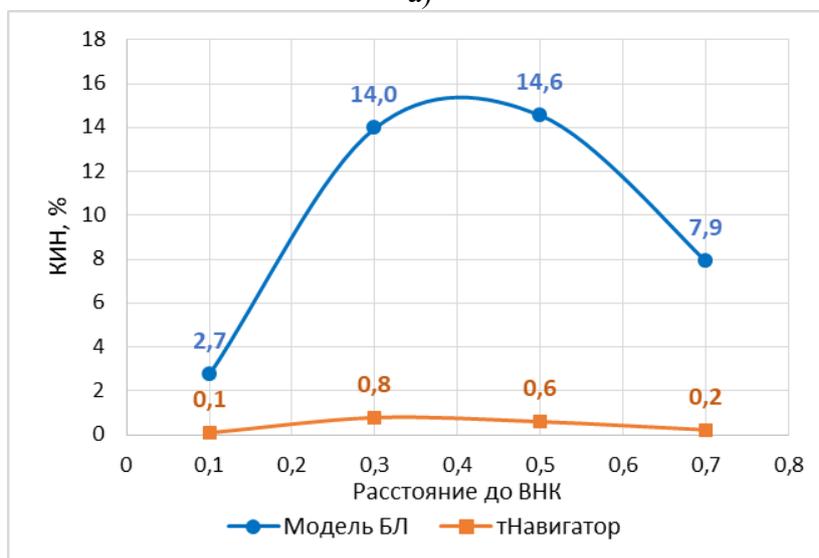
в)

а) 200 бар, б) 220 бар, в) 240 бар.

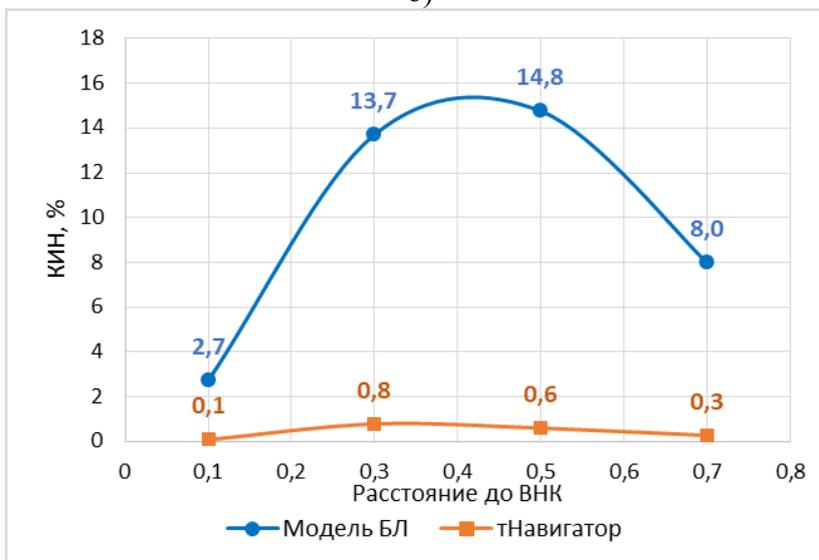
Рис. 3. Сопоставление времени прорыва вытесняющего флюида в ствол горизонтальной скважины, полученное при расчетах на модели и в симуляторе tНавигатор при забойном давлении



а)



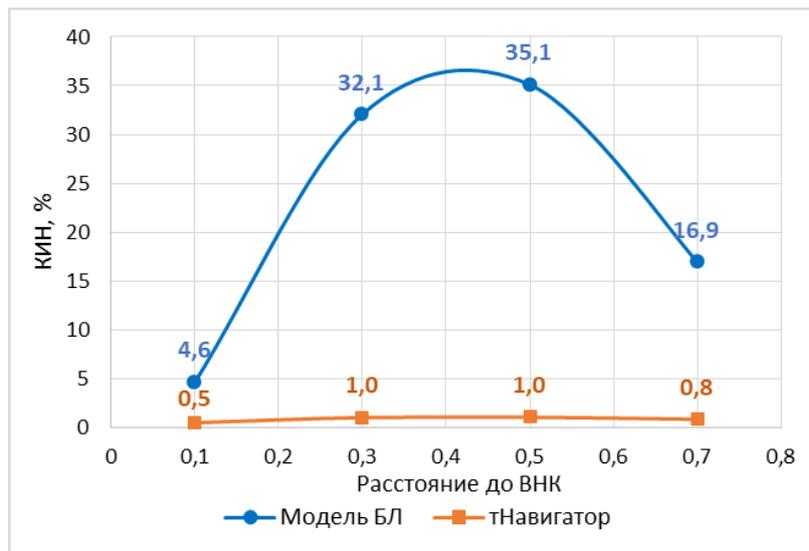
б)



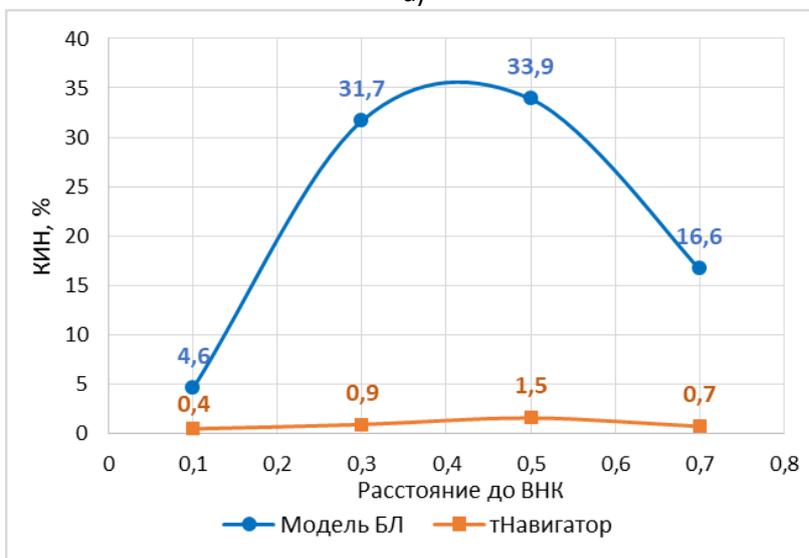
в)

а) 200 бар, б) 220 бар, в) 240 бар.

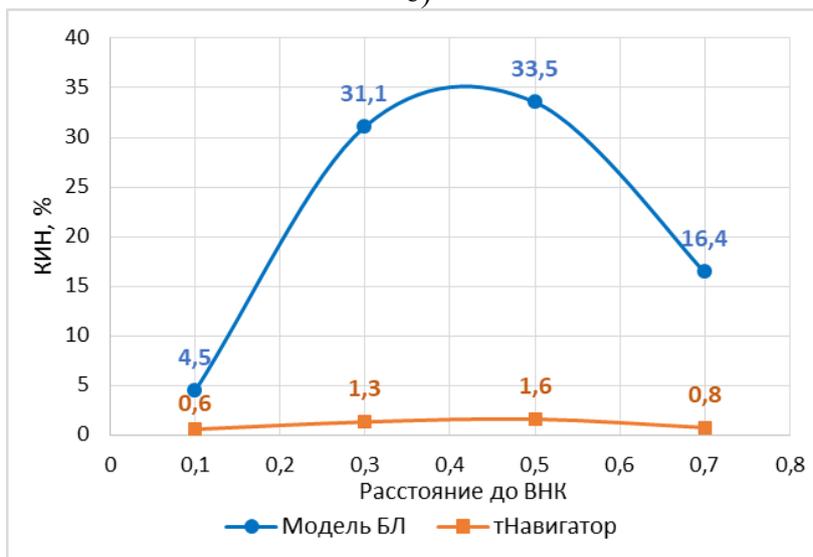
Рис. 4. Сопоставление величины КИН до прорыва, полученное при расчетах на модели и в симуляторе тНавигатор при забойном давлении



а)



б)



в)

а) 200 бар, б) 220 бар, в) 240 бар.

Рис. 5. Сопоставление конечной величины КИН, полученное при расчетах на модели и в симуляторе tНавигатор при забойном давлении

Библиографический список:

1. Ковальчук, С. В. Результаты изучения и примеры реализации проектов разработки месторождений с нефтяными оторочками компании "Газпром нефть" / С. В. Ковальчук, Е. В. Полушина, Е. А. Горенкова // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 1(11). – С. 12-17.
2. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. // Transactions of the AIME - 1942. - Vol. 146. - P.107-116.
3. Johansen T.E., Lesley A.J., Xiaolong L. On the Buckley-Leverett Equation Constant-Pressure Boundary Condition // SPE Journal. 2016. - N 21. - P. 2301-2307.
4. Федоров, К. М. Исследование влияния гравитации на решение уравнения Бакли-Лeverетта при условии постоянного давления на границах / К. М. Федоров, Е. В. Блинов // Материалы V Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2020. – 1112 с.
5. Welge H.G. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive // Journal of Petroleum Technology – 1952. - Vol. 4. - P.91-98.

СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ

665.622.43

Анализ существующего опыта и техники для разрушения водонефтяных эмульсий

Виноградов Н. Ю., Полишвайко Д. В., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Дисперсные системы типа "жидкость в жидкости" называют эмульсиями, которые, в свою очередь, состоят из микрокапелек одной жидкости, распределённых в другой. Существует два вида эмульсий: прямые и обратные. Эмульсия, основной системой которой является «масло в воде» называется прямой. Второй вид эмульсии "вода в масле", которая называется обратной. Нефть в масле – это гидрофильная эмульсия, когда масляные капли образуют дисперсную фазу внутри водной среды. Содержание масла – менее 1 %. Вода в масле – гидрофобная эмульсия, когда капли воды образуют дисперсную фазу в масляной среде с содержанием воды 0,1...90 % и более. Комплексные системы, содержащие еще более мелкие капельки, которые одинаковы или имеют очень большую схожесть называются - множественные эмульсии. Это означает, что множественные эмульсии, как минимум состоят из 3-х фаз.

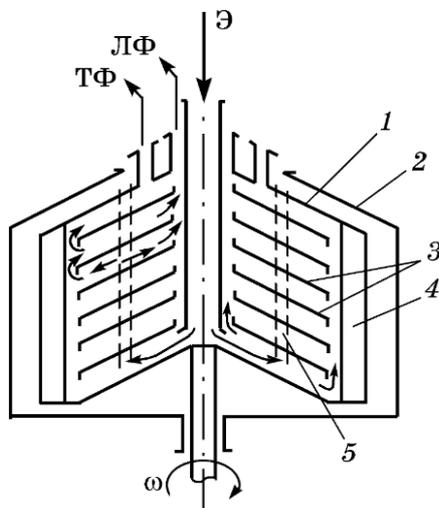
Наличие в эмульсии эмульгаторов говорит о ее стойкости. Эмульгатор - это вещество, образующее пленку, окружающей капельки и препятствующей их соединению при растворении в одной из жидкости. Предварительное разрушение нефти с эмульсией называется деэмульгацией, которая необходима, так как перерабатывать нефть вместе с эмульсией запрещено. [1]

Для отделения воды от нефти и разрушения эмульсий используют различные методы: механический, термический, химический, термохимический, ультразвуковой, электрический, электромагнитный и комбинированный. [1]

Механический метод включает в себя:

- отстаивание (за счёт разности плотности);
- центрифугирование (под действием центробежных сил);
- фильтрование (за счёт использования специальных гидрофильных фильтров, которые впитывают в себя воду).

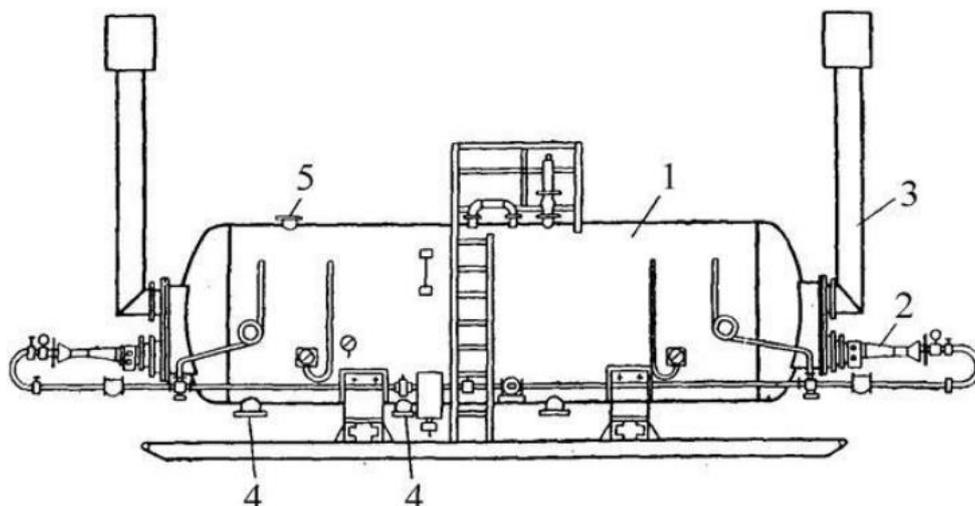
Следующий метод - центрифугирование, использование которого затруднено за счет своей сложности и высокой цены, которая не всегда себя оправдывает. Основное применение данного метода осуществляется в лабораторных условиях. [2]



1 – барабан; 2 – неподвижный корпус; 3 – набор (пакет) тарелок; 4 – вертикальные ребра; 5 – отверстия; Э – эмульсия; ЛФ и ТФ – легкая и тяжелая фазы.

Рис. 1 – Технологическая схема центрифуги

Следующий способ, применимый к нестойким свежим водонефтяным эмульсиям, действие которого основано на расслаивании эмульсии за счет разности плотностей веществ, наполняющих эмульсию, называется отстаивание. При термической обработке (нагрев) происходит ускорение разрушения эмульсии, так как возрастает разность плотностей, увеличивается растворимость в нефти пленки эмульгатора, вязкость среды снижается. Под действие центробежной силы при центрифугировании механические примеси и вода отделяются от нефти. Метод фильтрования основан на выборочном смачивании веществ жидкостями. Общий вид отстойника представлен на рисунке 2. [3, 4]



1 – газовая инжекторная горелка; 2 – запальные и дымовые трубы; 3 – перфорированная переливная труба; 4 – топочное устройство; 5 – перегородки.

Рис. 2 – Общий вид отстойника

Основным принципом действия электрического поля является создание равномерного электрического поля, образование которого происходит за счет истечения электронов в электропроводную среду от множества стержневых электродов. Электроды, расположение которых перпендикулярно поверхности потока закрепляются на кольцах с разным диаметром, обладающих разным потенциалом, возрастание которого происходит за счет приближения по направлению к центру. [1, 2]

За счет воздействия высокочастотного электромагнитного (ВЧ МП) поля происходит разрушение водонефтяных эмульсий, действие которого достигается за счет выполнения следующих физических действий:

- возникновения в рабочей среде распределенных источников тепла;
- неравномерного нагрева составляющих неоднородного материала и возникновения в нем термоупругих напряжений;
- повышения температуры, снижения поверхностного натяжения, возникновения на межфазной границе достаточно больших градиентов температур и термоупругих напряжений и так далее.

Преимуществом этого способа заключается в том, что он может применяться для обезвоживания практически любых эмульсий. Недостатком является высокий расход электроэнергии и опасный фактор в виде высокого напряжения при работе и обслуживании.

Термическая обработка эмульсии заключается в ее нагреве до температуры 45-80 °С. Во время повышения температуры происходит уменьшение вязкости нефти, параллельно наблюдается рост разностей плотностей. В результате глобулы воды оседают. Метод заключается в повышении температуры эмульсии, струйной подачи, удар струи и разделение. Подача эмульсии изначально происходит в виде вихревого закрученного потока. Центробежная сила, проявляющаяся в центральной зоне потока, создает пониженное давление, как результат получаем, что давление насыщенного пара низкокипящей жидкости становится ему равным. Периферийная зона начинает обладать давлением, которое обеспечивает выталкивание легкой фазы в центральную зону струйного закрученного потока эмульсии. Определённая часть периферийного потока будет

отобрана и использована на рециркуляцию в начальную эмульсию. Чтобы поднять температуру вихревого потока эмульсии до значений температуры насыщенного пара, необходимо использовать ударное торможение. Нужно получить следующий результат – повысить результативность разделения эмульсии, устойчивых к температурам, значение которых будет равным до 120 °С. Проблему может решить, если обратиться к другим разнообразным методам разрушения эмульсии, а также можно процесс эксплуатировать при более высоких показателях температуры, нельзя забывать, что необходимо иметь большое значение герметизации, иначе начнут появляться легкие фракции. [2, 3]

Метод, при котором используются химические реагенты, заключающий в себя процесс образования обширного комплекса, состоящих из мельчайших диспергированных глобулов воды во время применение деэмульгаторов, называют флокуляцией. В данном процессе верхняя пленка, покрывающая глобулы воды, истощается, становится тоньше, в будущем это перерастет в полном ее уничтожении, последствие будет таковым, что произойдет слияние глобулов воды. На данном этапе этот процесс, слияние глобулов воды, будет именоваться как коалесценцией. [3]

Деэмульгаторы существуют двух типов:

- ионогенные (анионные, катионные, амфотерные);
- неионогенные (водорастворимые, нефтерастворимые, диспергируемые).

Основная миссия деэмульгатора заключается в уничтожении оболочки, которая защищает глобулы воды, а также создавать эффект их коалесценции.

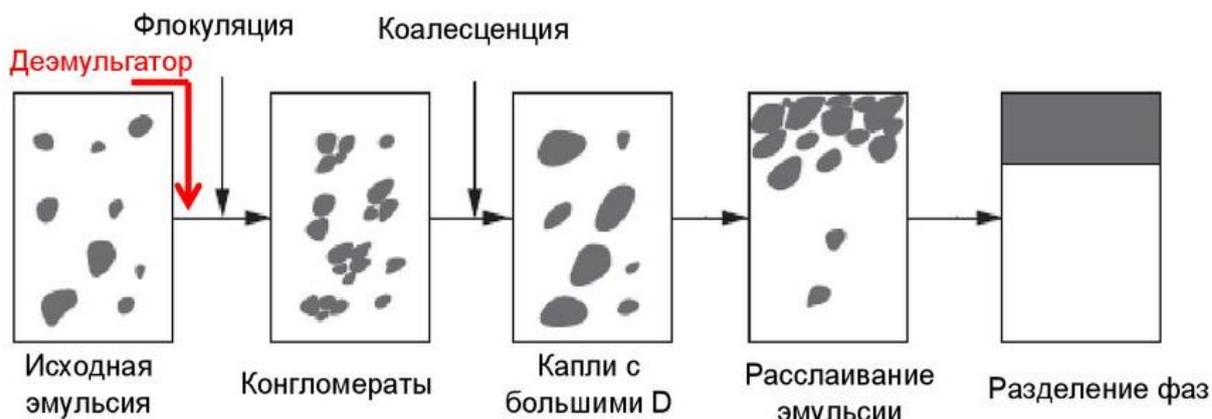


Рис. 3 – Процесс разделения ВНЭ химическим методом

Показатели эффективности деэмульгатора:

- расход деэмульгатора;
- температура и продолжительность отстоя нефти;
- содержание солей, воды и механических примесей в подготовленной нефти;
- содержание нефти в отделенной воде.

Ультразвуковая обработка эмульсий осуществляется за счет создания упругой волны и влияния на бронирующие оболочки капель воды, которые препятствуют их слиянию. Капли воды коалесцируют (сливаются) в более крупные, приводя к расслаиванию эмульсии на водную фазу и нефть.

Вопрос разделения ВНЭ всегда был очень актуальным, при промышленной подготовке нефти, ведь существует проблема с острой нехваткой достаточно результативных методов воздействия деэмульгаторов на них. Высокая результативность и эффективность была показана и продемонстрирована при обработке эмульсий магнитным полем, особенно хороший результат отмечается при подготовке стойких и аномально стойких ВНЭ. [5]

Существуют различные технологии и оборудование, в общем выделяют два метода:

- разрушение ВНЭ с постоянными магнитами;
- разрушение ВНЭ с вращающимися электромагнитами.

Рассмотрим экспериментальную установку, которая основана на методе разрушения ВНЭ с использованием вращающегося электромагнитного поля (рисунок 4).



Рис. 4 – Экспериментальная установка вращающегося электромагнитного поля

Стенд работает след образом: эмульсия может обрабатываться как статично, так и динамично, в статической обработке эмульсия подается из емкости 1 подается в магнитный индуктор, на который подается питание либо через трансформаторы, либо через частотный преобразователь с функциями регулировки параметров подаваемого тока, после чего происходит обработка, обработанная эмульсия направляется на отстаивание и определение влагосодержания. Динамическая обработка схожа со статической, только эмульсия находится постоянно в движении по трубопроводу, также может применяться механическое воздействие для активации процессов разделения эмульсии на нефть и воду.

На рисунке 4 представлен разработанный стенд вращающегося магнитного поля с постоянными магнитами. Два магнита расположены параллельно друг к другу, между ними устанавливается колба с нефтяной эмульсией, вращение осуществляется с помощью лабораторной мешалки, количество оборотов варьируется от 300 до 2000 об/мин. Сейчас ведутся экспериментальные работы по определению режимов воздействия как на количество обрабатываемой эмульсии, так и на качество разделения данной эмульсии. По итогу можно отметить следующее, что происходит снижение агрегативной устойчивости ВНЭ.

Магнитное оборудование, используемое для обработки гидрофитных систем, состоящих из постоянных магнитов, не затрачивают электричество, и они достаточно просты в эксплуатации, но при использовании данной системы невозможно координировать характеристики магнитного поля в рабочем зазоре. Благодаря магнитному полю мы получаем эффект «поляризация капель воды», связи с их взаимным притяжением друг к другу. В конечном итоге мы получаем следующее, что ускорение процесса коагуляции происходит достаточно быстро, а также ускоряется процесс коалесценции капелек воды (нижний рисунок на слайде), что приводит к их быстрому отстою. Таким образом, можно заключить, что на сегодняшний день не существует универсального метода разделения стойких ВНЭ. У каждого метода есть свои плюсы и минусы, но в качестве разделения стойких эмульсий магнитные методы гораздо дешевле и потенциально более эффективны, в отличие от других.



Рис. 5 – Экспериментальная установка вращающегося магнитного поля с постоянными магнитами

Библиографический список:

1. Ахмадова Х.Х., Такаева М.А., Мусаева М.А., Сыркин А.М. История разработки и применения деэмульгаторов при добыче и подготовке нефтей к переработке / Нефтегазовое дело. – 2015. Вып. №1, С.27-34.
2. Ахметкалиев Р.Б. Фактор устойчивости и разрушение эмульсии / Р.Б. Ахметкалиев // Вестник Национальной инженерной академии РК. -2018. - №1. - с.63-68
3. Бакиев А.В., Хазиев Н.Н., Хасанов И.Ю. Технология добычи безводной нефти на обводненных месторождениях// Нефтегазовое дело. – 2015. - №3. – с. 116-124.
4. Быков, И. Ю. Результаты промысловых испытаний проточного струеинжекционного смесителя для обессоливания нефти / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко, Е. В. Казарцев // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 7-8. – С. 30-42.
5. Быков, И. Ю. Магнитный сепаратор для доочистки пластовой воды от эмульгированной нефти с применением нанодисперсного магнетита / Быков И.Ю., Лютов А.А., Смирнов Ю.Г., Семин В.И. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 11. – С. 56-61.

Разработка и исследование центробежных газосепараторов для защиты погружных винтовых насосов от вредного влияния свободных газов

Бессолов Д. А., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Для погружных винтовых насосов, известные конструкции газосепараторов, можно разделить на следующие типы по способам отделения газовой среды от жидкой:

- гравитационные
- центробежные
- фильтрационные
- комбинированные.

В первых двух упомянутых способах отделение газа от жидкости происходит за счет выталкивания пузырьков газа под действием гравитационной и центробежной сил соответственно. Путем фильтрации жидкости через пористый материал, разделение осуществляется в фильтрационных сепараторах. В последнем же разделение происходит последовательно, гравитационный метод на первой стадии разделения и центробежный на второй.

Наиболее распространенным является гравитационный газосепаратор. В этих сепараторах можно приблизительно оценить размеры пузырьков газа, которые могут быть отсепарированы.

В газосепараторах для УВН совмещение сепараторов (гравитационных и центробежных), а кроме того и правило распределения газожидкой смеси в одной системе бессмысленно, из-за того что это приводит к снижению радиального размера центробежной части, в следствии чего уменьшается эффективность и результативность газосепаратора, отделяющего газовую и жидкую среду.

За счет того, что на входе у газового сепаратора устанавливают шнек или особое колесо, с отсутствием вихревых или диагональных ступеней, которые сокращают размеры пузырьков газа в подаваемой ГЛС, являются самыми эффективными сепараторами. Настоящий расход протекающей, через аналогичные газосепараторы, жидкости в разы меньше площади эффективной работы входных винтов, это показали итоги тестирования сепараторов с входным шнеком, диаметр которого на выходе равен диаметру разделительной камеры. Происходит это всё потому что, давления недостаточно, которое осевое колесо развивает для прокачки жидкости, через выходное устройство. Применение шнеков с выходным диаметром меньше диаметра разделительной камеры конструктивно превращает ее в центробежную ступень, с заведомо большим радиальным градиентом давления. А за счет этого увеличивается расход жидкости через выпускное устройство и делает процесс газоразделения более эффективным. Площадь отверстий в данном случае, подающих ГЛС к газосепаратору, рекомендуется увеличить.

На рисунке 1, представлена схема стенда экспериментальной установки, на которой проводились испытания газосепаратора.

Погружной винтовой насос 19, вместе с сепаратором 17, установлены в вертикальном положении внутри патрубка 16. Подпорными насосами 6 и 7, через всасывающую линию 5, забиралась жидкость из бака 1, тем самым создавалось давление на входе в газосепаратор.

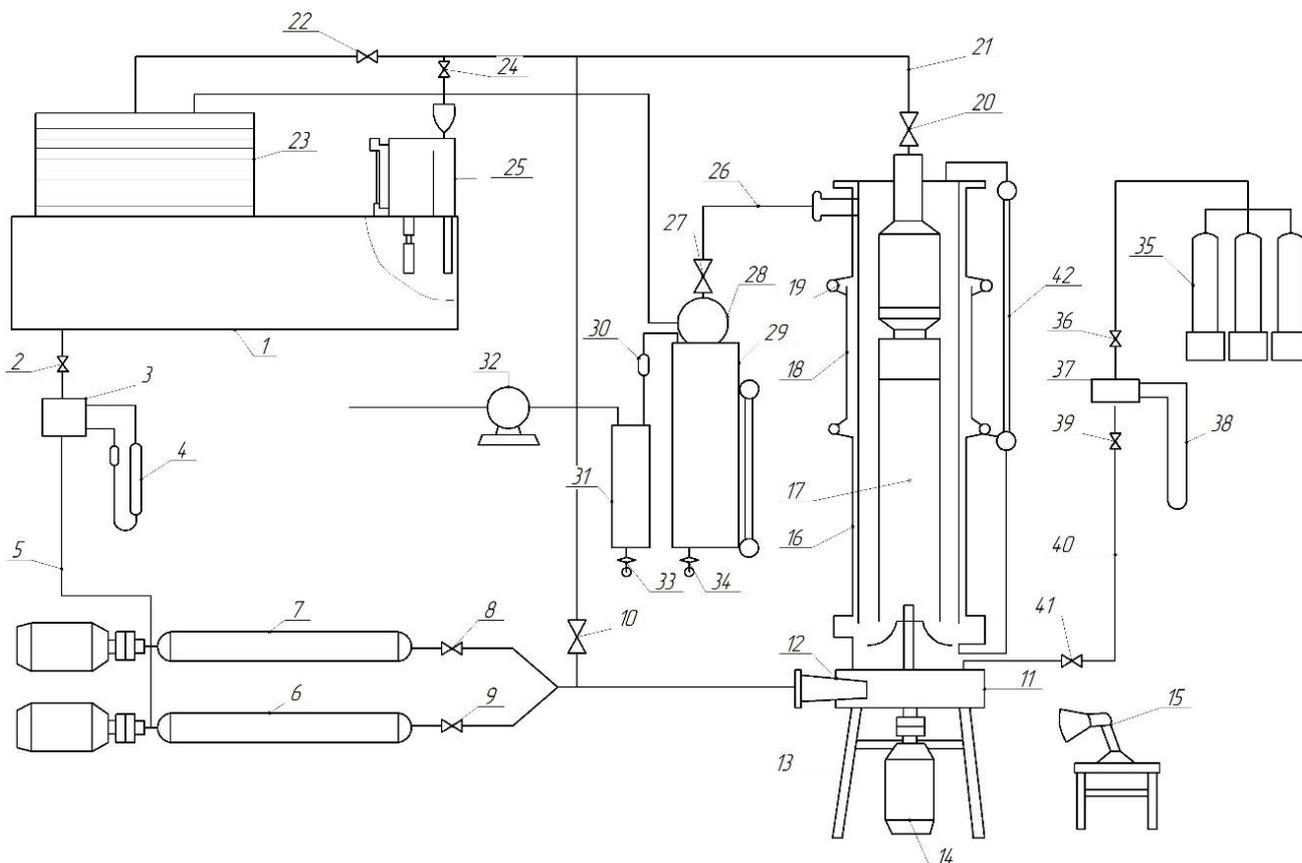
Для обеспечения осесимметричного подвода жидкости на вход газосепаратора 17, жидкость от подпорных насосов поступала через всасывающую камеру 11. Вентильми 8,9 и 20, а так же при закрытом вентиле 10, регулировалось требуемое давление на входе в ГС. Давление бралось в пределах от 0,1 до 1,1 МПа.

Между моделью эксплуатационной колонны 16 и межтрубным пространством, скидывается излишнее количество жидкости, отобранной силовой ступенью ГС, а дальше возвращается обратно в вход в сепаратор.

Газ из десяти баллонов 35, связанных в единую систему, по газопроводу 40 подается на вход газосепаратора.

Исследования проводились на смесях вода-ПАВ-газ. В качестве газа и поверхностно-активного вещества в экспериментах использовали воздух и дисольван 4411. Их использовали в

связи с тем, что они имитируют реальные маловязкие нефтегазовые смеси и водогазовые эмульсии, внешней основой которых является нефть.



- 1 – емкость; 3 – диафрагма; 4 – дифманометр; 5 – всасывающая линия;
 6,7 – подпорные насосы; 8,9,10,20 – задвижки; 11 – всасывающая камера; 12 – конус;
 14 – мотор-весы; 15 – строботахометр; 16 – модель эксплуатационной колонны;
 17 – газосепаратор; 19 – погружной винтовой насос; 23 – полочный сепаратор;
 25 – мерный бак; 26 газотводная линия; 29 – мерная емкость;
 31 – предохранительная емкость; 32 – газовый счетчик; 33,34 – сливной кран.

Рис. 1 – Схема стенда для исследования газосепаратора

По прямым измерениям при каждом фиксированном значении расхода жидкости и газа определяли газосодержание ($\beta_{\text{вх}}$) в смеси, и коэффициент разделения (K_c) газосепаратора:

$$\beta_{\text{вх}}^{\text{Гс}} = \frac{Q_{\text{Гвх}}^{\text{Гс}}}{Q_{\text{жс}}^{\text{Гс}} + Q_{\text{Гвх}}^{\text{Гс}}} \quad (1)$$

$$K_c^{\text{Гс}} = \frac{Q_{\text{Гсеп}}^{\text{Гс}}}{Q_{\text{Гвх}}^{\text{Гс}}} \quad (2)$$

Остаточное газосодержание на входе в насос определяется соотношением:

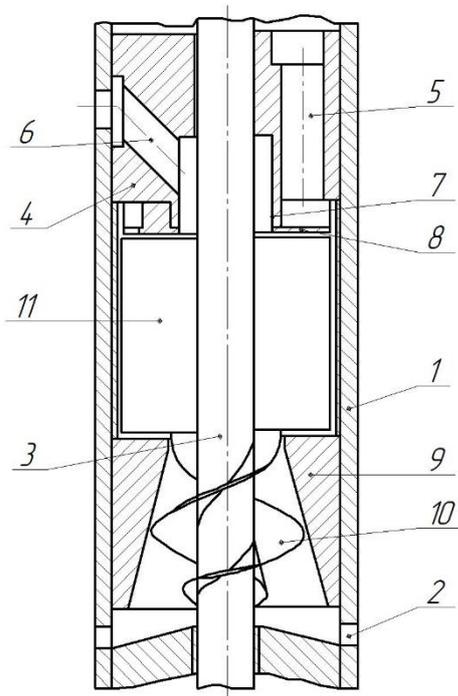
$$\beta_{\text{вх}}^{\text{Гс}} = \frac{Q_{\text{Гвх}}^{\text{H}}}{Q_{\text{Гвх}}^{\text{H}} + Q_{\text{Гжс}}^{\text{H}}} \quad (3)$$

Сепаратор ставится в насос для того, что бы ВНУ не работал на газожидкостной смеси. Газовый сепаратор, особенно для погружных винтовых, представляет собой сложную гидравлическую машину. В газосепараторе можно выделить три основные части:

1. Камера разделительная;
2. Устройство подачи газожидкостной смеси в разделительную камеру;

3. Устройство для отвода сепарированных жидкости и газа.

Общий вид нового сепаратора в разрезе, представленный на рисунке 2, имеет сепарирующий диск с установленными на нем лопатками, для того что бы выполнять роль направляющего аппарата. А так же входной шнек, размеры которого на выходе меньше, диаметра разделительной камеры.



- 1 – корпус; 2 – всасывающие отверстия; 3 – вал; 4 – отводящее устройство;
5, 6 – отверстие для отвода жидкой и газообразной сред; 7 – разделитель;
8 – разделительный диск; 9 – корпус шнека; 10 – шнек; 11 – сепарирующий узел.

Рис. 2 – Схема нового газосепаратора

В существующих газосепараторах поток подается в камеру центробежной сепарации шнеком (например, в газосепараторах американской фирмы REDA) или крыльчаткой (укороченный вариант шнека) с наружным диаметром, равным наружному диаметру разделительной камеры. При определенных обстоятельствах проточная часть сепаратора может полностью заполниться и значительно уменьшить расход жидкости, это происходит из-за того что, в проточной части шнека возникает градиент давления, в которой газожидкостная смесь разделяется с образованием на тыльной стороне лопаток газовых каверн. В связи с этим, качество разделения газожидкостной смеси, поступающей в насос, ухудшается. Перетекающая из рабочей на тыльную сторону лопасти жидкость, разрушает каверны из-за того что на лопатках рабочего колеса в камере сепарации, отсутствует тонкостенный цилиндрический кожух, а так же наличие радиального зазора между ним и корпусом. К пенообразованию струи может привести наличие в масле поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Физический дисбаланс, появление градиентов давления и газовых каверн, пропорционален скорости вращения винтовых лопастей, буквально разрывающих раскрученный поток набегающей газожидкостной смеси. Газовая полость, образуемая на обратной стороне лопасти, периодически выходит из строя, вызывая вибрации. Кроме того, скорость пропорциональна радиусу. Поэтому шнек, подающий газожидкостную смесь в разделительную камеру, должен иметь как можно меньший радиус исходя из этих соображений.

Выводы:

1. Анализ существующих газосепараторов показывает, что имеются значительные резервы повышения производительности. Отметим, что наиболее эффективными являются газосепараторы, снабженные шнеками или специальными колесами на входе, без диагональных или вихревых ступеней, что приводит к уменьшению диаметра пузырьков подаваемой ГЛС.

2. На основании предварительных исследований, а также изучения технической литературы рассчитан, спроектирован и исследован оригинальный газосепаратор для погружных ТЭС, работающий по принципу сепарации ГЖЛ в центробежном поле.

3. На основе анализа экспериментальных исследований газосепараторов и отдельных агрегатов создана высокоэффективная конструкция. Его изоляционные свойства выше, напор и расход выше, а энергопотребление меньше, чем у аналогичного массового производства сепараторов.

Библиографический список:

1. Валовский В. М. Винтовые насосы для добычи нефти: учебное пособие /В. М. Валовский. – М. «Нефтяное хозяйство», 2012, – 248 с.
2. Балденко Ф.Д., Дроздов А. Н., Ламбин Д. Н. Исследование влияния свободного газа на характеристики одновинтового насоса // Учебно- методическое пособие к лабораторным работам для магистрантов.
3. Исследование работы газосепаратора 1МНГ5 к УВН на вязких газожидкостных смесях. / П.Д. Ляпков, В.И. Игневский, А.Н. Дроздов и др. // Нефтяное хозяйство. - 1989.-№ 4., с. 41-44.
4. Луи-Этьенн П. Повышение эффективности и ресурса систем винтовых насосов в условиях высокого содержания газа // Инженерная практика. – 2017. – № 11. – с. 20–22.

УДК 622.276.53:[621.67-83+621.694.3]

Исследование геометрических характеристик струйных насосов в составе тандемной установки

Маруев К. Я., Бобылева Т. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В последние десятилетия проводятся поиски новых технологий для освоения нефтегазовых месторождений. Многообещающим методом интенсификации и повышения эффективности освоения является применение струйных эжекционных систем, которые хорошо себя зарекомендовали как в буровой отрасли, так и в добыче нефти [1, 2]. Струйные насосы (СН) примитивны по конструкции, надёжны, им нестрашны высокие температуры, газосодержание и мехпримеси. Слабым местом СН являются небольшой КПД и необходимость монтажа силовой наземной насосной станции.

Актуальность данной темы включает в себя рассмотрение конструкции тандемной установки: СН и электроцентробежного насоса (ЭЦН) и решении проблем, связанных с повышением эффективности добычи нефти.

На сегодняшний день большинство месторождений в России испытывают проблемы, связанные с различными факторами, которые негативно влияют на добычу нефти. К этим факторам можно отнести низкий приток из пласта, откачивание жидкостей с высоким газосодержанием, сильные искривления ствола скважин, высокие температуры и т.д. Эксплуатация установок штанговых глубинных и погружных центробежных насосов является не лучшим выбором, так как в этих условиях, наработка на отказ оборудования снижается. При этом, традиционное насосное оборудование плохо показывает себя при эксплуатации низкодебитных скважин, часто их не удаётся освоить, и они консервируются.

Предлагается использовать тандемную установку в качестве альтернативы. Она универсальна, ее можно применять в скважинах, где традиционное оборудование мало эффективно.

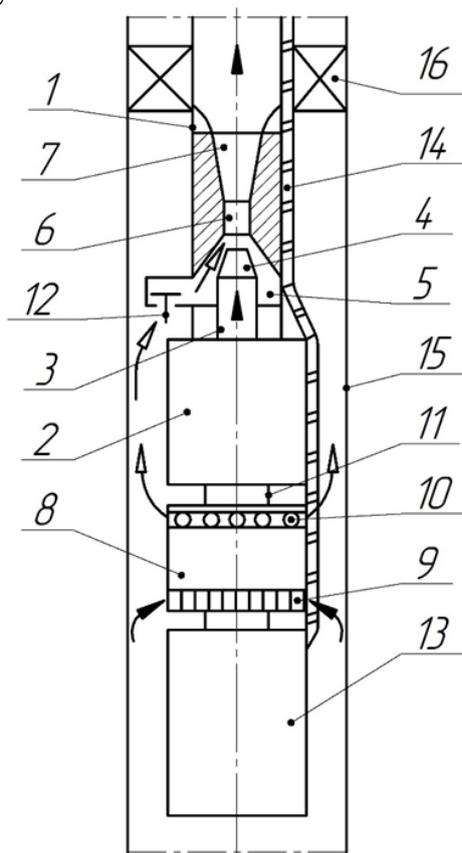
Целью работы является анализ исследования геометрических характеристик струйных насосов в составе тандемной установки.

Работа включает в себя следующие задачи:

- выполнить анализ конструкции тандемной установки СН и УЭЦН;
- рассмотреть принцип работы СН в тандемной установке;
- провести анализ исследования геометрических характеристик СН;

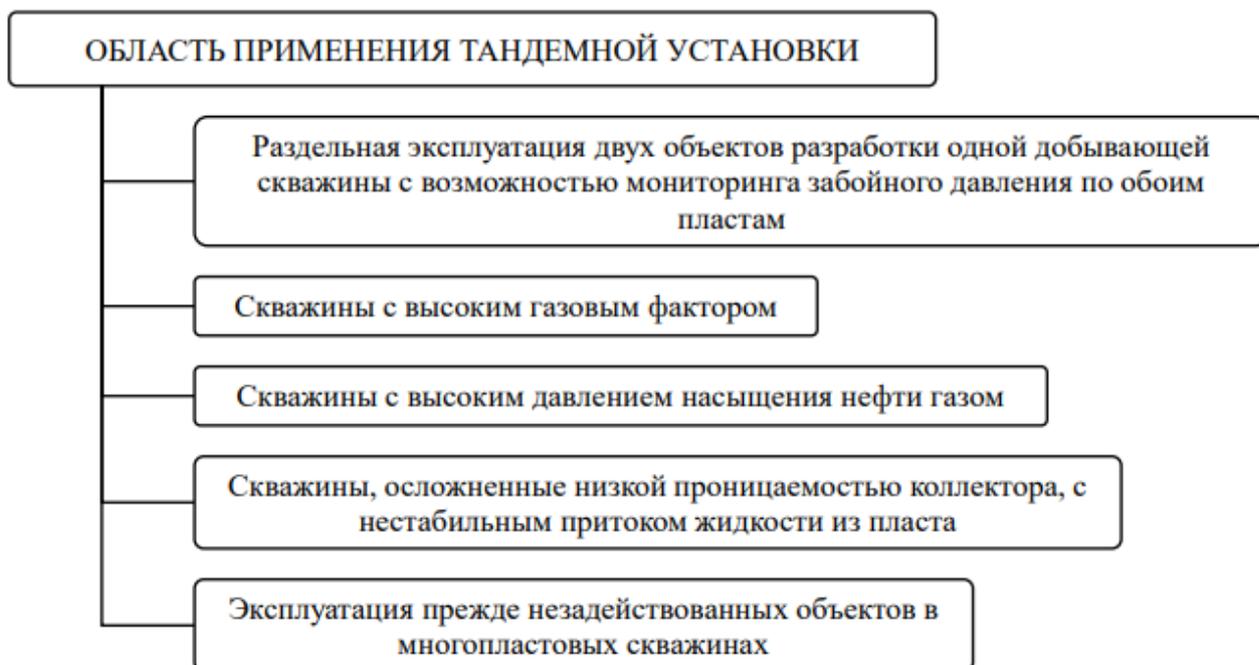
- Выводы.

На рисунке 1.1 представлена Тандемная установка, которая состоит из струйного насоса и ЭЦН и спускается в скважину на НКТ.



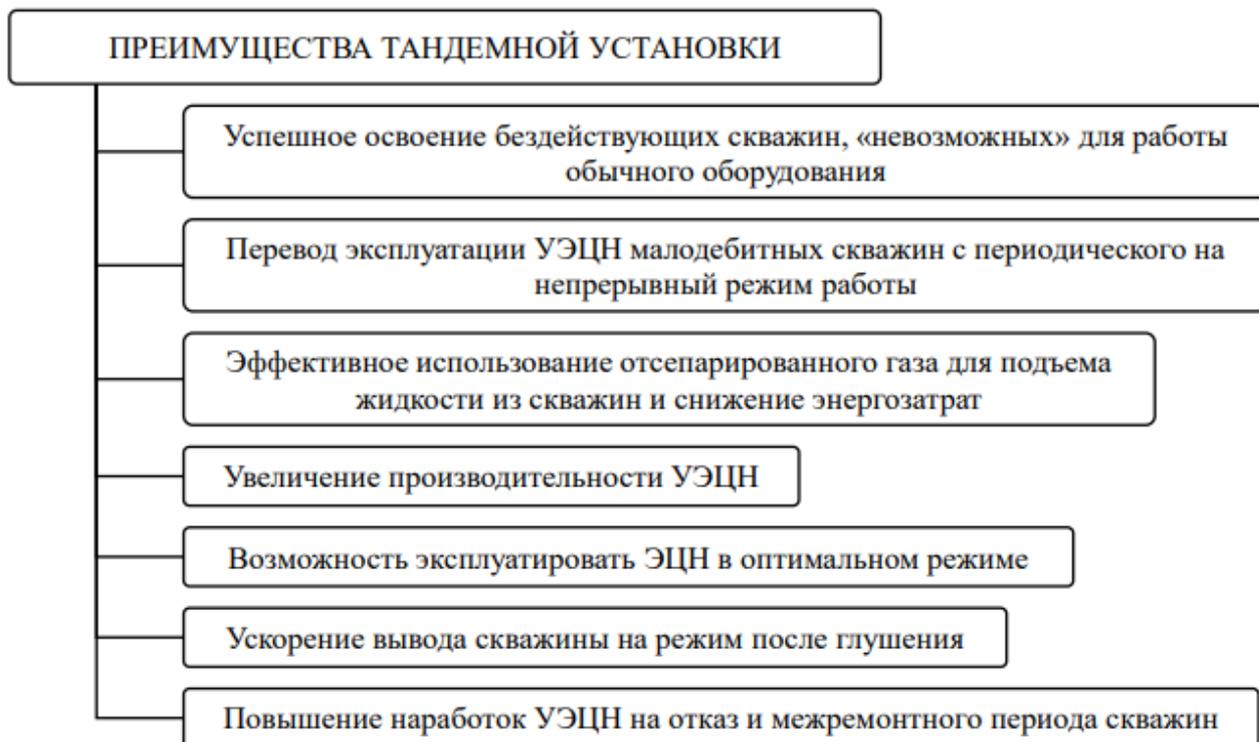
1 – НКТ; 2 – ЭЦН; 3 – нагнетательная линия ЭЦН; 4 – сопло; 5 – приемная камера; 6 – камера смешения; 7 – диффузор струйного аппарата; 8 – газосепаратор; 9 – приемная сетка; 10 – отверстия для сброса газа; 11 – входная линия ЭЦН; 12 – обратный клапан; 13 – ПЭД; 14 – кабель; 15 – эксплуатационная колонна; 16 – пакер ПИМ-КВ (пакер импульсный механический с кабельным вводом)

Рис. 1.1 – Тандемная установка



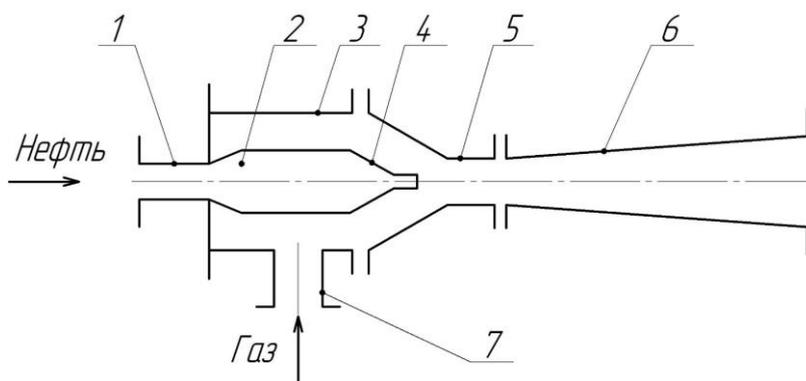
Система «Тандем» работает следующим образом: нефть, насыщенная газом, поднимается до газосепаратора, после она проходит сепарирование и направляется в ЭЦН, где через сопло эжектора СН нагнетается дальше по НКТ, а отсепарированный газ из газосепаратора поступает в затрубное пространство.

Нефть проходит под высоким давлением через сопло и подхватывает газ через клапан в приемную камеру СН. В камере смешения происходит перемешивание газа и нефти, выравниваются их давления и скорости, далее газированная жидкость поступает на поверхность по НКТ.



При помощи СН, находящегося на выходе тандемной установки, есть возможность установить рабочий режим ЭЦН с помощью подбора размеров выходного сечения сопла. Вместе с тем, подача на поверхность величины полезного расхода продукции включает в себя как подачу рабочей среды, так и эжектируемой среды, что позволяет повысить КПД установки.

Принцип работы струйного насоса (рисунок 1.2) состоит в следующем.



1 – патрубок для нефти под высоким давлением; 2 – камера высокого давления; 3 – корпус струйного насоса; 4 – сопло; 5 – камера смешения; 6 – диффузор; 7 – патрубок для газа низкого давления

Рис. 1.2 – Струйный насос

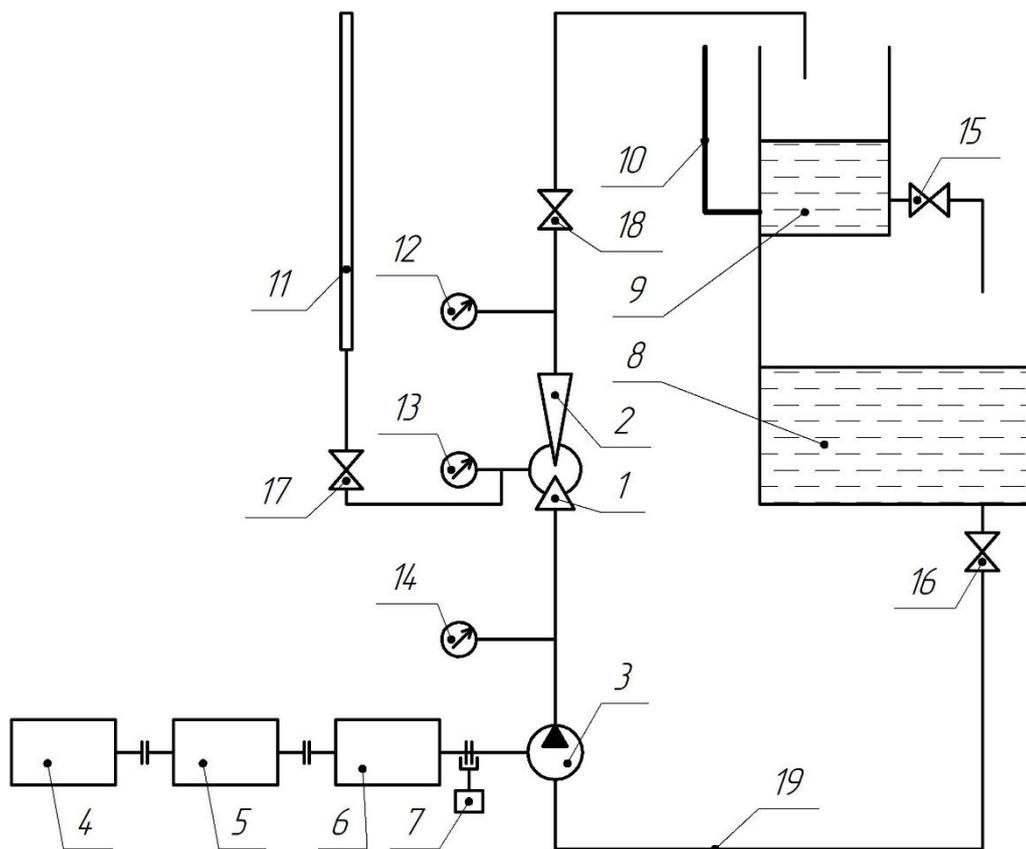
Отсепарированная нефть под высоким давлением поступает в патрубок для нефти, затем проходит камеру высокого давления, в которой через сопло с огромной скоростью движется в камеру смешения. Благодаря выходящей с огромной скоростью из сопла нефти, в корпусе СН

уменьшается давление и газ низкого давления, который находится в затрубном пространстве, интенсивно поступает в патрубок для газа. В камере смешения происходит перемешивание нефти и газа, а также выравниваются скорости перед диффузором. В диффузоре скорость нефти с газом падает, а давление восстанавливается за счет перехода основной части кинетической энергии нефти (скоростной) в энергию давления (потенциальную). Из этого следует, что при направлении затрубного газа в СН, в диффузоре он увеличит свое давление на 10-30%.

На рисунке 1.3 изображен стенд, на котором моделируется режим работы СН. В испытаниях применялся винтовой силовой насос, подача которого равна до 1 л/с и рабочим давлением до 4 МПа, также использовался электродвигатель постоянного тока. Стенд, на котором проводились исследования СН, работает следующим образом: силовой насос качает из емкости воду, которая по трубопроводу под давлением попадает в СН. В СН нагнетаемая жидкость проходит через сопло и, выходя из него, затягивает атмосферный воздух из приемной камеры, который поступает туда из мерной стеклянной трубки, прямоком в камеру смешения. Из нее газожидкостная смесь поступает в мерный бак. С помощью манометров и мерной трубки записываются результаты, которые будут использованы для подсчета параметров далее по работе.

В экспериментах со СН использовали: цилиндрическую камеру смешения с диаметром канала 9 мм и длиной 60 мм; тороидальную поверхность входного участка по радиусу 3 мм; угол конуса при вершине для диффузора 7 градусов; диаметр на выходе диффузора 25 мм. Для изменения параметра гидродинамического подобия (α) используется набор сменных сопел, представленных в таблице 1.1.

В ходе исследования было рассмотрено, как коэффициент сжатия рабочей струи в дальнейшей работе СН влияет на его характеристики. В течении экспериментов вода, которая проходила через сопло, совпадала со значениями числа Рейнольдса от 10^5 до $4 \cdot 10^5$, что отвечает автомоделной области.



1 – сопло; 2 – камера смешения с диффузором; 3 – силовой насос; 4 – регулируемый электродвигатель постоянного тока; 5 – асинхронный электродвигатель переменного тока; 6 – КПП; 7 – тахометр; 8 – емкость с водой; 9 – мерный бак; 10, 11 – мерные стеклянные трубки; 12-14 – образцовые манометры; 15-18 – задвижки; 19 – трубопровод

Рис. 1.3 – Схема стенда для испытаний струйных аппаратов

Таблица 1.1 – Геометрические характеристики струйных насосов

Номер сопла, №	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Диаметр входного отверстия сопла, мм	4,25	5,08	5,35	5,08	5,25	5,13	5,13	6,3	8
Угол конуса сопла – γ , градус	15	15	30	60	90	120	180	180	180
Коэффициент сжатия сопла – ϵ	1	0,95	0,92	0,85	0,8	0,75	0,67	0,65	0,65
Параметр подобия – a	4,48	3,31	3,08	3,69	3,68	4,11	4,6	3,14	1,95

На рисунке 1.4 представлены экспериментальные напорные характеристики струйных насосов, из которых видно, что чем больше относительный напор, тем меньше относительный расход струйного насоса.

На рисунке 1.5 представлены экспериментальные характеристики КПД струйных насосов. На графике видно, что при снижении коэффициента сжатия, максимальное КПД СН сдвигается в сторону увеличения значений относительного расхода. При увеличении угла конуса сопла, происходит уменьшение коэффициента сжатия.

Если СН имеет различные значения коэффициента сжатия, но гидродинамическое подобие постоянно, то характеристики разных насосов будут совпадать по значениям.

На рисунке 1.6 представлена зависимость КПД струйного насоса от угла конуса сопла. Из графика видно, что угол конуса сопла практически не оказывает влияние на эффективность работы струйного насоса.

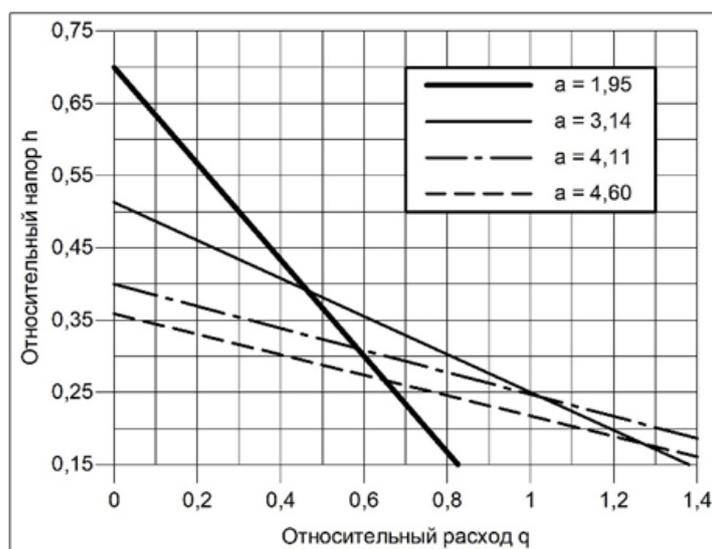


Рис. 1.4 – Экспериментальные напорные характеристики струйных насосов

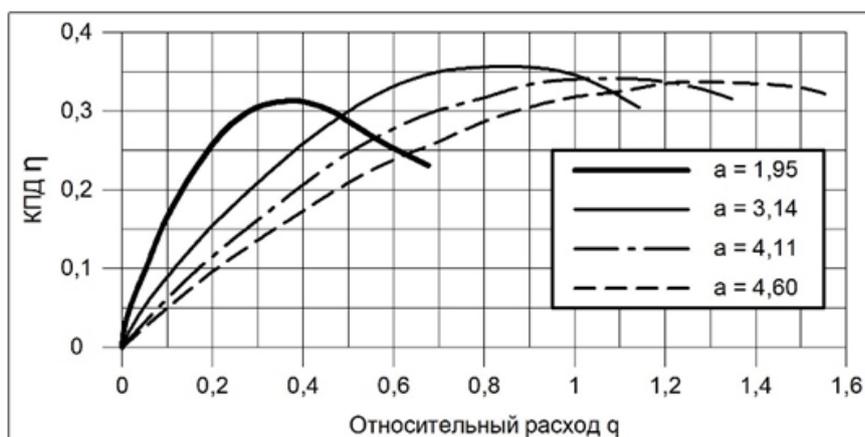


Рис. 1.5 – Экспериментальные характеристики КПД струйных насосов

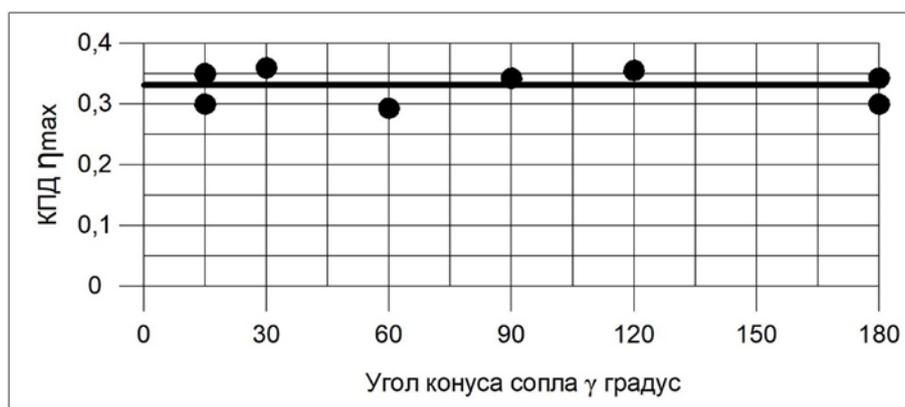


Рис. 1.6 – Зависимость максимального КПД струйного насоса от угла конуса сопла

При анализе исследования геометрических характеристик струйных насосов были сделаны следующие выводы:

- 1) если не изменять размеры камеры смешения, то одинаковые характеристики СН можно получить, применяя разные варианты исполнения сопла;
- 2) на рисунке 1.6 видно, что максимально возможное КПД СН показывает при угле конуса сопла 30° и 120°. Это можно использовать при подборе сопла для СН в тандемную установку.

Библиографический список:

1. Сериков, Д. Ю. Совершенствование эжекционных систем промывки забоя // Сфера. Нефть и Газ. – 2019. – № 4 (72). – С. 116-121.
2. Компоновка для добычи струйным насосом НСИ и ЭЦН ОРД-НСИ (Тандем 4) [Электронный ресурс]. – <https://geonik.com/компоновка-для-добычи-струйным-насос/> (дата обращения 27.01.2023 г.).
3. Особенности эксплуатации погружных насосных и насосно-эжекторных систем на Талинском месторождении / А.Н. Дроздов, С.Ю. Бахир // Нефтепромысловое дело, 1997, №3, с. 9-16
4. Скважинные насосные установки для добычи нефти. / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
5. Основы расчета и конструирования насосно-эжекторных установок / Ю.А. Сазонов – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 300 с.

УДК 331.087

Применение нанотехнологий при изготовлении, техническом обслуживании и ремонтах бурового и нефтегазопромыслового оборудования

Соловьев В. В., Лауденшлегер Л. О.

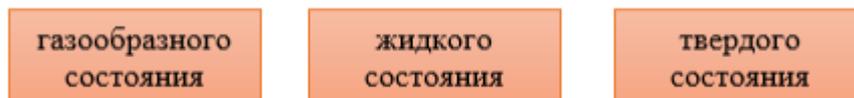
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Известно, что буровое оборудование и оборудование для добычи нефти и газа подвержено вредным влияниям атмосферы, износу и коррозионному воздействию бурового раствора, сероводорода, углекислого газа [5]. В настоящее время применение наноматериалов и нанотехнологий для технического обслуживания и ремонта позволяет значительно повысить надежность и долговечность оборудования. Поэтому развитие и внедрение нанотехнологий на предприятиях нефтяной и газовой промышленности является актуальным вопросом для применения нанотехнологий при изготовлении, техническом обслуживании и ремонтах бурового и нефтегазопромыслового оборудования. [2]

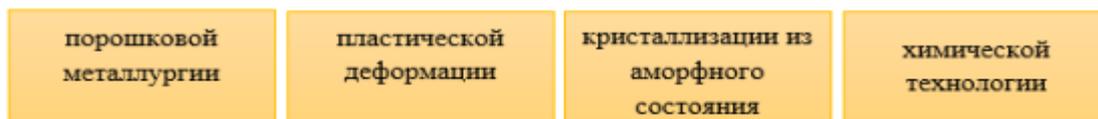
«Нано» обозначает уменьшение размера в 10^{-9} раз. К наноматериалам относятся объекты с характерным размером менее 100 нанометров. Нанотехнология – область фундаментальной и прикладной науки и техники, имеющая дело с совокупностью теоретического обоснования, практических методов исследования, анализа и синтеза, а также

методов производства и применения продуктов с заданной атомной структурой путём контролируемого манипулирования отдельными атомами и молекулами. [3]

Наноматериалы получают из:



Следующими методами:



Используя нанотехнологию можно получать материалы, параметры которых определяются процессами на макро- и микроуровнях структуры материалов.

Внимание уделяется изучению механизмов получения атомных кластеров и плёночных систем, полимерных нанокомпозитов.

Получение нанокристаллических плёнок металла на подложках со смачиваемой поверхностью приводит к улучшению показателей надежности и долговечности материала.

Методом химического газофазного осаждения созданы полимерные нанокомпозиты, в которых применяются металлизированные волокна (стеклянные, углеродные), сульфидированные металлические порошки, углеродные нанотрубки, нанопорошки железа.

В литейном производстве наноплёнки являются перспективными для покрытия форм.

Эффективно применяются полировальные пасты и противозносные препараты на основе наночастиц. Пленочные антифрикционные наноматериалы используются в составе твердых смазок. [3]

Добавка наночастиц в полимерны повышает их физико-механических свойства. Замена металлических деталей на полимерные, армированные наночастицами, приводит в автомобилестроении к значительному уменьшению массы автомобиля

Фуллерены вводят в смазочные материалы. Полимерные композиты с наполнителями из фуллеренов и углеродных нанотрубок обладают повышенной прочностью и низкой воспламеняемостью.

Композитные материалы, включающие углеродные волокна, используются при производстве некоторых деталей. В них могут присутствовать термопласты, реактопласты, металл или углерод.

Нанотрубки упрочняют композит, увеличивают прочность материала, поглощая энергию за счет своей гибкости и упругости [1].

При использовании наноматериалов и нанотехнологий в процессе изготовления и ремонтах машин и оборудования решаются следующие задачи (рисунок 1).

Разработкой нанотехнологий в нефтегазовой отрасли занимаются Институт катализа имени Г. К. Борескова, ГК «Роснотех», АО «Роснано».

АО «Роснано» совместно с компанией «Новомет-Пермь» разработал процесс изготовления и ремонта УЭЦН с применением наноструктурированных покрытий с использованием технологии газоплазменного напыления.

ООО НПП «КБ-Авангард» разработал пластырь для обсадных колонн нефтегазовых скважин, который обладает управляемым эффектом памяти формы с использованием нанотехнологий. [3]

Российской научно-производственной компанией «РАМ» с помощью технологии наноалмазного хромирования налажен выпуск золотниковых клапанов «Норма»

Для повышения стойкости к гидроабразивному изнашиванию деталей насадок гидромониторных долот, гидроремешивателей, деталей вертлюгов, насосов используются металлокерамические нанопорошки, а также нанесение нанослоя из оксида алюминия.

С целью упрочнения режущих элементов долот используются наночастицы из металлокерамики.

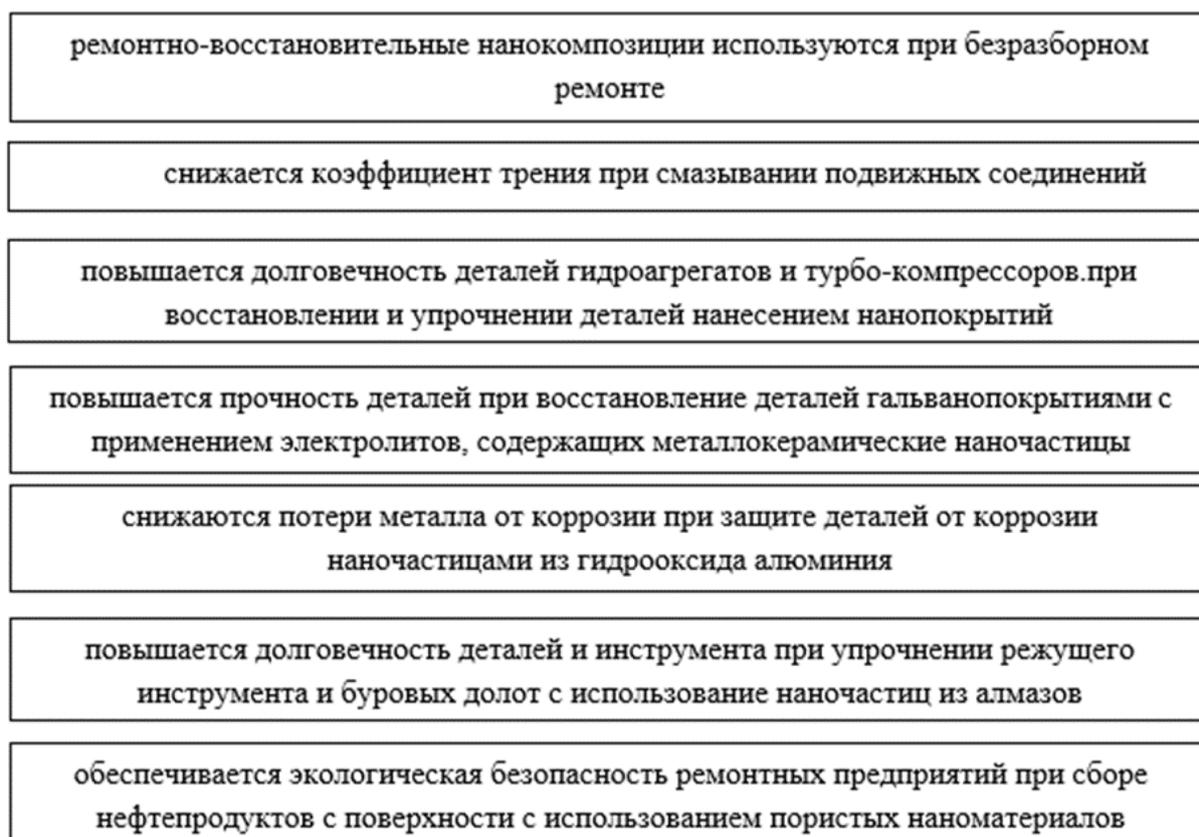


Рис. 1 – Общие задачи

На базе автомобилей и тракторов выпускаются: мобильные буровые установки, агрегаты для подземного и капитального ремонта скважин, агрегаты для цементирования скважин.

На сегодняшний день к нанотехнологиям в сфере автохимии для применения в качестве присадок и добавок к смазочным материалам автотракторной техники следует отнести следующие разработки (рисунок 2) [4].

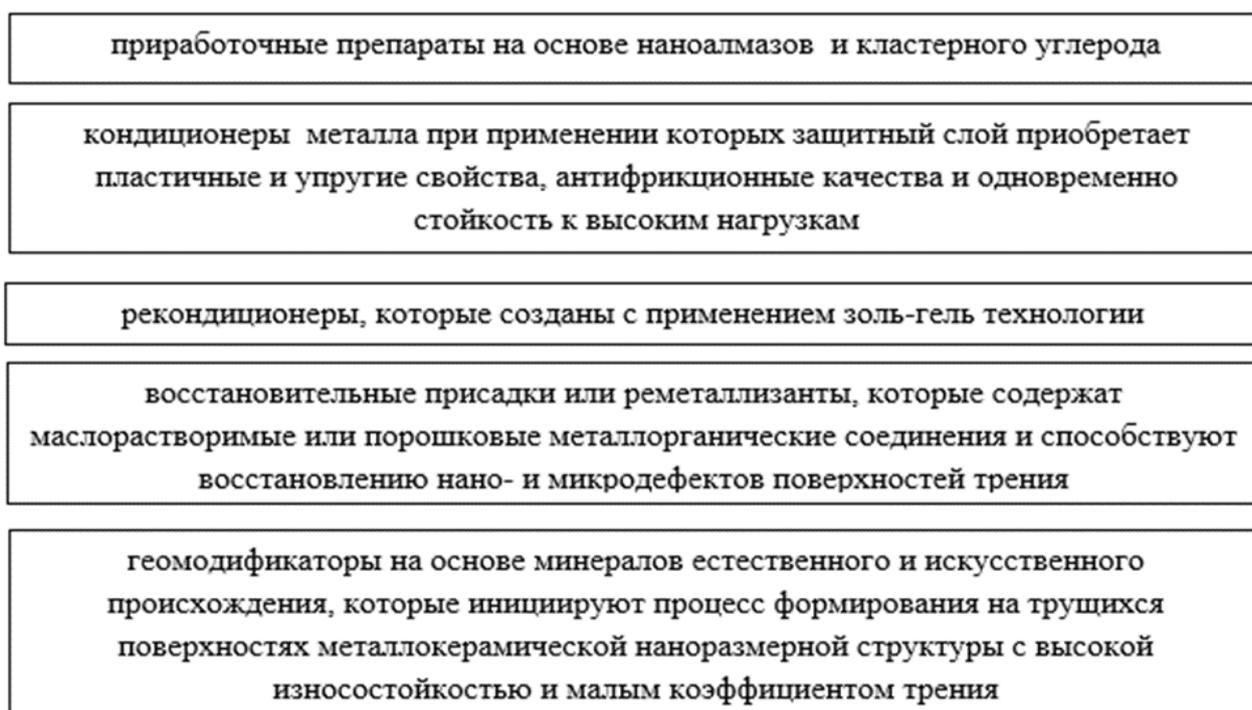


Рис. 2 – Основные препараты

В работе рассмотрены основные нанотехнологии применяемые при изготовлении, ремонтах бурового и нефтепромыслового оборудования.

Изучение проблем нанотехнологий требует активной деятельности ученых и технологов различных профилей. Главной задачей является разработка новых нанотехнологий и наноматериалов. Это предопределяет новые технологические возможности при проектировании, изготовлении, эксплуатации технического обслуживании и ремонтах технологического оборудования используемого при строительстве скважин, добыче из них нефти и газа, транспорте и переработке углеводородов.

Исследование и развитие нанотехнологий является актуальным вопросом для проектирования, конструирования и ремонта оборудования в нефтегазовой сфере.

Библиографический список:

1. Лунева Т.О., Беленьков С.Н. Наноструктурированные покрытия в нефтегазовой отрасли. г. Курск, Курский государственный университет: сборник трудов конференции. 2018 г. с. 147-151
2. Гаффанов, Р. Ф. Анализ существующих методик расчета наплавов и защитных покрытий на прочность / Р. Ф. Гаффанов, Д. Ю. Сериков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 7. – С. 34-37.
3. Балабанов В.И. Все о присадках и добавках для автомобилиста. М., Эксмо, 2008. – 240 с.
4. Основы нанотехнологии [Электронный ресурс] : учебник / Н. Т. Кузнецов, В. М. Новоторцев, В. А. Жабрев, В. И. Марголин.
5. Быков, И. Ю. Экспертное обследование фрагмента аварийного участка трубопровода с целью определения причин возникновения язвенной коррозии / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко, А. Л. Смирнов, В. Л. Мещанкин // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 78-88.

УДК 621.67-75

Исследование системы с отрицательной жесткостью для снижения вибрации в магистральном нефтеперекачивающем насосном агрегате

Хабаров М. В., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В настоящее время нефтегазовая промышленность является одной из отраслей тяжелой индустрии. Нефтегазовая отрасль включает в себя промышленность, связанную с разведкой нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин для добычи нефти и газа, а также производств, осуществляющих организацию транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов.

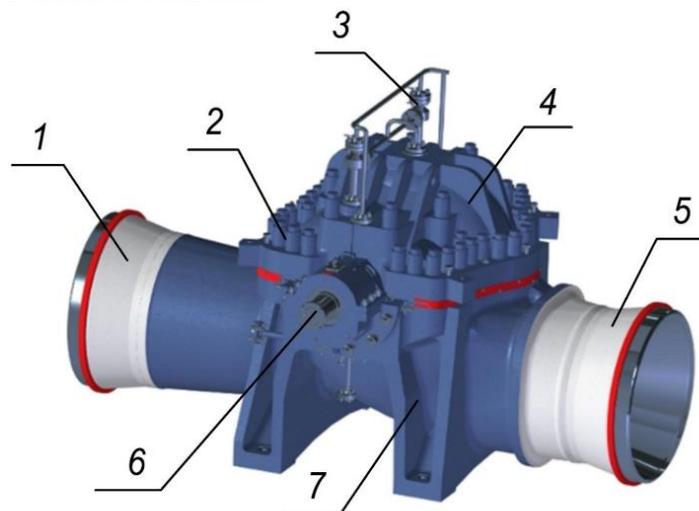
После добычи нефти её необходимо транспортировать к конечному потребителю, транспортировка нефти происходит посредством прокладки трубопроводов и работы насосного оборудования, установленного на нефтеперекачивающих станциях (НПС). В настоящее время, на перекачивающих станциях, для перекачки нефти применяются центробежные магистральные насосные агрегаты. Предназначен центробежный магистральный насос для перекачивания нефти и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам.

Для продолжения движения нефти по магистральным нефтепроводам необходимо поднимать давление в трубопроводе – заставляя перетекать нефтепродукты из области наименьшего давления в конце каждого участка трубопровода в область наиболее высокого давления в начале каждого следующего участка, эту задачу помогает решить использование насосных агрегатов или нескольких насосов, установленных на насосных станциях [1].

Конструктивно центробежный магистральный насос состоит из нижней и верхней части корпуса, вала, рабочего колеса, втулок, подшипников скольжения, уплотнений торцового типа (рисунок 1).

При работе насосного оборудования нефть попадает из линии всасывания в осевую часть рабочего колеса. Рабочее колесо закрепляется на массивном вале, который приводится в движение электродвигателем, под действием центробежной силы инерции, нефть перемещается от центра

рабочего колеса к его периферии в линию нагнетания, благодаря этому в линии нагнетания создается давление большее, чем в линии всасывания.



- 1 – входной патрубок; 2 – шпильки для затяжки крышки; 3 – система гидроциклон;
4 – крышка; 5 – выходной патрубок; 6 – вал;
7 – корпус насоса.

Рис. 1 – Центробежный магистральный насос

К магистральному нефтеперекачивающему агрегату с двух сторон присоединены всасывающий и напорный патрубки. Трубопровод линии всасывания и линии нагнетания представляют собой трубы большого диаметра, по которым осуществляется вход нефти с одной стороны насоса и выход (с наибольшим напором) с другой стороны соответственно.

Из-за определенного конструктивного исполнения и работы магистрального насосного агрегата в тяжелых условиях, а также при работе насоса в режимах отличных от номинальных, в насосе и присоединенному к нему трубопроводу обвязки возникают механические колебания – вибрация. При явлении вибрации нефтеперекачивающего оборудования, для оценки его технического состояния используется характеристика виброскорости и виброускорения. Виброскорость – это скоростная характеристика колебательного движения частиц среды (мм/с). Виброускорение – это прямо связанное с силой, вызвавшей вибрацию значение механических колебаний (вибрации). Виброускорение характеризует динамическое взаимодействие элементов внутри агрегата, которое и вызвало данные механические колебания [2].

В связи с различной природой возникновения вибраций, в первую очередь вибрации оказывают влияние не только на техническое состояние тех узлов насоса, которые являются причиной возникновения вибраций, но и влияют на техническое состояние присоединенных к агрегату трубопроводов обвязки. Существуют ряд основных причин возникновения вибраций в системе «магистральный насос – трубопровод обвязки».

Опытным путем были проведены исследования возникновения вибраций в магистральном насосе, которые показали, что при повышении создаваемого насосом напора, наблюдается рост вибрационных колебаний трубопровода.

Система «насос-трубопровод обвязки» – это взаимосвязанный полигармонический процесс, следовательно, можно сделать вывод, что вибрационные колебания насосного агрегата в полной мере влияют на колебания трубопроводов обвязки и возникает явление резонанса. Резонанс – это явление, при котором наблюдается совпадение собственных частот колебаний трубопровода обвязки с возбуждающими частотами источника колебаний – насосного агрегата.

Для снижения механических колебаний магистрального насоса и системы «насос-трубопровод обвязки» возможным решением будет уход от резонанса частот вибрации МНА и трубопровода. Для ухода от резонанса одним из решений является применение виброзащитных систем.

В работе предлагается применение системы, снижающей вибрации, которая работает по принципу отрицательной жесткости. В основе виброзащитной системы в качестве

виброизолятора предложены тарельчатые пружины. Тарельчатая пружина представляет собой коническую шайбу, пружинящую при осевой нагрузке. Основные характеристики тарельчатой пружины – это толщина, внешний и внутренний диаметры, прогиб (максимально возможная деформация при нагрузке) (рисунок 4).



Рис. 2 – Схема основных причин вибрации в системе «магистральный насос – трубопровод обвязки»

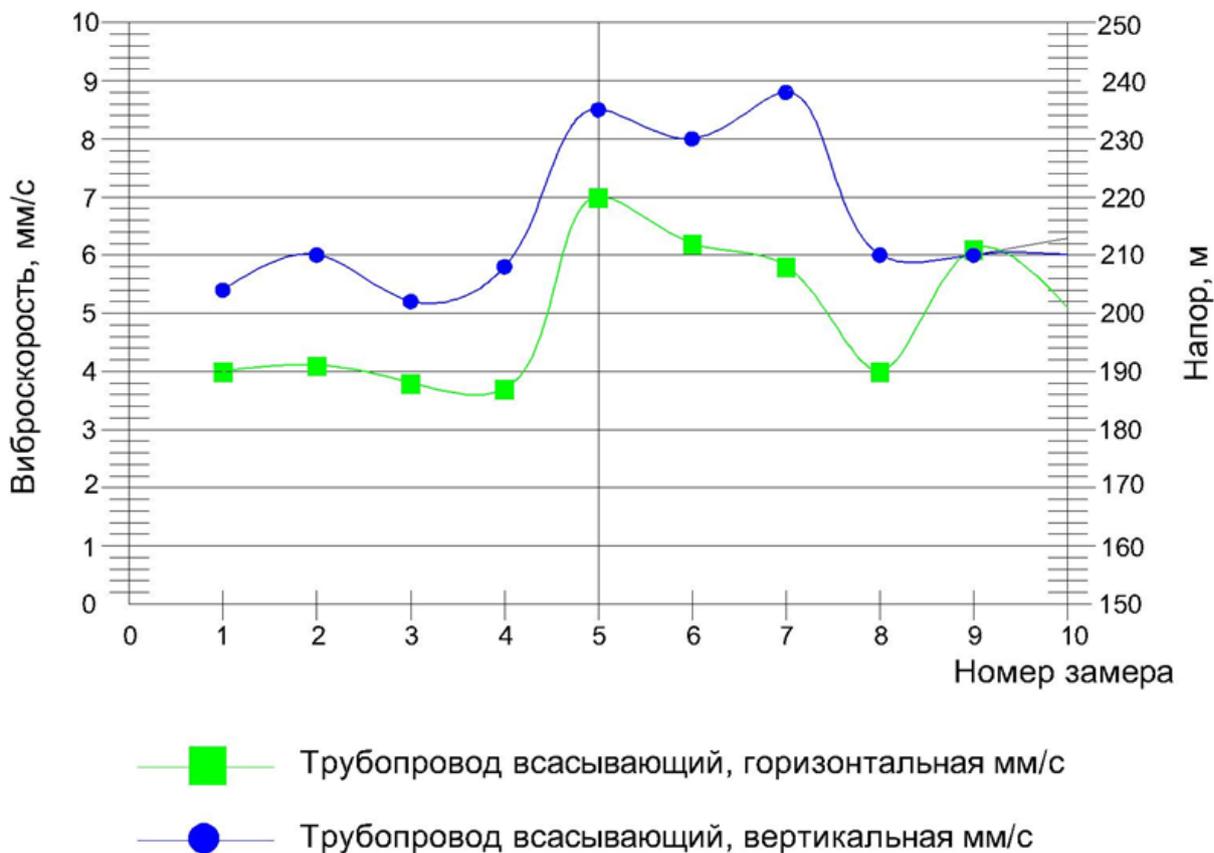
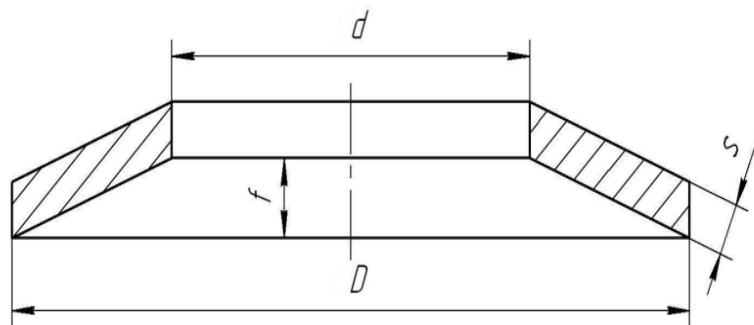


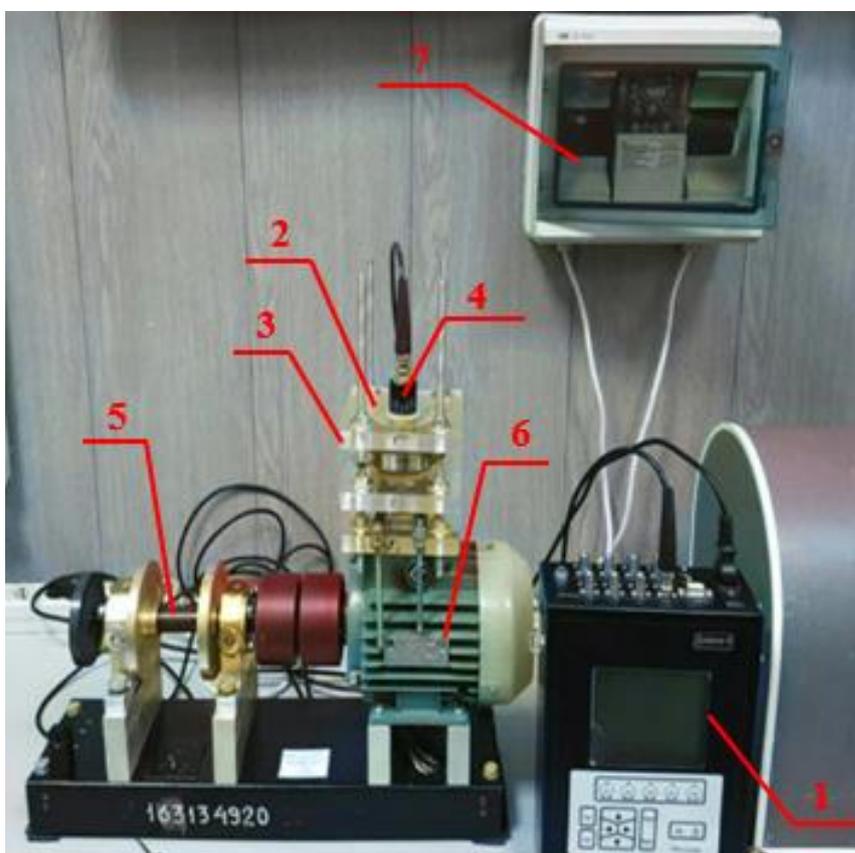
Рис. 3 – График зависимости виброскорости от напора магистрального насосного агрегата НМ10000-210



D – наружный диаметр конуса; d – внутренний диаметр конуса;
 s – толщина конуса; f – полная высота внутреннего конуса

Рис. 4 – Внешний вид и основные размеры тарельчатой пружины

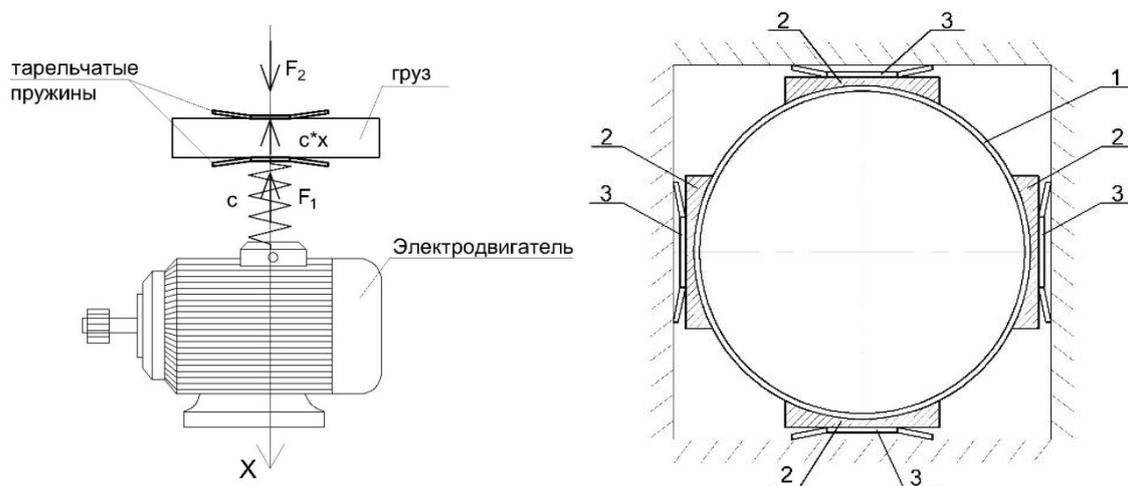
В ФГБОУ ВО «УГНТУ» Для доказательства работы тарельчатых пружин была создана экспериментальная установка (рисунок 5) [3].



1 – Диана-8 – восьмиканальный анализатор вибросигналов;
 2 – Виброизолятор – тарельчатые пружины, поджатые к защищаемому объекту с двух сторон; 3 – Защищаемый объект (пружина с грузом); 4 – Датчик вибрации; 5 – Ротор станда для балансировки; 6 – Электродвигатель; 7 – Частотный преобразователь для электродвигателя.

Рис. 5 – Стенд экспериментальной установки

В основе испытательного стенда лежит лабораторная установка для отработки навыков по балансировке роторов динамических машин производства Научно-производственной компании «ВАЛТЕСН», Санкт-Петербург. Лабораторная установка по балансировке роторов представляет собой электродвигатель с частотно-регулируемым приводом (ЧРП), что позволяет изменять частоту вращения (основную частоту колебаний, соответственно) в пределах до 50 Гц и позволяет добиться резонанса с собственной частотой системы. Данный электродвигатель и является первоисточником вынужденных колебаний. Далее на рисунке 6 показан принцип работы, предлагаемой виброзащитной системы с отрицательной жесткостью.



1 – корпус трубопровода-обвязки; 2 – крепление тарельчатых пружин к трубопроводу; 3 – виброизолятор в виде тарельчатых пружин

Рис. 6 – Схема установки тарельчатых пружин

На верхнюю часть корпуса электродвигателя установлена система, которая состоит из защищаемого объекта с виброизолятором (тарельчатые пружины). Тарельчатые пружины поджимаются с двух сторон к трубопроводу обвязки.

Силовую характеристику тарельчатой пружины определяют по формуле 1.1

$$F(x) = \frac{8 * \pi * E * s * \lambda_1}{(D - d)^2} * \left\{ (f - \lambda_1) * \left(f - \frac{\lambda_1}{2} \right) * \left[\frac{D + d}{2(D - d)} - \frac{1}{\ln \left[\frac{D}{d} \right]} \right] + \frac{s^2 * \ln \frac{D}{d}}{12} \right\}, \quad (1.1)$$

где E – модуль упругости материала пружины;
 s – толщина конуса пружины;
 f – полная высота внутреннего конуса;
 D – наружный диаметр тарельчатой пружины;
 d – внутренний диаметр тарельчатой пружины;
 λ_1 – осадка пружины.

Для того, чтобы силовая характеристика тарельчатой пружины имела отрицательный участок направления, параметры пружины должны быть подобраны таким образом, как показано на рисунке 7. На рисунке 7 пунктирными линиями показан необходимый рабочий диапазон пружины. Отрицательная жесткость виброизолятора для снижения вибрационных колебаний достигается подбором тарельчатых пружин таким образом, чтобы отношение полной высоты внутреннего конуса пружины к его толщине превышало $\sqrt{2}$ ($\frac{f}{s} > \sqrt{2}$).

При установке на защищаемый объект, необходимо предварительно поджать тарельчатые до их рабочего диапазона. При условии действия четырех тарельчатых пружин, одновременно по одной оси будет действовать по две пружины. Данные пружины имеют противоположно-направленные векторы восстанавливающих сил. Отрицательная жесткость достигается суммой силовых характеристик системы, в сумме учитывается положительная жесткость трубопровода-обвязки и прибавляется соответствующая силовая характеристика с силовыми характеристиками пружин. Сумма силовых характеристик дает суммарную характеристику системы на рассматриваемом участке трубопровода с виброизолятором с отрицательной жесткостью (рисунок 8).

Сумма характеристик системы так же определяется по формуле 1.2

$$F_c = c * x + F_1 - F_2, \quad (1.2)$$

где c – жесткость пружины;
 x – координата трубопровода;
 F_1 – силовая характеристика 1-ой пружины;
 F_2 – силовая характеристика 2-ой пружины.

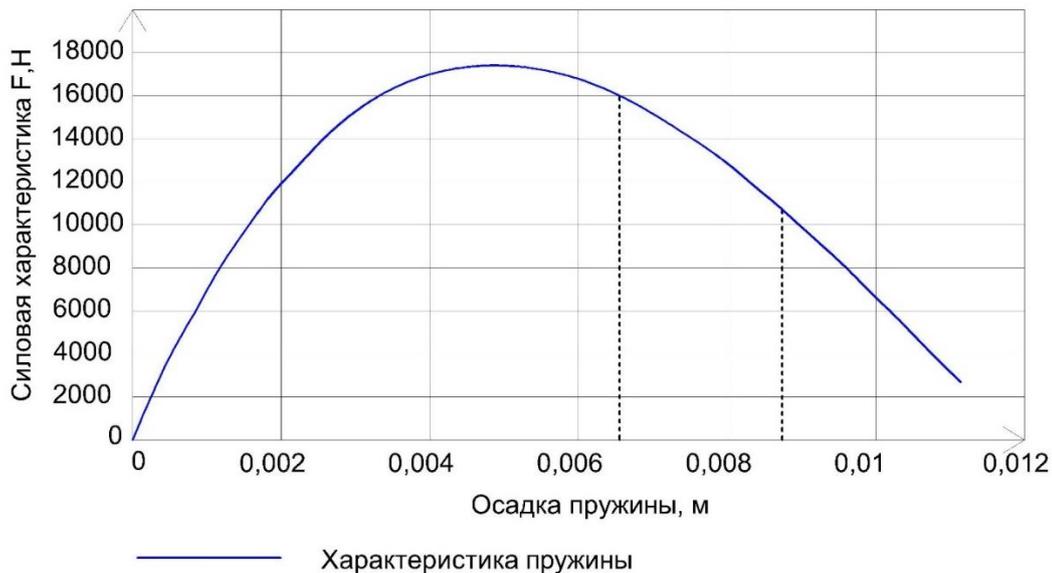


Рис. 7 – Силовая характеристика пружины при применении системы для снижения механических колебаний

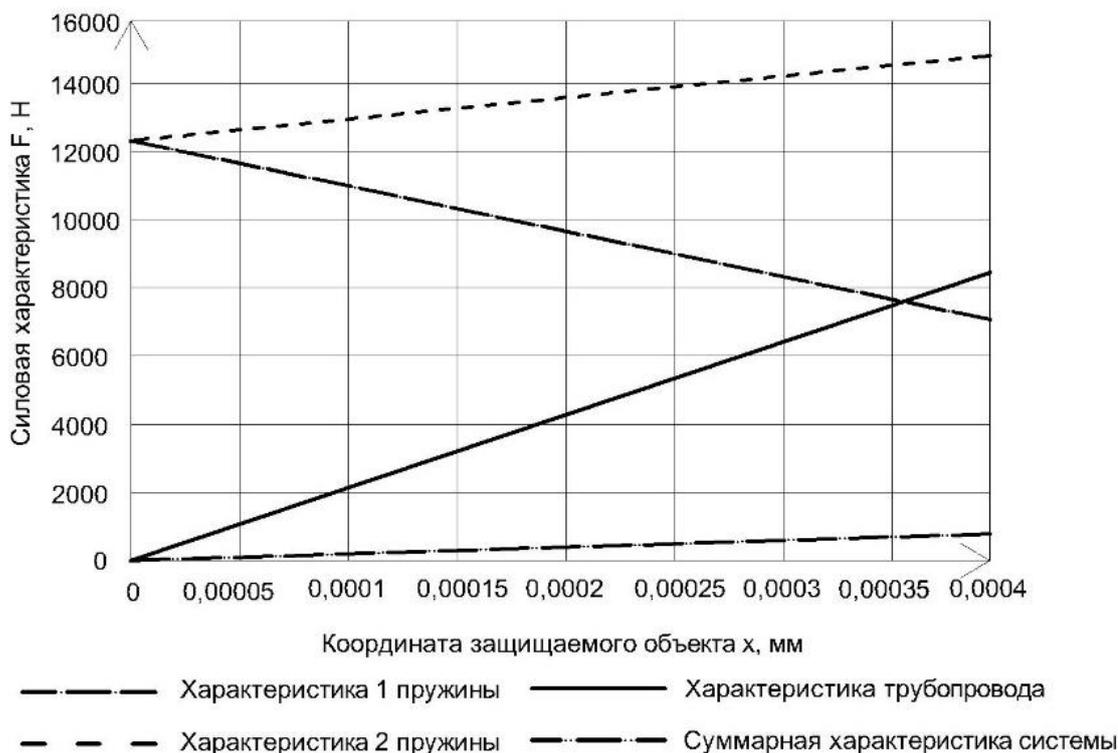


Рис. 8 – Силовая характеристика виброзащитной системы с отрицательной жесткостью

Результаты после проведения эксперимента показали, что без применения пружин виброскорость составила 23,4 мм/с, а с применением системы из тарельчатых пружин виброскорость составила 14,5 мм/с, также снизилась жесткость всей системы с 22800 Н/м до 13000 Н/м [3].

Таким образом, при сочетании участка груза (трубопровода) с положительной жесткостью и виброизолятора (тарельчатых пружин) с отрицательной жесткостью, на силовой характеристике системы «виброизолятор – трубопровод-обвязки» получается рабочий участок с квазиулевой жесткостью, что обеспечивает снижение частот собственных колебаний всей системы. При

предварительном поджатии в системе «виброизолятор – трубопровод-обвязки» снижается жесткость, а также исключается резонанс магистрального насоса с трубопроводом обвязки.

В связи с выходом из зоны резонанса системы «магистральный насос – трубопровод обвязки» снижается частота собственных колебаний насосного агрегата, что повлечет за собой увеличение межремонтных периодов при эксплуатации насосного оборудования на станции НПС.

Библиографический список:

1. Анализ причин возникновения вибраций в центробежных насосах магистральных нефтепроводов и разработка мероприятий для снижения их уровня / Хабаров М.В. // Севергеоэкотех – 2022 : материалы конференции. – Ухта : УГТУ, 2022 – с. 320-324.
2. Крапивский, Е.И. Физико-технические методы и средства диагностики оборудования при транспортировке нефти и газа / Е.И. Крапивский, М.Ю. Земенкова, Д.А. Борейко: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 2020. – 229 с.
3. Токарев А. П. Снижение вибраций трубопроводной обвязки насосно-силовых агрегатов магистральных трубопроводов виброизоляторами с заданной силовой характеристикой. дис. кандидат технических наук. – Уфа, 2019.

УДК 621.51

Разработка методики исследования резьбовых соединений НКТ на экспериментальном стенде с рекомендациями по повышению износостойкости

Денисов М. А., Борейко Д. А., Дзвиняцкий В. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

С освоением новых месторождений нефти и газа увеличиваются глубина и сложность конфигураций скважин, меняются и ужесточаются условия эксплуатации трубопроводов. Рабочие температуры от -60 до $+200^{\circ}\text{C}$, знакопеременные нагрузки, коррозионное растрескивание под напряжением в агрессивных средах снижают механические свойства (прочность и пластичность), стойкость к охрупчиванию и разрушению вследствие коррозии, повышают усталость нефтегазопроводов, особенно обсадных, буровых и насосно-компрессорных труб (НКТ).

По актуальным сведениям, основной причиной аварий в нефтегазовом комплексе при добыче нефти и газа являются аварии на нефте- и газопроводах, около половины из которых связаны с негерметичностью резьбовых соединений трубы и муфты (рисунок 1). Поэтому повышение долговечности соединений НКТ является актуальной задачей разработчиков и эксплуатантов скважинного и насосно-компрессорного оборудования.

Чтобы решить эту проблему необходимо определить срок службы резьбовых соединений для стальных НКТ в стандартных и экстремальных условиях. Для этого необходимо разработать экспериментальный стенд, методику проведения исследований, провести серию испытаний и проанализировать получившиеся результаты.

Методика определения срока службы резьбового соединения НКТ и муфт к ним (ГОСТ 633-80, ГОСТ Р 52203-2004) заключается в том, чтобы несколько раз выполнить серию циклов испытаний на свинчивание-развинчивание образцов резьбового соединения «ниппель-муфта» в предельном состоянии, регистрируя крутящий момент на каждом этапе испытаний и определяя затяжку с помощью резьбовых калибров.

В рамках исследования, проводятся следующие виды измерений:

- замер геометрических параметров профиля резьбовой части НКТ до и после проведения цикла испытаний на экспериментальном стенде при асимметричном нагружении;
- определение величины натяга в зависимости от количества циклов испытаний;
- замер крутящего момента свинчивания-развинчивания.

Для проведения исследований работоспособности будут приняты образцы треугольного профиля условным диаметром 73,0 мм.

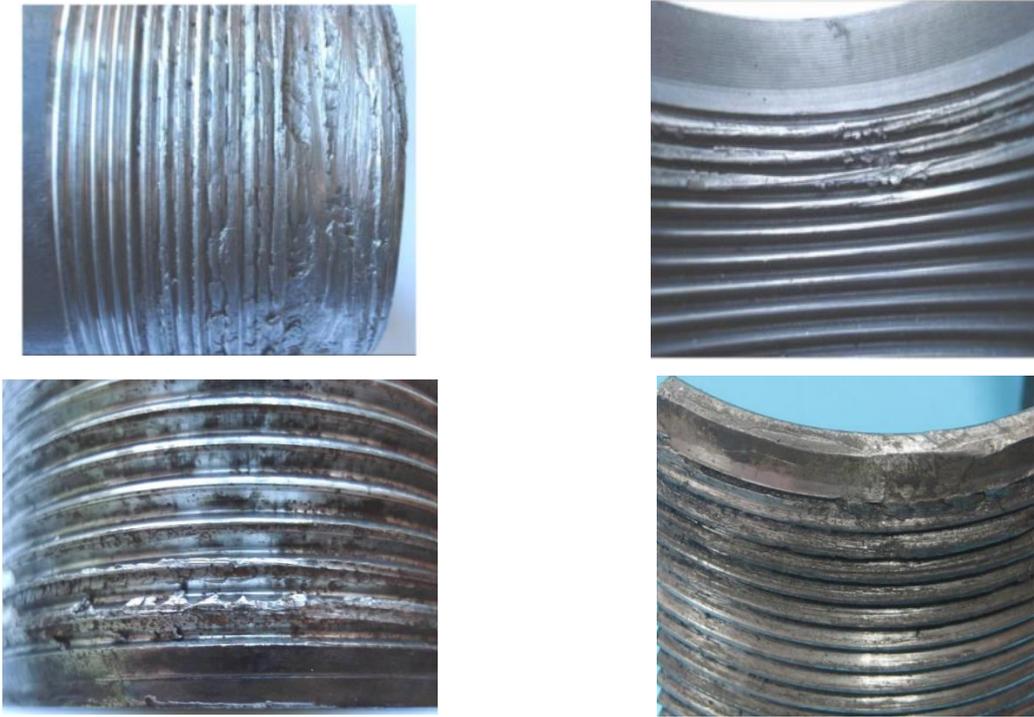
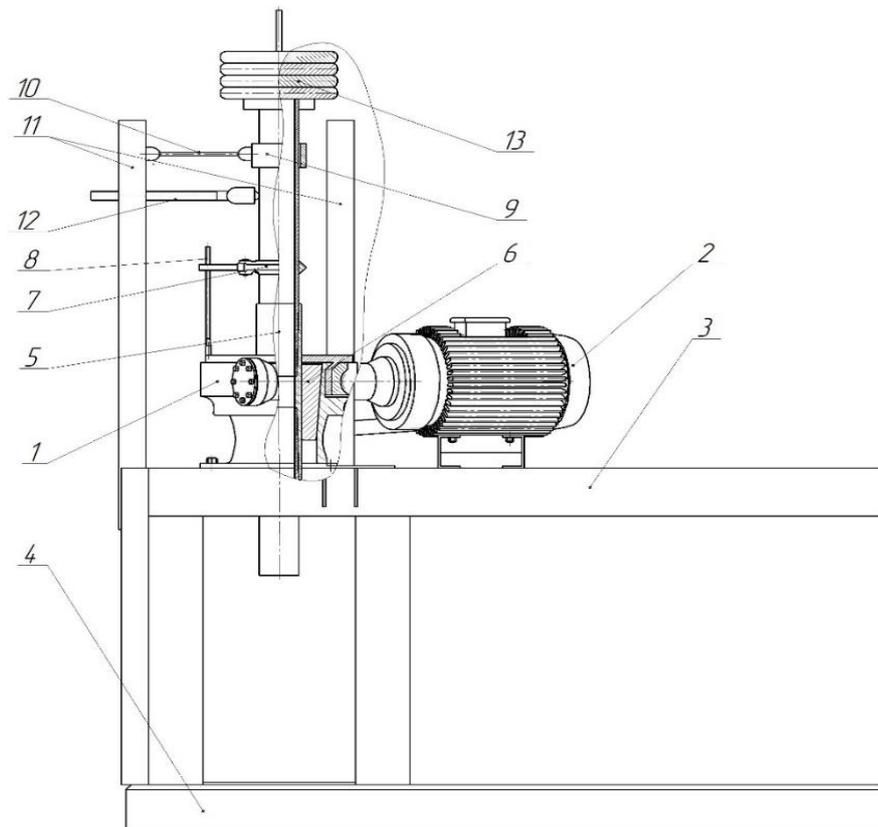


Рис. 1 – Иллюстрации разрушения трубной резьбы НКТ

В лаборатории кафедры МОНиПП УГТУ разработан и сконструирован экспериментальный стенд для исследования резьбового соединения на базе ключа АПР2-ВБМ (рисунок 2).



1 – автоматический ключ АПР2-ВБМ; 2 – электропривод; 3 – рама; 4 – фундамент;
 5 – испытуемое соединение; 6 – зажимное устройство; 7 – трубный ключ с регистратором момента; 8 – водило; 9 – центратор; 10 – гибкая стяжка; 12 – устройство для создания боковой нагрузки; 13 – утяжелители

Рис. 2 - Конструкция экспериментального стенда для проведения испытаний на свинчивание-развинчивание труб НКТ

Экспериментальный стенд содержит автоматический ключ АПР2-ВБМ 1, оснащенный электроприводом 2, смонтированным на раме 3, закрепленной на фундаментной плите 4. Испытуемое соединение «нипель-муфта» 5, которое закреплено в зажимном устройстве 6, выполненном в виде секторных клиньев и служащим для удержания от проворачивания испытуемого соединения. Также стенд оснащён трубным ключом 7, оснащённым регистратором момента раскрепления и закрепленный на ниппеле испытуемого резьбового соединения; водилом 8, предназначенным для передачи крутящего момента; центратором 9 с гибкими стяжками 10, монтируемыми на силовые стойки 11 рамы 3, выполняющими функцию безопасного проведения исследования при имитации осевой нагрузки на резьбовое соединение от массы свинчиваемой или развинчиваемой колонны путем нагружения утяжелителями 13 и создания боковой нагрузки на резьбовое соединение устройством 12, что моделирует процесс эксцентричного свинчивания или изгиба колонны в наклонно-направленной скважине (рисунок 3). [1]



Рис. 3 - Конструкция экспериментального стенда для проведения испытаний на свинчивание-развинчивание труб НКТ

Научно-технический результат от применения разработанного стенда заключается в возможности проведения модельных испытаний в режиме многократного свинчивания-развинчивания образцов резьбовых соединений «нипель-муфта» НКТ для исследования формоизменения резьбы с возможностью одновременного создания асимметричной нагрузки.

Экспериментальный стенд позволяет исследовать:

- работоспособность резьбовых соединений НКТ с учетом изгибающего усилия;
- эффективность упрочняющих резьбовых покрытий;
- смазочные композиции для повышения ресурса резьб НКТ;
- эффективность методов закалки резьб НКТ;
- воздействие физических полей на работоспособность резьб НКТ;

- работоспособность резьбовых соединений НКТ при асимметричном нагружении с одновременным воздействием коррозионной среды (после его усовершенствования).

Для измерения геометрических параметров и определения степени износа треугольной резьбы образцы для испытаний будут фиксироваться трехкулачковым патроном токарного станка с возможностью минимизировать упругую деформацию объекта от усилия зажима (схема измерения изображена на рисунке 4). В плоскости кулачков осуществляется контакт между поверхностью испытуемого образца и индикатором часового типа, закрепленным на стойке, при этом подача станка будет отрегулирована для снятия показаний. Изменения индикатора фиксируются через каждые 10 градусов во всех 36 сечениях на нескольких витках резьбы. Полученные данные проходят статистическую обработку с использованием общепринятых методов. Пример обработки полученных данных представлен на рисунке 5.

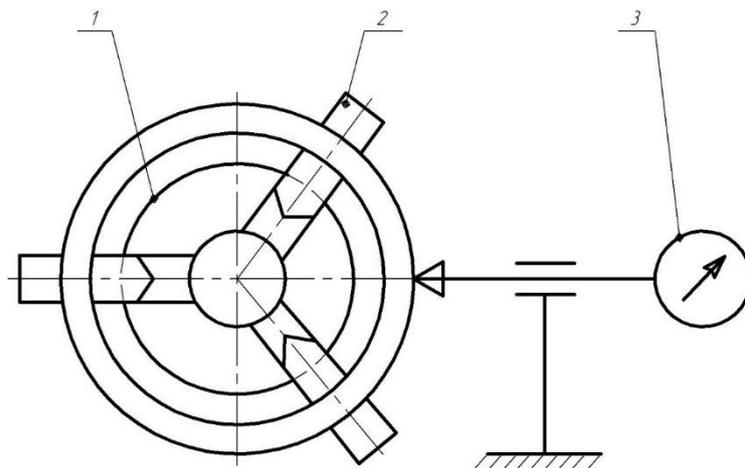


Рис. 4 – Схема измерения геометрических параметров резьбы

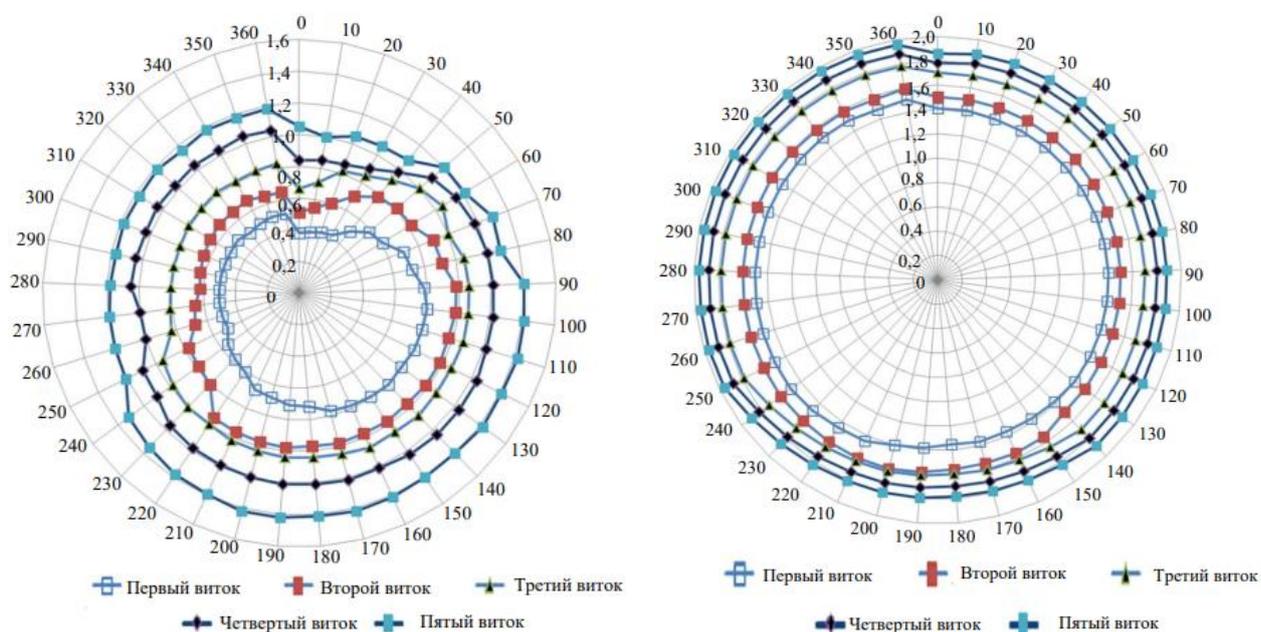


Рис. 5 – Пример обработки полученных данных от начала резьбы на пяти оборотах

В настоящее время вопросы герметичности резьбовых соединений труб нефтяного сортамента решаются в двух направлениях:

- герметизация резьб с помощью различных герметизирующих материалов (смазок на жировой основе, полимеризующихся составов, комбинированных уплотнителей из металлизированных и полимерных слоев);

- создание резьбовых соединений, которые имеют узлы герметичности (с радиальным, торцевым уплотнением, вставными кольцами и др.).

Одной из малоизученных проблем современного нефтегазового машиностроения и

эксплуатации нефтегазового оборудования является «внутренняя» водородная коррозия. Водород присутствует во всех известных материалах, в том числе и в сталях. Генезис водорода подразделяют на «биографический», оказавшийся внутри при производстве металла и сорбционный – поглощенный из внешней среды. Теория механизма «внутренней» водородной коррозии представлена на следующих рисунке 5.

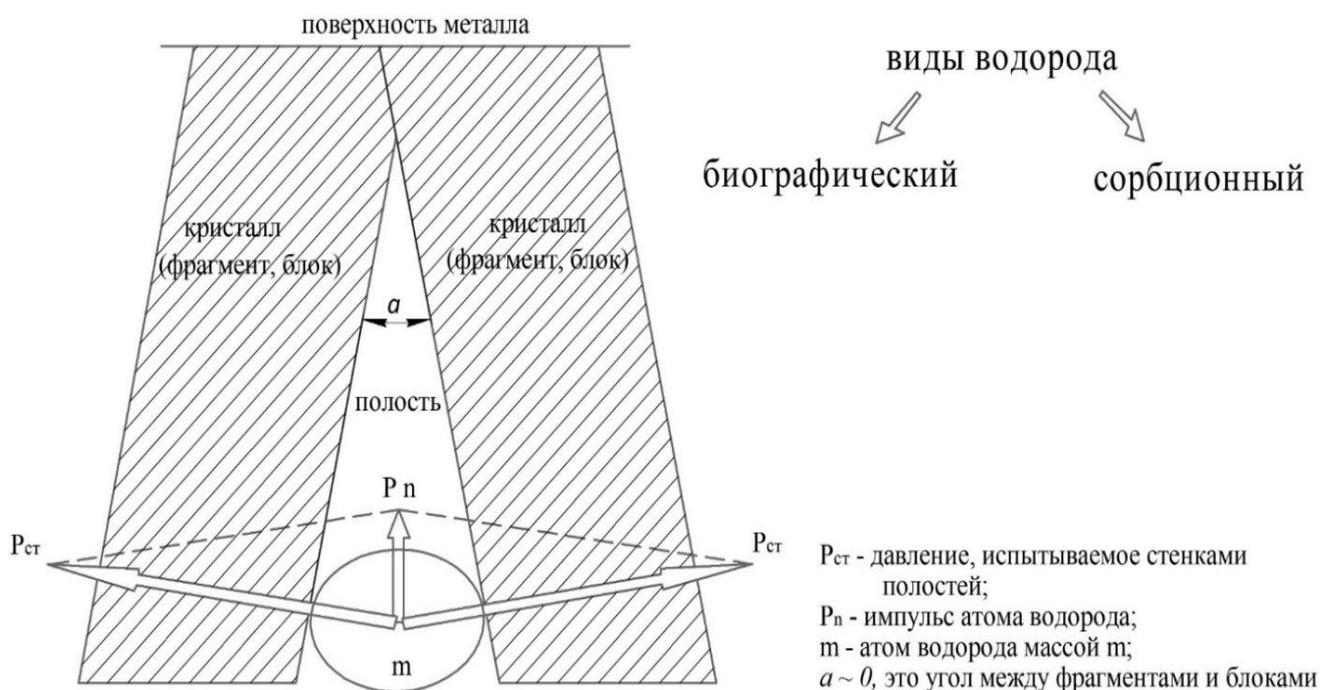


Рис. 5 – Теория механизма водородной коррозии

Такие процессы нередко приводят к образованию локальных зон концентрации напряжений, которые в процессе эксплуатации на микроуровне способны превышать многократно предел прочности материала и создавать микрповреждения. [3]

Несмотря на то, что классический механизм водородного изнашивания хорошо изучен на академическом уровне, экспериментально доказан и создана описательная модель происходящего явления, практические рекомендации по устранению или частичному снижению разрушительного влияния «внутреннего» атомарного водорода были разработаны недостаточно и в настоящее время остаются малодоступны для широкого применения, особенно в нефтегазовой отрасли. В то же время, существующие научные и практические решения позволяют сделать вывод о том, что воздействовать на разрушительный водород можно только с помощью трибохимических процессов и компонентов смазки поверхностей для придания особых свойств поверхностному слою металла.

Предлагается разработать смазочную композицию для предотвращения водородной коррозии нефтепромысловых труб, которая дополнительно обеспечит минимальный коэффициент трения, а также позволит повысить долговечность и надежность труб за счёт создания стойкого защитного поверхностного слоя, предотвращающего разрушительные обменные процессы свободного внутреннего атомарного водорода. Примерный состав смазочной композиции представлен в таблице 1.

Технология была опробована в школе трибологии Д. Н. Гаркунова и рекомендована физиками как перспективное сочетание с железом для создания «водородных ловушек», контролирующих движение водородных облаков в зоне трибоконтакта. [3]

Метод производства разрабатываемой смазки основан на интенсивном смешивании основы с присадками в подогретом коллоидном состоянии. Все компоненты состава производятся в РФ и не является эксклюзивным или монопольным. Испытания смазочной композиции будут проводится на паре трения «ниппель-муфта», которая изготовлена из НКТ, в лабораторных условиях на разработанном и описанном выше экспериментальном стенде для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений НКТ.

Таблица 1 – Примерный состав смазочной композиции

Компонент	Свойства	Примечание
Основа	Антифрикционные, водоотталкивающие, противозадирные	Любая отечественная антифрикционная консистентная смазка (например, Gazpromneft Grease LX EP 2 с рабочей температурой до 160 градусов)
Олово	Блокирование («успокоение») свободного внутреннего водорода	Ожидается, что сочетание с железом позволит создать "водородную ловушку" и контролировать движение водородных облаков в области трибоконтакта
Железо	Поверхностное упрочнение (создание плакирующего слоя)	Является составным элементом сталей и сплавов, который вступает в реакцию с разрабатываемой смазкой для модификации поверхностного слоя

Выводы:

1. Разработана методика, позволяющая комплексно исследовать износостойкость резьбовых соединений при их многократном свинчивании и развинчивании.
2. Разработана и спроектирована конструкция экспериментального стенда для проведения серии экспериментов, приближенных к промышленным условиям, с исследуемыми образцами на их формоизменение.
3. На основании анализа литературы определен способ замера геометрических параметров профиля резьбовой части НКТ при помощи резьбовых калибров.
4. Для повышения износостойкости резьбового соединения предлагается разработка новой металлоплакирующей смазочной композиции, предотвращающей структурное разрушение материала с образованием защитного слоя и водородных ловушек, а также обладающей повышенными антифрикционными свойствами.

Библиографический список

1. Быков, И. Ю. Стенд для проведения экспериментальных испытаний резьбовых соединений насосно-компрессорных труб / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко, М. А. Денисов // Сфера. Нефть и Газ. – 2022. – № 4 (87). – С. 78-80. <https://xn--80aaigboe2bzaiqsf7i.xn--p1ai/2022-4/#book/82>.
2. Цыбрий, И. К. Исследование параметров конических резьб, влияющих на качество соединения труб нефтяного сортамента / И. К. Цыбрий, Н. С. Коваль, Ж. Н. Исабеков // Advanced Engineering Research. – 2022. – Т. 22, № 3. – С. 242–251. <https://doi.org/10.23947/2687-1653-2022-22-3-242-251>.
3. Гаркунов, Д. Н. Триботехника : учебное пособие. – Москва : КНОРУС, 2017. – 408 с.

УДК 331.087

Совершенствование технологического комплекса производства технического термического углерода для конверсии отходящих газов в товарный водород (на примере Сосногорского ГПЗ)

Белякова А. А.¹, Беляков Е. В.², Борейко Д. А.¹

1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия.

2 – Сосногорский газоперерабатывающий завод, г. Сосногорск, Россия.

На сегодняшний день одной из наиболее актуальных проблем для Сосногорского газоперерабатывающего завода является сжигание отходящих газов, которые содержат значительный процент массовой доли - водород. Таким образом, целесообразно внедрение блока установки для конверсии отходящих газов. В связи с этим важное значение приобретает работа, направленная на изучение, совершенствование оборудования и процессов блока короткоциклового адсорбции отходящих газов с целью получения товарного водорода.

Установка по производству термического технического углерода (далее УПТТУ) на Сосногорском газоперерабатывающем заводе введена в эксплуатацию в 1949 году. Производственная мощность УПТТУ - 10,0 тыс. тонн техуглерода в год. В качестве сырья используется газ горючий природный с Вуктыльского месторождения или сухой отбензиненный газ с газом стабилизации УСК. Установка по производству термического технического углерода состоит из двух блоков, с одного блока 9 месяцев в году потенциал отходящих газов используется для нужд завода с целью нагрева сетевой воды и отопления зданий (рисунок 1).

Установка по производству термического технического углерода состоит из: пирометрического отделения; отделения улавливания; транспортной галереи; отделения обработки; складов готовой продукции; системы нейтрализации отходящих газов. Продукцией является термический технический углерод марок: Т900, Т900-Т, N-990, N-991.

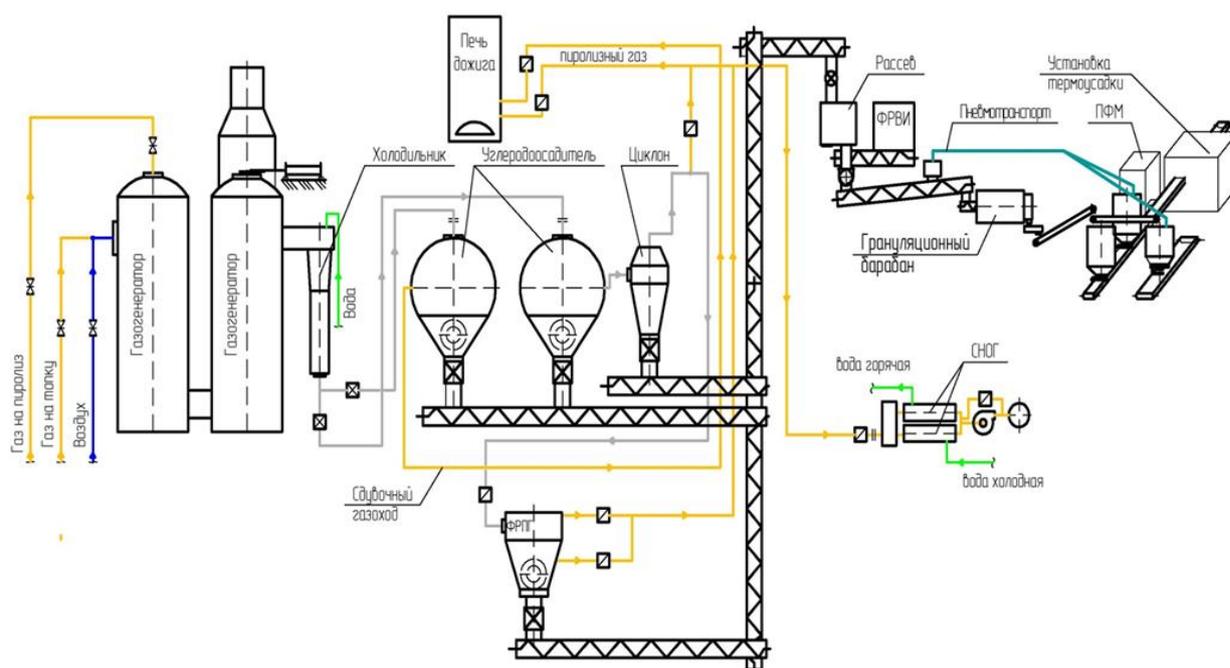


Рис. 1 – Схема получения печного технического углерода

Термический способ характеризуется тем, что образование техуглерода происходит при разложении углеводородного сырья (природного газа) под воздействием высокой температуры при контакте с насадкой газогенераторов, в отсутствие воздуха. Данный процесс называется пиролизом. Побочным продуктом пиролиза являются отходящие газы, которые содержат водород и на сегодняшний день отправляются на печи дожига (таблица 1).

Таблица 1 - Компонентный состав и свойства «сухих» отходящих газов УПТТУ СГПЗ

№	Компонент отходящего газа	Отходящие газы пиролиза на дожиг, %
1.	Водород (H ₂)	89,42
2.	Кислород (O ₂)	0,49
3.	Метан (CH ₄)	3,79
4.	Азот (N ₂)	3,71
5.	Этилен (C ₂ H ₄)	0,34
6.	Ацетилен (C ₂ H ₂)	0,75
7.	Угарный газ (CO)	1,44
8.	Углекислый газ (CO ₂)	0,07

В настоящее время в газовой промышленности широко используется два типа установок: мембранная, адсорбционная. Каждая из них имеет свою специфику и может оказаться наиболее

выгодной в использовании при определенных условиях. Приведены основные параметры установок разделения газов (таблица 2).

Мембранная установка.

В данной установке разделение газа происходит в процессе прохождения смеси газов через пористое волокно за счёт различной скорости проникновения отдельных компонентов газа. Для создания тока газа применяется перепад парциальных давлений с разных сторон мембраны. Чаще всего, установки, функционирующие по мембранному типу, используются в промышленности для производства газа с концентрацией от 90% до 99,5%.

Преимущества технологии:

1. Мобильность. Благодаря своей компактности такая установка, может быть перемещена с объекта на объект.
2. Чистота выхода очищенного газа от 90% до 99,5%.
3. Нечувствительность метода к содержанию влаги в исходной смеси газов.

Недостатки технологии:

1. Ограничения по чистоте выхода продукта.
2. Чувствительность мембраны к наличию паров компрессорного масла и температуре подаваемого газа.
3. Ограниченный срок службы установки (5 лет).

Адсорбционная установка.

Принцип работы КЦА установки основан на различной скорости поглощения отдельных компонентов газовой смеси, пропускаемой под давлением через адсорбент. Последовательные стадии поглощения компонентов разделяемой газовой смеси и регенерации адсорбента осуществляются путём изменения давления в двух адсорберах — сосудах, содержащих адсорбент. Эти стадии протекают при температуре, близкой к комнатной. На стадии поглощения, проходящей при повышенном давлении, происходит улавливание адсорбентом преимущественно одного из компонентов газовой смеси с получением продуктового газа с концентрацией от 98% до 99,9%.

Преимущества технологии:

1. Себестоимость адсорбента ниже, чем мембраны.
2. Установка малочувствительна к температуре исходного газа.
3. Значительные показатели степени надежности и безопасности работы.
4. Более высокая степень выхода очищенного газа от 98% до 99,9%.

Недостатки технологии:

1. Высокая чувствительность установки к содержанию влаги в «сыром» газе.
2. Ограниченная производительность.

Таблица 2 - Теоретические параметры газоразделительных систем производителя «ГРАСИС»

Тип установки	Параметры на выходе из установки				Температура окружающей среды во время работы, °С	Ресурс работы установки, тыс. часов
	Чистота выхода продукта, %	Объемный выход газовой смеси, м ³ /ч	Давление, атм	Точка росы, °С		
Мембранная	90-99,5%	1000-50000	10-120	(-40) – (-60)	+5...+40	120-180
Адсорбционная	98-99,9%	1000-50000	5-55	(-40) – (-60)	-20...+40	70-120

*Производительность приведена к стандартным условиям (t = 20 °С, P = 1 атм)

Блок короткоциклового адсорбции (далее КЦА) предназначен для очистки водородсодержащего газа (далее ВСГ), который производят нефтегазоперерабатывающие заводы.

Процесс короткоцикловой адсорбции основан на поглощении газов с большей молекулярной массой (CO, CO₂, CH₄, N₂ и др.) адсорбентом с использованием функции давления, в то время как неадсорбированный с низкой молекулярной массой водород проходит, через аппарат и вследствие чего происходит разделение газовой смеси (рисунок 2).

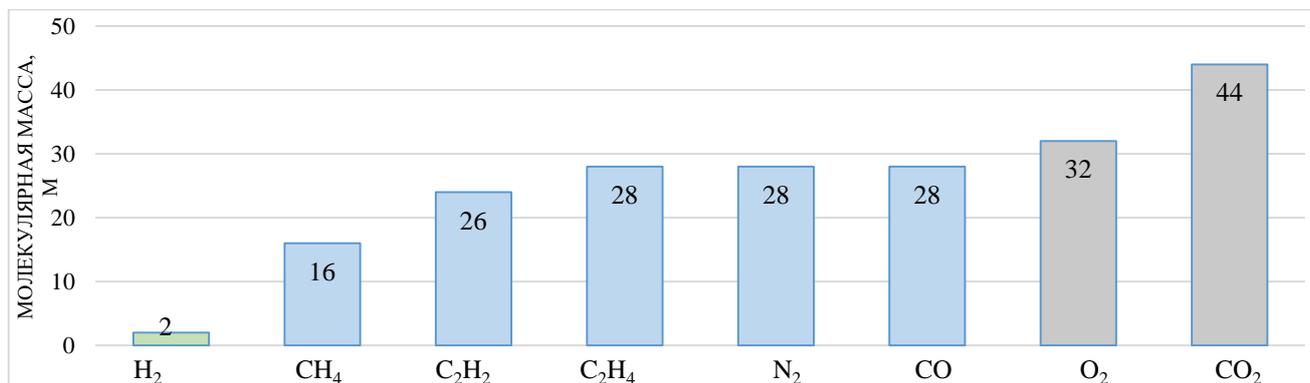


Рис. 2 - Степень адсорбции в зависимости от молекулярной массы газов

Строительство блока КЦА позволяет решить проблемы потребности водорода на ГПЗ, в качестве топливного сырья; производства водорода с чистотой выхода не менее 99,5 % исходного сырья; улучшения экологических условий на территории предприятия за счёт применения в качестве топлива водорода с блока КЦА.

Выбор той или иной технологии зависит от параметров подаваемой водородсодержащего газа (ВСГ) и от требуемой чистоты выделяемого/очищаемого водорода.

В качестве возможных вариантов производства товарного водорода из ВСГ Сосногорского ГПЗ рассмотрено три основных схемы:

- Вариант «Базовый» – предполагает использование установки КЦА, устанавливаемой на объединенном потоке ВСГ с УПТТУ и УППТУ после предварительной подготовки (рисунок 3);

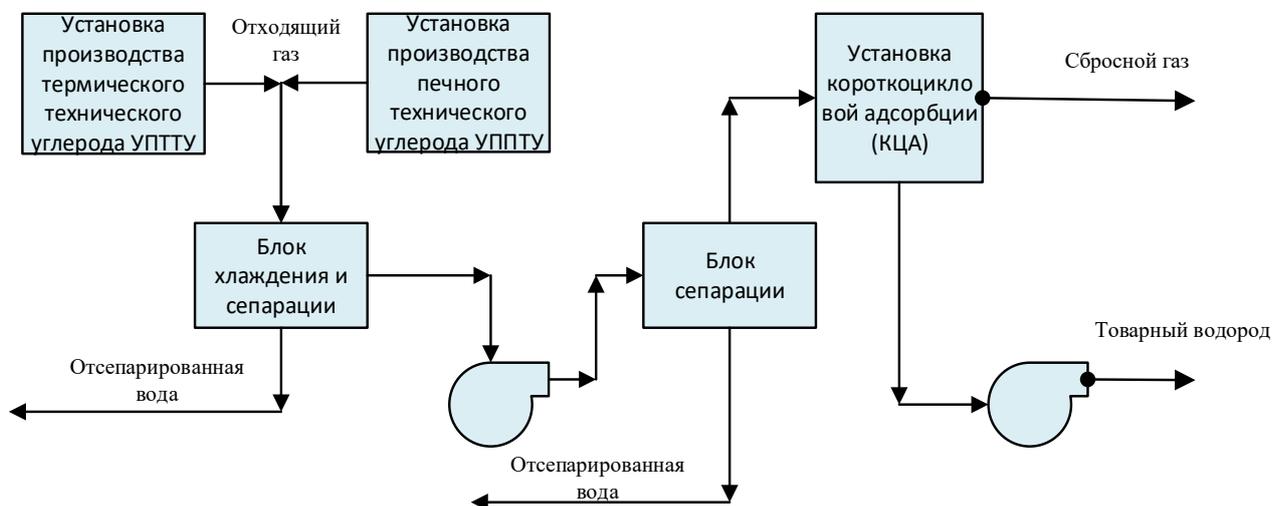


Рис. 3 – Принципиальная схема получения товарного водорода по Варианту «Базовый»

- Вариант 1 – предполагает использование одноступенчатой мембранной установки, устанавливаемой на объединенном потоке ВСГ с УПТТУ и УППТУ после предварительной подготовки (рисунок 4);

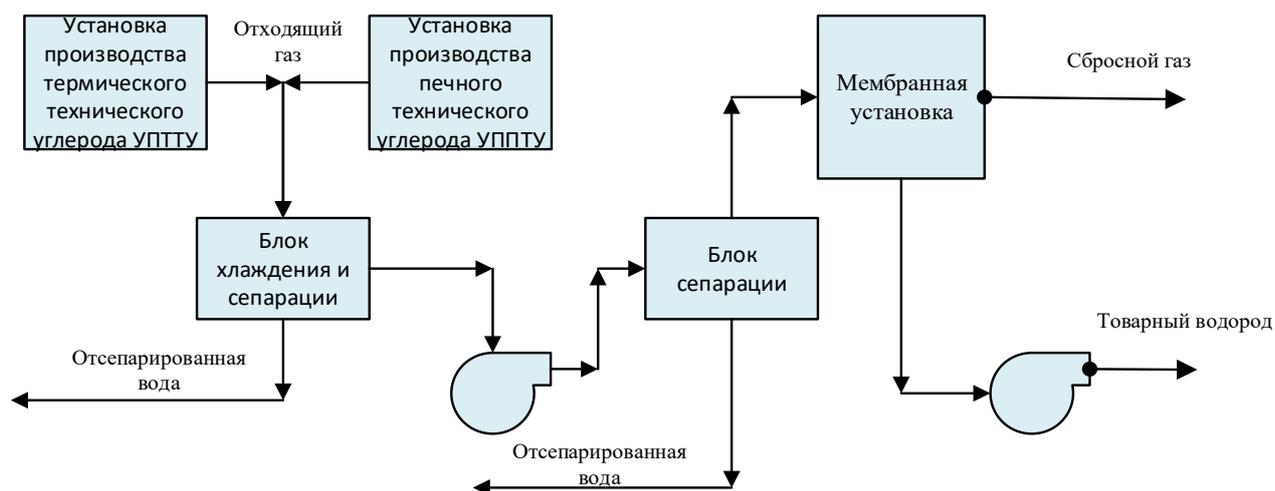


Рис. 4 – Принципиальная схема получения товарного водорода для Варианта 1

• Вариант 2 – предполагает использование комбинированной схемы, состоящей из одноступенчатой мембранной установки и установки КЦА. Комбинированная установка устанавливается на объединенном потоке ВСГ с УПТТУ и УППТУ после предварительной подготовки (рисунок 5).

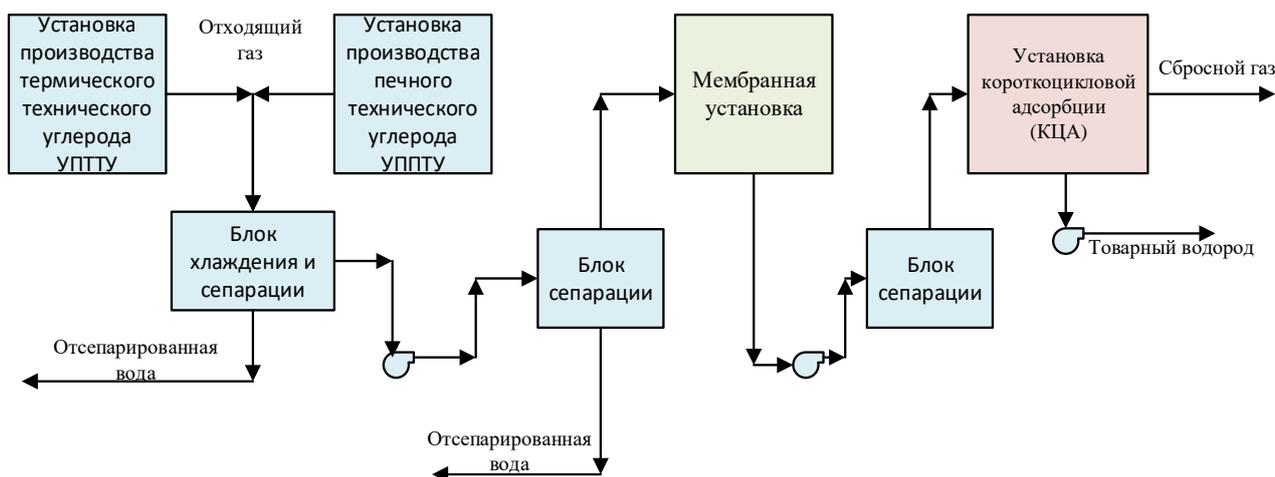


Рис. 5 – Принципиальная схема получения товарного водорода для Варианта 2

Вариант 1 (применение только мембранной установки) не позволяет получить товарный водород из ВСГ требуемого качества вследствие низкого исходного содержания водорода в потоке ВСГ, а также вследствие наличия в исходном газе значительного количества таких примесей как азот и $\text{CO}+\text{CO}_2$. Это становится возможным за счет применения сложных многоступенчатых схем, что в конечном счете отрицательно скажется на экономических показателях процесса относительно Варианта «Базовый».

По Варианту 2 (комбинация мембранной установки и КЦА) возможно производить до 53 млн. $\text{м}^3/\text{год}$ товарного водорода (4,4 тыс. тонн/год) при извлечении водорода на установке КЦА на уровне 97,4 % мол. Более высокое извлечение относительно Варианта «Базовый» объясняется повышенной концентрацией водорода в потоке ВСГ на входе установки КЦА после мембранной стадии. Также применение комбинированной схемы позволяет более чем в 3,5 раза (оценочно) снизить количество необходимого адсорбента на установке КЦА относительно «базового» варианта. При этом, также по предварительным оценкам, Вариант 2 в потенциале способен обеспечить экономию капитальных затрат до 20 % относительно «базового» варианта.

Таким образом, по предварительным оценкам, наиболее предпочтительной схемой для выделения товарного водорода из ВСГ Сосногорского ГПЗ является Вариант 2 (применение

одноступенчатой мембранной установки в комбинации с установкой КЦА). Для более точных прогнозов требуется детальная проработка капитальных вложений в рамках отдельного технико-экономического сравнения.

Библиографический список:

1. «Производство водорода в нефтеперерабатывающей промышленности», М.К.Письмен, М., Химия, 1976.
2. «Основные процессы и аппараты химической технологии», А.Г. Касаткин, Госхимиздат, 1948.
3. «Производство сажи», Н.А. Пирожков, Гизлегпром, 1951.
4. «Производство сажи», В.П. Зуев, В.В. Михайлов, М., Химия, 1965.
5. «Производство и использование технического углерода для резин», В.Ю. Орлов, А.М. Комаров, Л.А. Ляпина, Издательство Александр Рутман, 2002.

УДК 621.515.1

Анализ существующих проблем использования систем уплотнения для валов центробежных нагнетателей

Пушин А. П., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

На сегодняшний день вопрос развития герметизирующих технологий является крайне важным. Тенденции повышения рабочего давления, скорости вращения валов центробежных нагнетателей, температуры рабочих сред, понижения массы энергетических машин, приходящийся на единицу развиваемой мощности, всё это возможно реализовать только при достижении необходимых параметров герметизации. [1, 2]

Невозможно представить энергетическую машину без применения уплотнительных систем. Данный узел существенно влияет на экономическую составляющую при эксплуатации центробежных нагнетателей. Согласно статистике, приведенной в отчетах эксплуатирующих организаций наиболее слабыми узлами энергетических машин, являются опорно-уплотнительные системы: 16% неисправностей приходится на опорно-упорные подшипники и целых 50% отказов связано с неисправностью уплотнительных систем. Эволюция уплотнительных систем связана с упрощением конструкций отдельных узлов, рациональным использованием расходных материалов, а также в связи с повсеместным внедрением “малолюдных технологий” развитие уплотнительных систем обусловлено снижением трудовых затрат на их эксплуатацию. [3]

В течение всего времени развития газотранспортной сети конструировались и эксплуатировались различные центробежные нагнетатели с применением разнообразных уплотнительных систем. Рассмотрим основные из них. Одними из первых использовались бесконтактные уплотнения, представленные на рисунке 1 (щелевые, лабиринтные, с плавающими кольцами и др.).

Основной идеей данных уплотнений является дросселирование давления транспортируемой среды в щелях. Для этого выполнены специальные зазоры между полостями с различными рабочими параметрами. Размер данных зазоров составляет несколько десятков долей миллиметра. После дросселирования поток рабочей среды с пониженным давлением запирается маслом, подаваемым с избыточным давлением.

Данный тип уплотнений способен воспринимать осевые и радиальные усилия, возникающие в роторах центробежных нагнетателей. Данная технология была одной из первых и послужила основой для дальнейшего развития уплотнительных систем.

Тем не менее, у данной системы существует ряд недостатков:

- большие безвозвратные потери масла, особенно при пусках (до 0,8...1,2 л/ч);
- значительные утечки газа и масла и, соответственно, затраты энергии на обеспечение работоспособности уплотнений;

– низкий ресурс плавающих колец (до 2 тыс. часов).

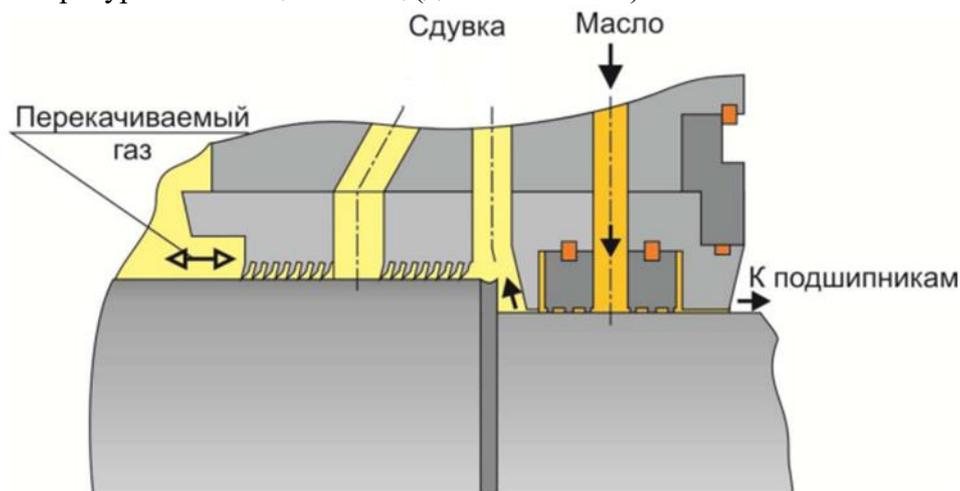


Рис. 1 - Бесконтактные масляные уплотнения

В связи с появлением в конце прошлого века торцевых уплотнений они начали повсеместно использоваться в энергетических машинах. И соответственно в скором времени в центробежных нагнетателях стали внедряться комбинированные уплотнения, представленные на рисунке 2. Данный тип уплотнений представляет из себя комбинацию торцевого и бесконтактного уплотнения. В данной технологии была устранена часть недостатков рассматриваемого выше типа уплотнений, особенно важным было сокращение утечки масла в перекачиваемую среду. Также комбинированные уплотнения обеспечивают охлаждение подшипниковых узлов ротора центробежного нагнетателя.

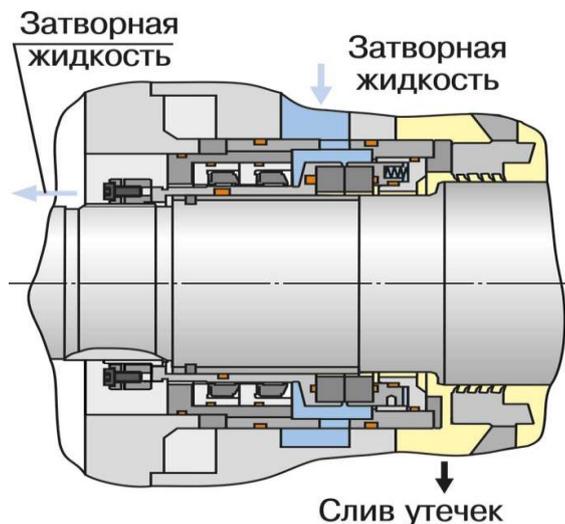


Рис. 2 - Комбинированные масляные уплотнения

Принцип их работы основан на том, что сначала поток транспортируемой среды “герметизируется” торцевым уплотнением. Одна часть закреплена на валу и вращается вместе с ним, а другая соединена с корпусом и неподвижна. Зазор между уплотняющими поверхностями составляет 2-5 мкм, в этот зазор под давлением, превышающим давления транспортируемой среды подаётся масло, в результате чего возникает запирающий масляный зазор между уплотнительными элементами. Далее часть потока, которая прошла через торцевые уплотнений уже попадает на бесконтактные, где благодаря дросселированию потока не допускается ее попадание в полость с меньшим рабочим давлением.

В связи с хорошими показателями герметизации получили распространение двойные торцевые уплотнения. Они еще сильнее снижают утечки транспортируемой среды.

Наиболее распространенным на сегодняшний день способом снижения трения и обеспечения «барьера» между подвижными и неподвижными элементами уплотнений валов

центробежных нагнетателей в блоке сжатия компрессоров является смазка соприкасающихся поверхностей маслом. [4]

Данные уплотнения имеют ряд преимуществ:

- помимо смазки происходит охлаждение важных узлов ЦБН, таких как подшипники и т.д.;
- создание перепада давления масло-газ обеспечивается насосами от привода нагнетателя, что обеспечивает меньшие затраты энергии на обеспечение работы системы;
- также предусмотрены меры при аварийных ситуациях, тем самым обеспечивается надёжность при эксплуатации при нештатных ситуациях.

Исходя из рассмотренных выше вопросов конструкции и принципов работы масляных уплотнений выделим ряд недостатков

- огромные денежные затраты, связанные с эксплуатации данных типов уплотнений и маслосистемы в целом (техническое обслуживание фильтров маслонасосов, запорной арматуры и ёмкостей сброса и хранения масла);
- большие габаритные размеры маслосистемы, что не вписывается в концепцию набирающей обороты технологии блочно-модульного исполнения цехов;
- в связи с необходимостью регулярного технического обслуживания возникает простой оборудования;
- необходимость дублирования большинства элементов системы, так как отказ любого элемента системы приводит к выходу из строя уплотнения;
- утечки масла в транспортируемую среду, 10...50 м³/час;
- для токсичных и коррозионных газов требуется подача инертного газа в количестве 15-40 м³/час;
- ограниченный ресурс.

И на сегодняшний день в связи с ужесточением требований по утечкам транспортируемой среды, экологических норм и соответственно с экономическими потерями в процессе эксплуатации оборудования набирает популярность альтернативные уплотнения. В данной работе в качестве решения проблем использования масляных уплотнений предложено использование системы газодинамических уплотнений (СГУ). [5]

Основной рабочей частью ступени СГУ является уплотнительная пара: торец и седло. Торец (выполняется из высококачественного графита с антифрикционными пропитками) подвижен в осевом направлении, закреплен внутри корпуса от проворачивания и нагружен в осевом направлении набором пружин. Торец прижимается к вращающемуся седлу (седло выполняется из твердосплавного материала), которое закреплено на валу компрессора с помощью роторной втулки. Седло в осевом направлении неподвижно, на его рабочей поверхности выполняются динамические пазы одностороннего или реверсивного направления глубиной в несколько микрометров. Наглядный пример конструкции СГУ представлен на рисунке 3.

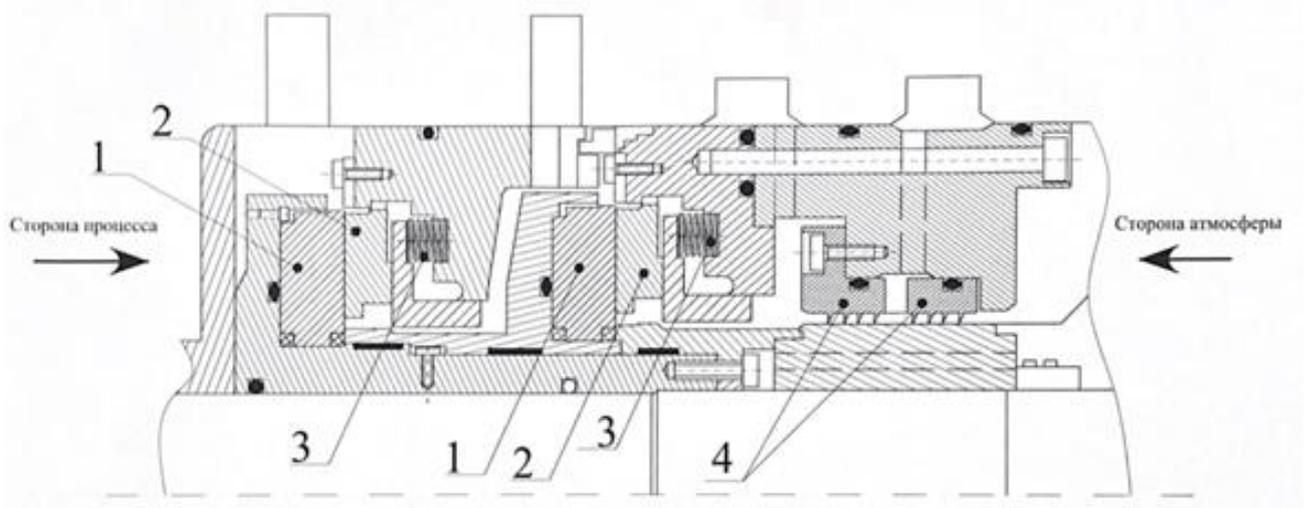
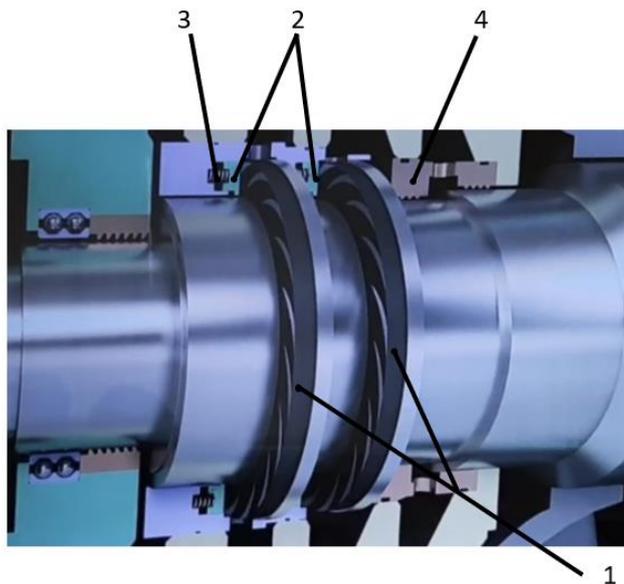
Уплотняющий природный газ подаётся в камеру перед ступенью уплотнения.

При вращении седла, подаваемый газ захватывается канавками и нагнетается к внутреннему диаметру канавки, рисунок 4.

В этом месте поток газа встречается с уплотнительной перегородкой, которая создает сопротивление потоку, что приводит к увеличению давления. Вследствие этого происходит отжатие торца, он «всплывает» на газовом слое. Устанавливается уплотнительный зазор величиной несколько микрометров, через который дросселируется малое количество рабочего газа.

На основании проведённого анализа можно сделать вывод, что жидкостные уплотнения выполняют свои функции по герметизации и разделению полостей центробежных нагнетателей, а также обеспечивают охлаждения важных узлов. Применение существующих технологий маслосистем нагнетателей газа доказывает возможность и простоту их обслуживания эксплуатирующим персоналом.

Однако, на сегодняшний день перед организациями, эксплуатирующими центробежные нагнетатели встал вопрос о модернизации уплотнительных систем и переходе к безмасляным системам. Это обусловлено возрастающими требованиями по «чистоте» транспортируемой среды (незначительное или же полное отсутствие масла), надёжности системы и экономической составляющей.



1 – седло; 2 – торец; 3 – пружина; 4 – лабиринтное уплотнение

Рис. 3 - Конструкция СГУ

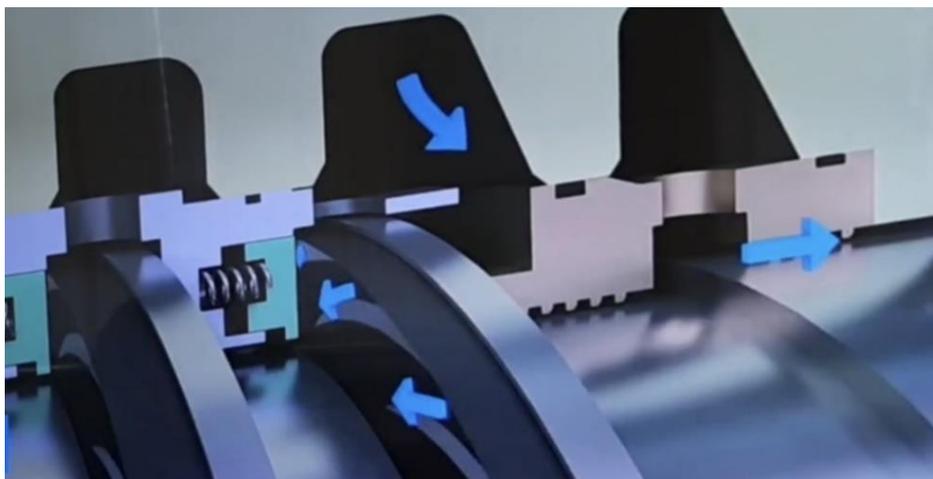


Рис. 4 - Направление потока уплотняющего газа в СГУ

В связи с этим наметилась тенденция к переходу от уплотнений валов с масляным гидрозатвором, имеющих довольно громоздкую, систему вспомогательного оборудования к безмасляным (сухим) газодинамическим уплотнениям. При относительно высоких первоначальных затратах на оснащение компрессора «сухими» газодинамическими

уплотнения, применение таких уплотнений помогает решить ряд проблем, связанных с загрязнением перекачиваемой среды и с повышением энергоэффективности процесса.

Тенденция внедрения системы газодинамических уплотнений отражается и на заводах изготовителях компрессоров. Возрастает количество компрессоров, в которых газодинамические уплотнения устанавливаются в качестве стандартного варианта. Но также стоит помнить, что применение СГУ требует определенных расчетов. Целесообразность и эффективность данных уплотнений уменьшается при простоях оборудования и работе не на номинальных режимах. Ещё стоит отметить, что переход к системе СГУ требует от вспомогательных систем более строгих требований по подготовке транспортируемого газа.

Библиографический список:

1. Брисман А. А., Иванов А. К., Козлов А. Л., Ходанович И. Е. Добыча и транспорт газа. Москва, Недра, 1998 г.
2. Крапивский, Е. И. Физико–технические методы и средства диагностики оборудования при транспорте нефти и газа / Е. И. Крапивский, М. Ю. Земенкова, Д. А. Борейко : Учебное пособие / Тюмень : ТИУ, 2020. – 229 с.
3. Мельник В.А. Торцевые уплотнения валов / Мельник В.А. - М.: Машиностроение, 2008. - 317 с.
4. Максимов В.А., Баткис Г.С. Трибология подшипников и уплотнений жидкостного трения высокоскоростных турбомашин. Казань: ФЭН, 1998. – 428 с..
5. Максимов, В.А. Компрессорное и холодильное машиностроение на современном этапе / В.А. Максимов, А.А. Мифтахов, И.Г. Хисамеев// Вестник Казан. технол. ун-та. – 1998. - №1. - С. 104-113.

УДК 622.691.4

Исследование процесса параметрического диагностирования проточной части газотурбинного двигателя и динамики изменений его термогазодинамических показателей

Бейкель И. А., Чекардовская И. А., Чекардовский С. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В газотранспортной системе ПАО «Газпром» газоперекачивающие агрегаты (ГПА) с приводом от газотурбинного двигателя (ГТД) авиационного типа составляют более 33% от общего парка ГПА [1]. Ввиду большого числа значимых преимуществ перед другими типами ГПА, стационарные газотурбинные установки как привод постепенно уступают место экономичным, легким и надежным авиационным приводам.

Значительное распространение на вновь вводимых объектах ПАО «Газпром» получил ГТД отечественного производства ПС-90ГП-2, созданный на основе авиационного двигателя ПС-90А и производимый АО «ОДК-Пермские моторы», г. Пермь.

В связи с этим, остается актуальным вопрос надежной эксплуатации ГТД авиационного типа для обеспечения заданных параметров на всех режимах работы в течении всего жизненного цикла (ресурса).

Поскольку в процессе эксплуатации двигателя воздухоочистительное устройство (ВОУ) ГПА с имеющимися в ней фильтрами тонкой очистки и фильтрами циклонного типа не обеспечивают полное очищение циклового воздуха, в осевом компрессоре ГТД со временем появляются отложения в виде налёта, эмульсии и грязи.

Цель исследования процесса диагностирования проточной части газотурбинного двигателя и динамики изменений его термогазодинамических показателей достигается путем решения следующих задач:

- Разработка программного кода для ввода измеренных значений с последующими вычислениями и регистрацией контрольных параметров расчета.

- Параметрическое диагностирование проточной части газотурбинного двигателя ПС-90ГП-2 и описание принципов разработанной авторами программы для оценки параметров ГТД по методике завода-изготовителя на базе языка Microsoft Visual Basic.

- Описание факторов, влияющих на контрольные параметры состояния газоздушного тракта ГТД и разработка предложений по выбору оптимального интервала наработки между промывками.

Периодичность промывок газоздушного тракта зависит от многих факторов. Опыт эксплуатации показал, что в летний период работы цикловой воздух содержит мелкодисперсную взвесь пыли, которая проникает сквозь фильтрующие элементы и оседает внутри осевого компрессора, что создает гидравлические сопротивления потоку воздуха и уменьшает создаваемое в компрессоре давление. В зимний период существует риск работы ГТД в режиме, когда цикловой воздух идёт в обход системы фильтров ВОУ по причине снижения давления воздуха на входе в осевой компрессор ввиду засорения снегом фильтрующих элементов циклонного типа, но следует отметить, что риск подобной ситуации минимизирован работой систем автоматики ГПА, которая выдает оперативному персоналу предупредительную сигнализацию при уменьшении давления на входе в осевой компрессор или при факте открытия байпасов.

Главным фактором, влияющим на периодичность промывок, является неизбежное (по мере загрязнения ГВТ) изменение параметров рабочего процесса двигателя. Для своевременного обнаружения этих изменений применяются соответствующие методы диагностирования.

Параметрический метод диагностирования ГТД основан на использовании в качестве носителей диагностической информации термогазодинамических параметров. К числу таких параметров относятся частота вращения, давление, температура воздуха и газа в различных сечениях проточной части двигателя.

Сущность данного метода диагностики заключается в том, что путем математической обработки определяются отклонения измеренных значений параметров от их базовых значений. По величине отклонений делается заключение о правильности функционирования двигателя и его техническом состоянии. В качестве базовых обычно используются значения параметров заведомо исправного двигателя, полученные при проведении заводских приёмо-сдаточных испытаний (формулярные значения). [2]

Рассмотрим метод параметрического диагностирования ГТД в части применения результатов расчёта, как основания при принятии решения о целесообразности промывки газоздушного тракта двигателя.

Как показал опыт эксплуатации, наиболее критическим параметром при эксплуатации ГТД является температура газов за свободной (силовой) турбиной (СТ) т.к. при приближении этого значения к максимальному – система автоматического управления (САУ) ограничивает обороты ГТД, избегая перегрева рабочих лопаток турбины. Этот параметр контролируется с помощью расчёта $\Delta T_{СТ}^*$ - разницы текущей измеренной температуры за СТ относительно его формулярного значения, приведенного к текущему режиму.

Для того, чтобы оценить на какую величину изменился параметр $\Delta T_{СТ}^*$ в течении срока эксплуатации, существует методика, описанная заводом-изготовителем ПС-90ГП-2 в руководстве по эксплуатации 83-00-802-20 РЭ [3], которая регламентирует проводить такую оценку раз в сутки, путем измерения следующих термогазодинамических параметров:

$n_{ГТ}$ - частота вращения ротора ГТД, об/мин;

$t_{СТ}^*$ - температура газов за СТ, °С;

$t_{ВХ}^*$ - температура воздуха на входе в осевой компрессор (ОК), °С;

После этого определяется принадлежность режима работы ГТД (максимальный/номинальный или минимальный) с помощью приведения измеренного значения оборотов ротора к текущим условиям по формуле [2]:

$$n_{ГТ\text{ пр}} = n_{ГТ} \cdot \sqrt{\frac{288,15}{t_{ВХ}^* + 273,15}} \quad (1)$$

где 288,15 – температура при стандартных условиях, °К

Полученное значение $n_{ГД}$ определяет режим работы по условию [3]:

- при $n_{ГД пр} \geq 10550$ режим номинальный/ максимальный;
- при $n_{ГД пр} < 10550$ режим соответствует минимальному.

Далее заводом-изготовителем предлагается определить коэффициенты приведения по законам регулирования $\bar{n}_{ГД}$, $\bar{T}_{СТ}^*$, от измеренного (текущего) значения $t_{ВХ}^*$ в соответствии с принадлежностью к режиму работы ГТД (таблица 1, 2).

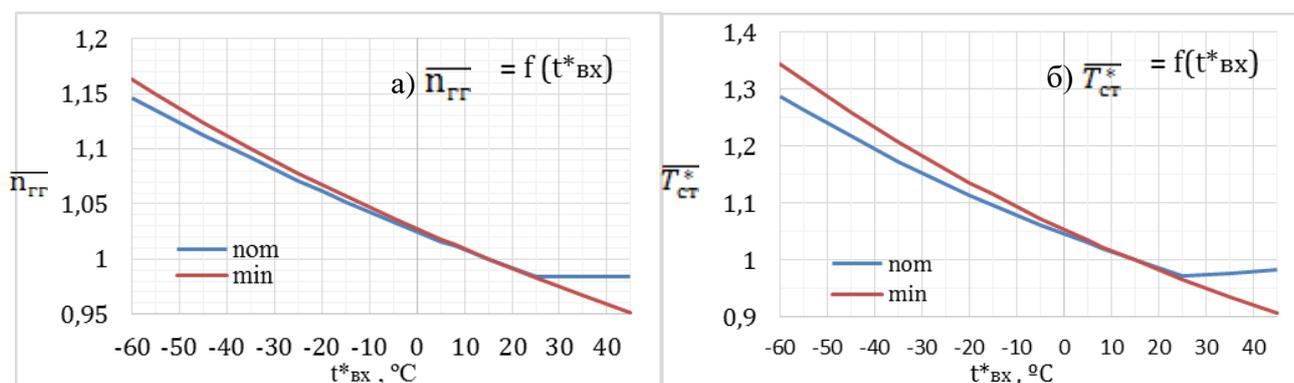
Таблица 1 - Коэффициент $\bar{n}_{ГД}$ на номинальном и минимальном режиме

$t_{ВХ}^*$	-60	-55	-45	-35	-25	-20	-15	-5	5	8	15	25	35	45
$\bar{n}_{ГД} nom$	1,146	1,135	1,113	1,092	1,071	1,062	1,052	1,034	1,016	1,012	1	0,984	0,984	0,984
$\bar{n}_{ГД} min$	1,163	1,15	1,124	1,1	1,078	1,067	1,057	1,037	1,018	1,013	1	0,983	0,967	0,951

Таблица 2 - Коэффициент $\bar{T}_{СТ}^*$ на номинальном и минимальном режиме

$t_{ВХ}^*$	-60	-55	-45	-35	-25	-20	-15	-5	5	8	15	25	35	45
$\bar{T}_{СТ}^* nom$	1,287	1,263	1,217	1,173	1,133	1,113	1,096	1,061	1,03	1,019	1	0,972	0,976	0,984
$\bar{T}_{СТ}^* min$	1,343	1,315	1,260	1,207	1,160	1,135	1,115	1,073	1,036	1,023	1	0,966	0,936	0,906

В графическом виде данные из таблиц 1, 2 представлены на рисунке 1.



а) $\bar{n}_{ГД}$ - коэф. приведения оборотов ГТД;
б) $\bar{T}_{СТ}^*$ - коэф. приведения температуры за СТ.

Рис. 1 – Графики зависимостей от $t_{ВХ}^*$ на номинальном и минимальном режимах

Анализируя данные графики, можно отметить, что зависимости являются нелинейными. В коде программы, разработанной и использованной авторами для расчётов, нелинейные участки зависимостей описаны как уравнения параболы, имеющие вид $y = ax^2 + bx + c$, и решаемые алгоритмом как квадратное уравнение второй степени.

При этом значения коэффициентов a , b , c получены методом полиномиальной аппроксимации данных таблиц 1, 2, что может быть реализовано как в программном обеспечении Matlab (команда Basic Fitting – основные виды аппроксимаций и регрессий), так и в среде рисования диаграмм Microsoft Excel путем построения линии тренда с выбором критерия «полиномиальная 2 степени».

Таким образом, функция $\bar{n}_{ГД} min = f(t_{ВХ}^*)$ описывается уравнением:

$$\bar{n}_{ГД} min = f(x) = 5,5474 \cdot 10^{-6}x^2 - 1,9180 \cdot 10^{-3}x + 1,027, \quad x \in [-60; 45] \quad (2)$$

где x – температура воздуха на входе в ГТД ($t_{ВХ}^*$), °С;

$[-60; 45]$ – пределы измерения параметра ($t_{ВХ}^*$), °С.

Функция $\bar{n}_{ГД} nom = f(t_{ВХ}^*)$ примет вид набора условных функций:

$$\bar{n}_{ГД} nom = f(x) = \begin{cases} 4,454 \cdot 10^{-6}x^2 - 1,746 \cdot 10^{-3}x + 1,025, & x < 25 \\ 0,984, & x \geq 25 \end{cases}, \quad x \in [-60; 45] \quad (3)$$

Коэффициент $\overline{t_{CT}^* min}$ описывается функцией вида:

$$\overline{T_{CT}^* min} = f(x) = 1,5183 \cdot 10^{-5}x^2 - 3,9056 \cdot 10^{-3}x + 1,0533, \quad x \in [-60; 45] \quad (4)$$

Коэффициент $\overline{T_{CT}^* nom}$ представляет из себя набор условных функций:

$$\overline{T_{CT}^* nom} = f(x) = \begin{cases} 1,3917 \cdot 10^{-5}x^2 - 3,2067 \cdot 10^{-3}x + 1,0443, & x < 25 \\ 2 \cdot 10^{-5}x^2 - 8 \cdot 10^{-3}x + 0,9795, & x \geq 25 \end{cases}, \quad x \in [-60; 45] \quad (5)$$

Затем определяется разница измеренного значения оборотов ГТД с его формулярным значением, приведенным к текущему режиму работы:

$$\Delta n_{ГТД} = n_{ГТД} - \frac{n_{ГТД \text{ форм}}}{\overline{n_{ГТД}}} \quad (6)$$

Разница между измеренной температурой за СТ и его формулярным значением, приведенным к текущему режиму работы, составит:

$$\Delta T_{СТ}^* = (t_{СТ}^* + 273,15) - \frac{T_{СТ \text{ форм}}^* + 273,15}{\overline{T_{СТ}^*}} + K_{СТ} \cdot \Delta n_{ГТД} \quad (7)$$

где $K_{СТ} = 0,11$ для номинального режима;

$K_{СТ} = 0,08$ для минимального режима;

Таким образом, была рассчитана разница $\Delta T_{СТ}^*$, характеризующая наиболее критичный параметр при оценке состояния газоздушного тракта ГТД.

В виде программного кода, математические вычисления выглядят следующим образом:

```

15     '1. Объявляются переменные и в них регистрируются значения для расчета:
16 Patm = TextBox1.Value           'Атмосферное давление, кПа
17 Tvhod = TextBox3.Value          'Температура воздуха на входе в ГТД, гр.цельс.
18 ngg = TextBox4.Value            'Обороты ГТД измеренные, об/мин
19 Pk = TextBox5.Value             'Давление за осевым компрессором, кПа
20 Tst = TextBox6.Value            'Температура за СТ, гр.цельс.
21 Tt = TextBox7.Value             'Температура за СТ, гр.цельс.
22 POS = CheckBox1.Value           'Состояние ПОС ВОУ, активна/неактивна
23
24     '2. Принадлежность режима работы:
25     'Объявляется переменная режима работы ГТД (Ном.реж - да/нет)
26 Dim nomrezhim As Boolean
27
28     'Определение принадлежности режима работы:
29 nggpriv = ngg * Sqr(288.15 / (Tvhod + 273.15))
30
31     'Определяется приведенное значение об. ГТД:
32 If nggpriv >= 10550 Then
33     nomrezhim = True
34 Else: nomrezhim = False
35 End If

```

Листинг 1 – Фрагмент кода, объявляющий переменные и определяющий текущий режим работы ГТД (номинальный/минимальный).

Конечный результат разработанной программы представлен на рисунке 2 и представляет из себя форму ввода измеренных значений, программный код, реализующий все необходимые вычисления и форму вывода результатов расчета контрольных параметров.

С помощью программного кода, реализующего вышеописанные вычисления, был проанализирован массив эксплуатационных данных двигателя ПС-90ГП-2 в составе ГПА.

Результат анализа - расчёт $\Delta T_{СТ}^*$ представлен на рисунке 3.

В начале измерения параметров наработка исследуемого ГТД составляла 12139 часов (40% от ресурса), в конце – 25056 часов (83%).

```

85 '3.3 Определяется коэф. прив. для температуры за СТ:
86 'Для минимального режима ГТД:
87 koef_Tst_min = 1.5183 * 10 ^ (-5) * Tvhod ^ 2 - 3.9056 * 10 ^ (-3) * Tvhod + 1.0533
88 'Для номинального режима ГТД решается набор условных формул:
89 If Tvhod < 25 Then
90 koef_Tst_nom = 1.3917 * 10 ^ (-5) * Tvhod ^ 2 - 3.2067 * 10 ^ (-3) * Tvhod + 1.0443
91 Else: koef_Tst_nom = 2 * 10 ^ (-5) * Tvhod ^ 2 - 8 * 10 ^ (-4) * Tvhod + 0.9795
92 End If
93 'Присвоение значения переменной коэффициента:
94 If nomrezhim = True Then
95 koef_Tst = koef_Tst_nom
96 Else: koef_Tst = koef_Tst_min
97 End If

```

Листинг 2 – Фрагмент кода, определяющий коэффициент приведения t_{CT}^*

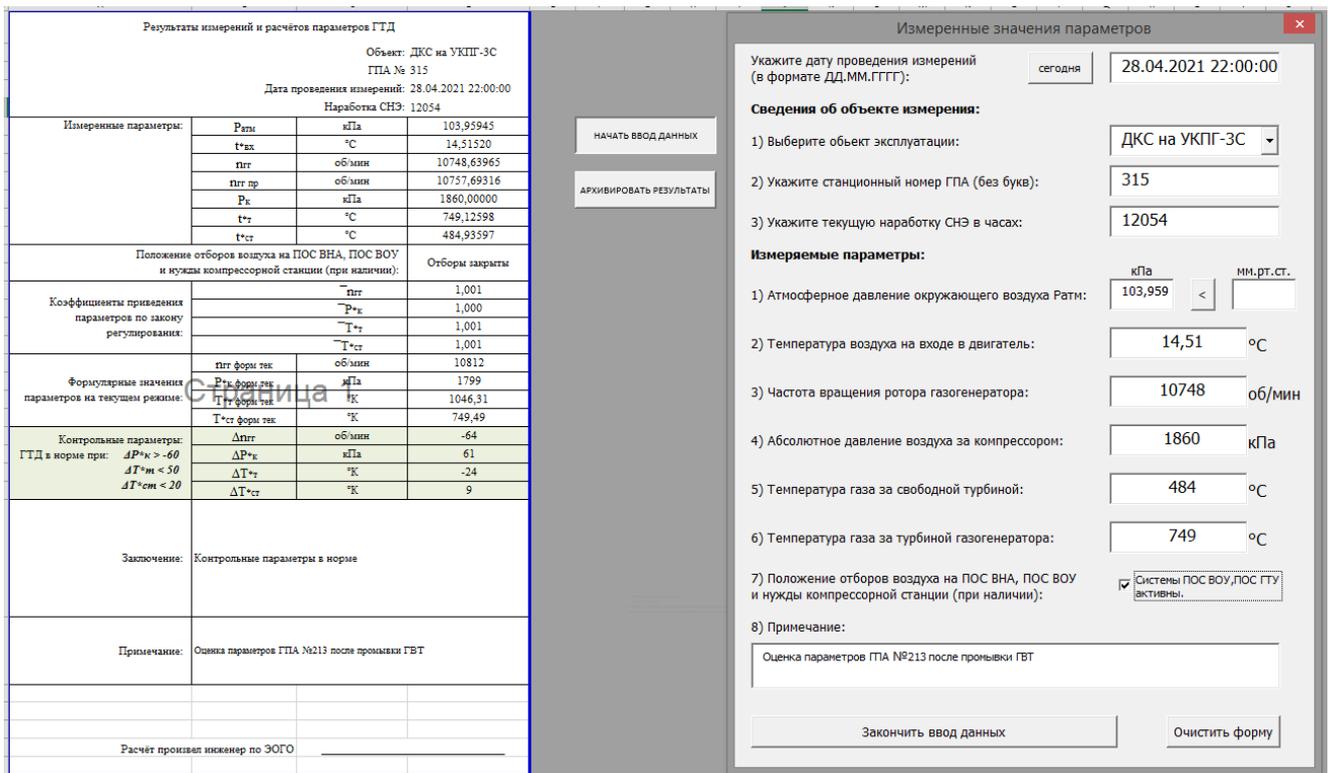


Рис. 2 – Интерфейс разработанной программы для оценки параметров ПС-90ГП-2

Красной линией на графике указана граница ($\Delta T_{CT}^* = 20 \text{ }^\circ\text{K}$), при достижении которой заводом-изготовителем рекомендуется проведение визуально-оптического контроля рабочих лопаток и промежуточных колец компрессора. В случае отсутствия визуальных дефектов – выполняется промывка ГВТ.

Для оценки динамики изменения была применена линейная фильтрация полученных в результате расчёта точек.

Динамика параметра ΔT_{CT}^* в общем виде представляет из себя синусоиду, что объясняется тесной взаимосвязью ΔT_{CT}^* и $t_{ВХ}^*$.

График измеренной температуры воздуха на входе в ГТД $t_{ВХ}^*$ представлен на рисунке 4.

Направление движения синусоиды вверх и постепенное уменьшение амплитуды сезонных колебаний говорит о росте негативной разницы ΔT_{CT}^* и постепенном ухудшении состояния ГВТ в связи с выработкой ресурса двигателя в целом (~5 тыс. часов до капитального ремонта ГТД в заводских условиях).

Анализируя влияние промывок на показатель ΔT_{CT}^* можно отметить, что промывки ГВТ, проведенные перед летним сезоном в апреле, изменяют направление динамики параметра ΔT_{CT}^* в сторону кратковременного увеличения запаса по температуре за СТ более чем на 18-19 $^\circ\text{K}$,

после чего параметр вновь начинает смещаться в сторону уменьшения запаса по температуре вплоть до сезонных колебаний, вызванных уменьшением температуры на вход в ГТД.

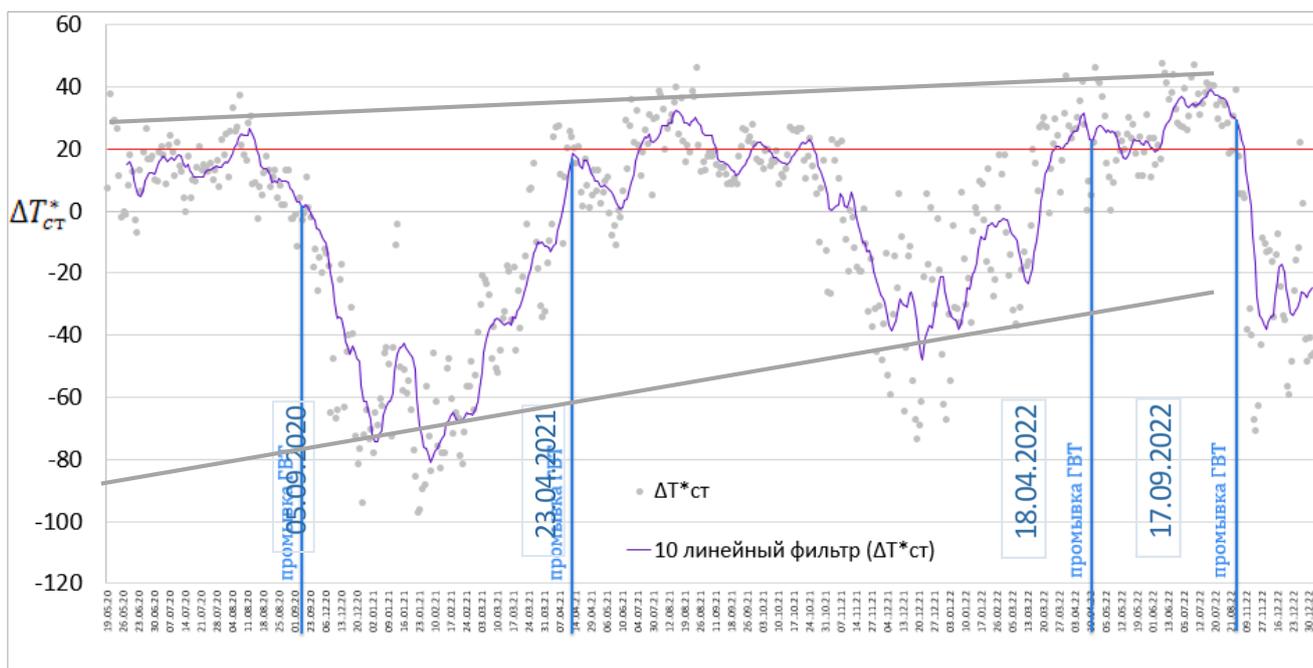


Рис. 3 – График результатов расчёта $\Delta T_{ст}^*$, °К (в период с 19.05.2020 по 01.01.2023, каждый день в 12:00)

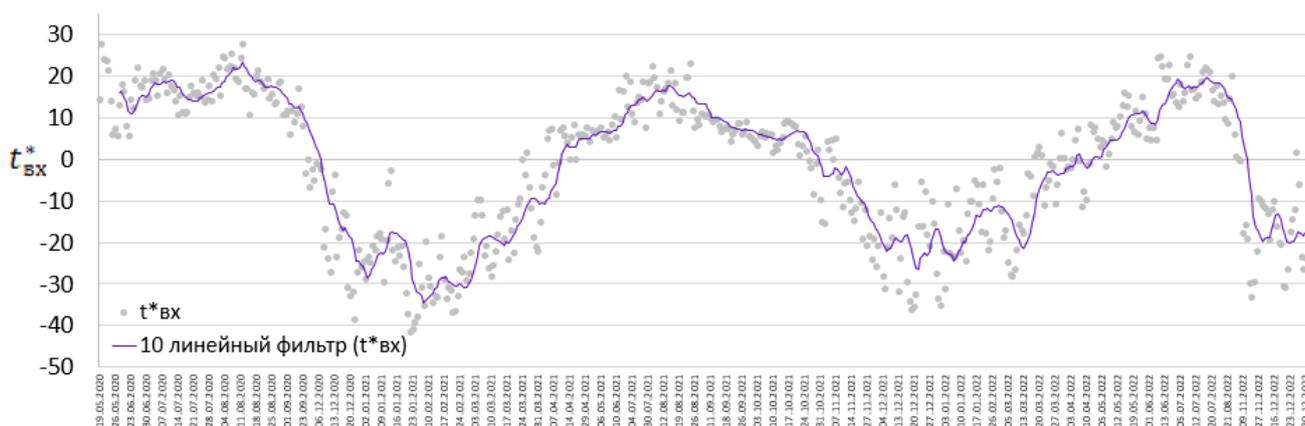


Рис. 4 – График температуры воздуха на входе в ОК ГТД, °С

Положительный эффект от промывок, проведенных перед зимним сезоном в сентябре 2020 г. и 2022 г. тяжело определить ввиду значительных сезонных колебаний, но можно предположить эффективность, исходя из сравнения динамики параметра $\Delta T_{ст}^*$ с динамикой в сентябре 2021 года, когда промывка не проводилась.

Также на основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что положительный эффект от промывки длится 60-65 дней (1500 ч.) перед летним сезоном, и около 120-130 дней (3000 ч.) перед зимним.

Ввиду этого, результаты параметрического диагностирования проточной части газотурбинного двигателя ПС-90ГП-2 методом анализа термогазодинамических параметров стоит рассматривать в виде тренда (в динамике), учитывая при этом все предыдущие измерения с целью определения сезонных колебаний контрольных параметров и учета этой информации с целью принятия решений. Разработанный авторами алгоритм подходит для получения результатов диагностики в виде графика, представленного на рисунке 3.

Библиографический список:

1. Аналитика и исследования ассоциации «Новые технологии газовой отрасли» : электронный журнал. – URL: <https://newgaztech.ru/upload/АНАЛИТИКА%202.pdf> (дата обращения: 28.01.2023). – Текст: электронный.
2. Техническое диагностирование ГТД по термогазодинамическим параметрам : методические указания / И. И. Епишев, В. А. Кочуров. – Самара : Изд-во Самар. авиац. инст., 1990. – 20 с. – (Учебная литература для вузов). – УДК 629.7.036(0.75). – Текст : непосредственный.
3. Газотурбинный двигатель ПС-90ГП-2. Руководство по технической эксплуатации 83-00-802-20 РЭ. Книга 1. – Пермь : АО «ОДК-ПМ», 2017. – 178 с. Текст : непосредственный.

УДК 665.622

Высокоэффективный способ разделения нефтяной эмульсии

Тарамов Ю. Х., Муртазов Э. З.

1 – Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

Многочисленные катастрофы с разливами нефти за последние несколько лет высветили проблемы, связанные с разделения нефтяной эмульсии. Эмульсия нефти и воды относится конкретно к жидкости, поступающей непосредственно из нефтяной и газовой скважины. При добыче скважины на поверхность выходит смесь сырой нефти, воды, газа и твердых частиц. После отделения газа от жидкости оставшиеся нефть и вода также должны быть отделены. Эмульсии в нефтяной промышленности классифицируются как «вода в масле» или «масло в воде» в зависимости от соотношения объемов жидкостей. Газ, доставленный на поверхность, обычно представляет собой «влажный газ», состоящий из сухого природного газа, такого как метан, смешанного с жидкими природными газами, такими как этан и бутан. Все эти компоненты разделяются с использованием нескольких принципов разделения для получения желаемых конечных продуктов, которые считаются ценными [1].

В настоящее время применяют гравитационное разделение, являющееся наиболее широко используемым методом разделения масляных эмульсий. Элементы потока скважины, такие как нефть и вода, имеют разную плотность. Различия в плотности позволяют воде отделяться под действием силы тяжести. При достаточном количестве времени в нетурбулентном состоянии различные удельные веса естественным образом разделяются на отдельные слои. А также известен метод объединения. Во время слияния капли воды объединяются, образуя более крупные капли. Представим себя за рулем туманным утром. Туман говорит нам о том, что в воздухе много влаги, но на самом деле он не конденсируется в жидкость, пока не попадет на лобовое стекло. То же самое происходит, когда газ попадает на твердую поверхность. Это может быть отводящая пластина при первом входе в сосуд или туманоуловитель при выходе. В туманоуловителях крыльчатого типа мельчайшие капли удаляются из потока пара за счет инерционного удара. Влажный газ вынужден менять направление, в результате чего капли тумана ударяются о лопасти и сливаются с другими каплями, в конечном итоге образуя большой объем жидкого конденсата [2].

Разделение микро и наноэмульсий нефть-вода (эмульсии с размерами диспергированных капель в микро или нанометровом диапазоне) может быть особенно трудным. В настоящее время уже разработали ультратонкие мембраны из углеродных нанотрубок, которые могут разделять широкий спектр микро и наноэмульсий нефти и воды, с эффективностью разделения 99,9% [3].

Мембранные технологии разделения нефти и воды привлекательны для разделения эмульсий, поскольку они энергоэффективны, рентабельны и применимы к широкому спектру промышленных отходов и загрязненных нефтей. Одним из факторов, определяющих поток сырья во время разделения, является толщина мембраны. Этот разделительный поток обратно пропорционален толщине мембраны, то есть более тонкие мембраны обеспечивают более высокий разделительный поток. Толщина доступных разделительных мембран может

варьироваться от десятков до сотен микрометров [4]. Для сравнения, разработали отдельно стоящие сетчатые пленки из однослойных углеродных нанотрубок, толщина которых может достигать 30 нанометров. Эти пленки являются гидрофобными (водоотталкивающими) и суперолеофильные (чрезвычайно маслопоглощающие). Следовательно, они позволяют маслу легко проникать сквозь них, одновременно предотвращая проникновение воды. Ряд исследователей, ранее разработали гидрофобные и олеофильные поверхности, однако ультротонкие мембраны, самые тонкие на сегодняшний день. Используя эти ультротонкие мембраны в разделительном аппарате (рис. 1), мы продемонстрировали разделение различных водонефтяных эмульсий, что на 2–3 раза выше чем флюсы, обычно получаемые с более дорогими разделительными мембранами.

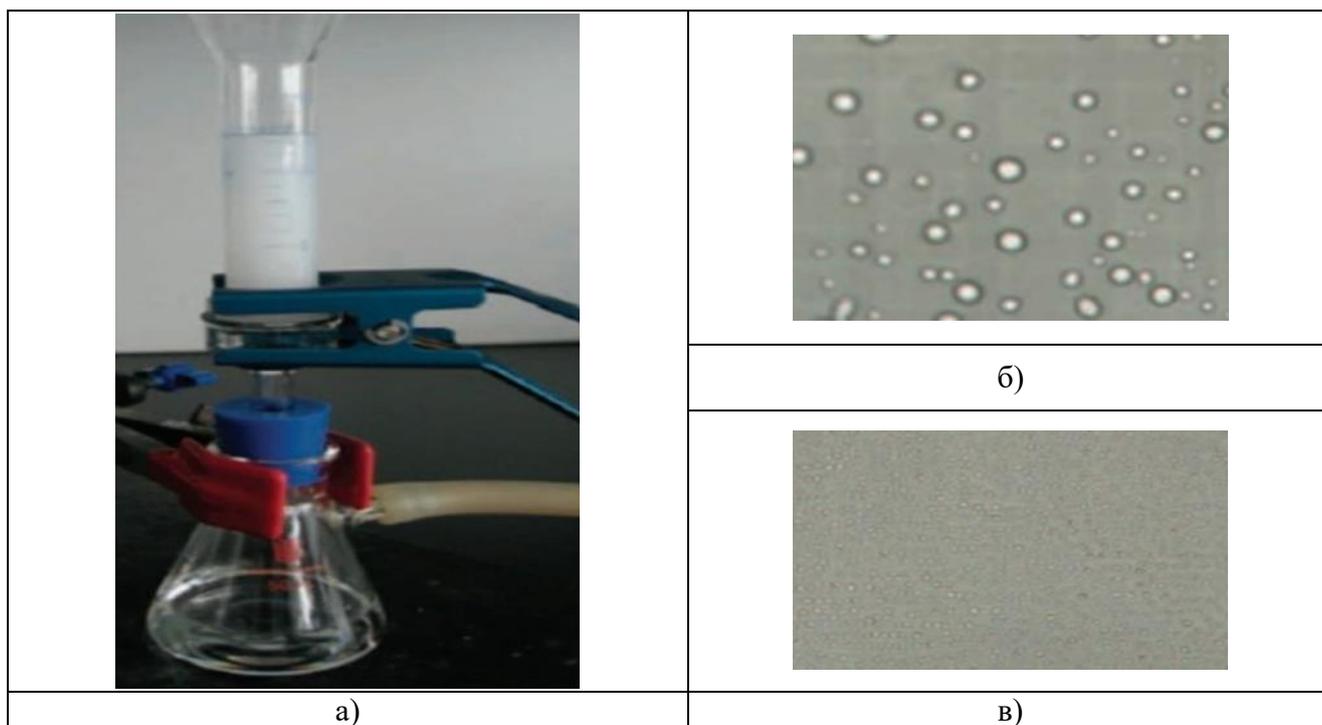


Рис. 1 – а) Разделительный аппарат с фильтрующей ячейкой, зажатой между стеклянными стаканами, б) микроэмульсия «вода в петролейном эфире», в) наноэмульсия «вода в толуоле».

Разделительный аппарат состоял из фильтрующей ячейки (ультратонкая мембрана из углеродных нанотрубок, помещенная на керамическую мембрану), зажатой между двумя стеклянными стаканами. Добавив эмульсию «вода в масле» на фильтрующую ячейку и подводя избыточное давление, масло проникало через мембрану, а вода оставалась над мембраной. Таким образом, серия эмульсий «вода в масле» были разделены с эффективностью разделения 98,9%. Химическая стабильность углеродных нанотрубок по отношению к целому ряду кислот и оснований позволяет этим мембранам разделять широкий спектр водно-масляных эмульсий. Одним из потенциальных ограничений мембран является то, что они могут загрязняться маслом, присутствующим в эмульсиях, и поэтому их необходимо периодически очищать пропусканием этанола. В дальнейшем исследования по эффективному разделению эмульсий «масло в воде» с использованием этих мембран, а также по улучшению их противозагрязняющих свойств, могут сделать эти мембраны еще более привлекательными для промышленного применения.

Библиографический список:

1. Ф.А. Шахова, Г.Г. Ягафарова, А.И. Мухамадеева Воздействие на окружающую среду технологических процессов нефтегазовой отрасли: учебное пособие, Нефтегазовое дело, Уфа, 2012
2. Г.Г. Ягафарова, Л.А. Насыров, Ф.А. Шахова, С.В. Балакирева, А.Х. Сафаров. Инженерная экология в нефтегазовом комплексе, УГНТУ, Уфа, 2007

3. Мулдер М. Введение в мембранную технологию/ М. Мулдер; пер. с англ. под ред. Ю. П. Ямпольского. – М.: Мир, 1999
4. B.S. Vonev, B.O. Дряхлов, И.Г. Шайхиев, Вестник Казанского технологического университета, 8, 181-185 (2013).

УДК 622.24

К вопросу повышение степени очистки кавернозных интервалов при бурении нефтяных и газовых скважин

Вороник А. М.¹, Логачёв Ю. Л.², Трохов В. В.¹

1 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Россия

2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

При бурении скважин на нефть и газ для достижения конечного результата – сдачи заказчику скважины, отвечающей требованиям разработанной проектно-сметной документации на ее строительство, буровым организациям приходится решать существенное количество различных задач. Одной из таких задач является получение ствола соответствующего качества, но для ее успешного решения должен применяться комплексный подход, который направлен на выбор оптимальных средств и технологий в конкретных горно-геологических условиях и экономических реалиях. При этом дополнительные трудности в обеспечении ствола скважины номинального диаметра возникают, когда по разрезу скважины наблюдается значительное количество горных пород, способных вступать в физико-химическое взаимодействие с промывочными жидкостями.

По данным научно-технической литературы и опыта бурения нефтяных и газовых скважин процессы кавернообразования зачастую наблюдаются при разбуривании глинистых пород различной степени литификации и могут иметь тяжелые последствия, оказывающие существенное влияние как на проводку ствола скважины, так и на его последующее крепление. И если в настоящее время для предупреждения нарушения устойчивого состояния глинистых отложений, и как следствие кавернообразования, разработано значительное количество мероприятий и применяются различного рода эффективные технологические решения, то для оценки степени влияния тех или иных предлагаемых решений на качество очистки кавернозных интервалов, где процессы шламакопления проявляют себя наиболее выразительно, на наш взгляд, сделано недостаточно. В целом можно сказать, что процессы шламакопления в кавернозных интервалах ствола скважины изучены недостаточно глубоко, а эффективность предлагаемых решений по регулированию этих процессов не достигла того уровня, когда с уверенностью можно сказать, что найдено полноценное решение этой проблемы.

Значительный интерес в изучении обозначенной проблемы представляет собой работа В.И. Иванникова [1], где автором представлены результаты экспериментального изучения шламакопления в кавернах при бурении скважин. На основании приведенных результатов исследований автором сформулирован ряд выводов, где автор утверждает, что усиление промывки кавернозных зон с забоя скважины является малоэффективным мероприятием, так как обеспечивает удаление лишь избытка шлама свыше предельного угла статического откоса, а процесс аккумуляции и выноса шлама в кавернах существенно меняется от структурно-механических свойств бурового раствора, что нуждается в детальном количественном изучении этого явления.

На основании вышеизложенного нами были выполнены работы по разработке критерия для оценки воздействия прокачиваемого бурового раствора на застойные зоны или зоны скопления шлама в интервалах кавернообразования. Было выдвинуто предположение, что таким критерием при реализации ламинарного потока промывочной жидкости в заколонном пространстве могут являться касательные напряжения сдвига, возникающие на стенке скважины в случае движения бурового раствора. Эти напряжения возникают и достигают своего максимума на стенке скважины и поверхности спущенной в скважину колонны труб

(рисунок 1) при ламинарном режиме течения промывочной жидкости в затрубном пространстве. Согласно, приведенного рисунка эпюры распределения напряжений сдвига и скоростей, можно сказать, что в центральной части потока вынос выбуренной породы обусловлен скоростным режимом течения жидкости [2, 3]. При движении к стенке скважины или колонны труб скорость потока падает и становится равной нулю на этих поверхностях. Однако, свой максимум начинают приобретать касательные напряжения сдвига, которые оказывают страгивающее усилие на ограничивающие поверхности (стенка скважины, колонна труб). Эти страгивающие напряжения, по нашему мнению, могут играть определяющую роль в движении шлама и разрушении застойных зон на стенке бурящейся скважины при реализации ламинарного режима течения промывочной жидкости.

Касательные напряжения в двух сдвиговых областях на стенке ствола скважины и на трубах можно определить из задачи определения профиля скоростей при течении вязкой жидкости в кольцевом пространстве. Эту задачу впервые решали Воларович М.П. и Гуткин А.М., Лэрд, Паслеу и Слиба, Фредриксон и Бирд [2, 3]. Согласно их работам определение касательных напряжений сдвига в кольцевом пространстве при течении вязкопластичной жидкости можно определить по формулам изложенным ниже. На рисунке 1 показаны эпюры к решению задачи.

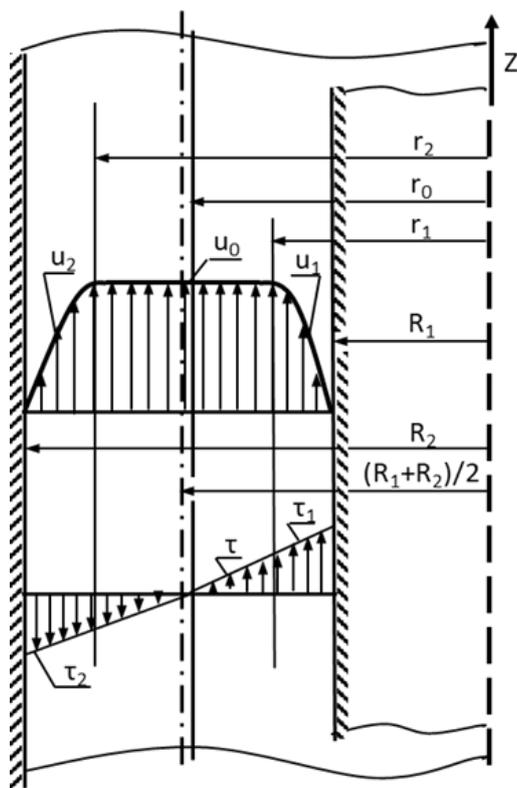


Рис. 1 – Эпюры распределения скоростей и напряжений при ламинарном течении вязкопластичной жидкости в кольцевом пространстве.

Касательные напряжения сдвига в каждой области будут определяться:

$$\tau_1 = \frac{A_1}{r} - \frac{Pr}{2}, \quad (1)$$

$$\tau_2 = \frac{A_2}{r} - \frac{Pr}{2}, \quad (2)$$

где: A_1 и A_2 – константы интегрирования; P – давление при заданном расходе, Па; r – расстояние на котором рассчитываются касательные напряжения, м.

Уравнения (1) и (2) характеризуют тангенциальные напряжения на поверхностях, нормальных к \vec{r} .

Эти зависимости получаются подстановкой уравнений по определению скоростей сдвига:

$$\frac{du}{dr} = -\frac{P}{2\eta}r - \frac{\tau_0}{\eta} + \frac{A_1}{\eta} \frac{1}{r}, \quad (3)$$

$$\frac{du}{dr} = -\frac{P}{2\eta}r - \frac{\tau_0}{\eta} + \frac{A_2}{\eta} \frac{1}{r}, \quad (4)$$

в следующие зависимости (по порядку):

$$\eta_p = \eta + s \frac{\tau_0}{du/dr}, \quad (5)$$

$$\tau = \eta \frac{du}{dr}, \quad (6)$$

где: η_p – кажущаяся вязкость, Па*с; η – пластическая вязкость, Па*с.

$A_1=A_2$ из условия равновесия для всей области течения в виде суммы сил давления и сил сопротивления на стенке:

$$(R_2^2 - R_1^2)P - 2A_1 + 2A_2 + P(R_1^2 - R_2^2) = 0. \quad (7)$$

Следовательно:

$$\tau = \frac{A}{r} - \frac{Pr}{2}, \quad (8)$$

A – определяется итерационным методом последовательных приближений, а именно методом дихотомии, совместным решением уравнений:

$$A = \frac{P}{2} r_1 r_2, \quad (9)$$

$$A = \frac{\frac{P}{4}(R_2^2 - R_1^2) - \frac{P}{4}(r_2^2 - r_1^2) - \tau_0(R_2 - R_1) + \tau_0(r_2 + r_1)}{\ln \frac{r_1 R_2}{r_2 R_1}}. \quad (10)$$

$P_r(P)$ – в уравнении (8) определяется аналогичным методом, что и A , из системы уравнений:

$$Q = \frac{\pi R_1 (R_2 - R_1)^3 P}{3\eta l} \left(1 - \frac{3}{2} \frac{P_0}{P} + \frac{1}{2} \frac{P_0^3}{P^3}\right), \quad (11)$$

$$\frac{P_0}{P} = \beta, \quad (12)$$

$$P = \frac{2\tau_0 l}{(R_2 - R_1)\beta}, \quad (13)$$

где: β – относительная безразмерная величина; τ_0 – динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па; Q – расход бурового раствора, м³/с; l – длина расчетного элемента, м; P_0 – давление, обеспечивающее начало движения бурового раствора (пусковое давление), Па.

Для проведения анализа результатов расчета были введены следующие относительные параметры:

- относительные касательные напряжения:

$$\bar{\tau} = \tau_{\text{расч.}} / \tau_{\text{исх.}}, \quad (14)$$

где: $\tau_{\text{расч.}}$ – расчетное касательное напряжение на стенке скважины, определенное при изменении $\tau_{0\text{исх.}}$, $\eta_{\text{исх.}}$, $Q_{\text{исх.}}$, $K_{\text{кав}}$, Па; $\tau_{\text{исх.}}$ – исходные касательные напряжения сдвига, определенные для исходного значения $\tau_{0\text{исх.}}$, $\eta_{\text{исх.}}$, $Q_{\text{исх.}}$, Па.

- относительное динамическое напряжение сдвига (ДНС):

$$\bar{\tau}_0 = \tau_{0\text{прин.}} / \tau_{0\text{исх.}}, \quad (15)$$

где $\tau_{0\text{прин.}}$ – принятое значение динамическое напряжение сдвига, Па; $\tau_{0\text{исх.}}$ – минимальное значение динамического напряжения сдвига, определенное для удовлетворительной промывки ствола скважины, Па*с;

- относительная пластическая вязкость:

$$\bar{\eta} = \eta_{\text{прин.}} / \eta_{\text{исх.}} \quad (16)$$

где: $\eta_{\text{прин.}}$ – принятое значение пластической вязкости, Па*с; $\eta_{\text{исх.}}$ – минимальное значение пластической вязкости, определенное для удовлетворительной промывки ствола скважины, Па*с;

- относительный расход бурового раствора:

$$\bar{Q} = Q_{\text{прин.}} / Q_{\text{исх.}} \quad (17)$$

где: $Q_{\text{прин.}}$ – принятое значение расхода бурового раствора, м³/с; $Q_{\text{исх.}}$ – минимальное значение расхода бурового раствора, определенное для удовлетворительной промывки ствола скважины, м³/с.

Результаты расчета представлены на рисунках 2 – 5.

Согласно графикам на рисунках 2-4 можно сделать вывод, что управление такими параметрами как пластическая вязкость и расход бурового раствора с целью повышения касательных напряжений сдвига на стенке ствола скважины при ламинарном течении промывочной жидкости для достижения эффекта очистки каверн от шламовых накоплений является малоэффективным мероприятием. Так для того чтобы сохранить касательные напряжения на стенке скважины на уровне номинального диаметра ствола ($K_{\text{кав}}=1$) при коэффициенте кавернозности равном 2, необходимо ДНС промывочной жидкости увеличить всего на 25% (рисунок 2). Если управлять касательными напряжениями сдвига через пластическую вязкость и расход при $K_{\text{кав}}=2$, с целью сохранения их значений на уровне номинального диаметра ствола скважины, то увеличение пластической вязкости и расхода промывочной жидкости потребуется в 3,2 раза при $K_{\text{кав}}=2$ (рисунок 3 и 4).

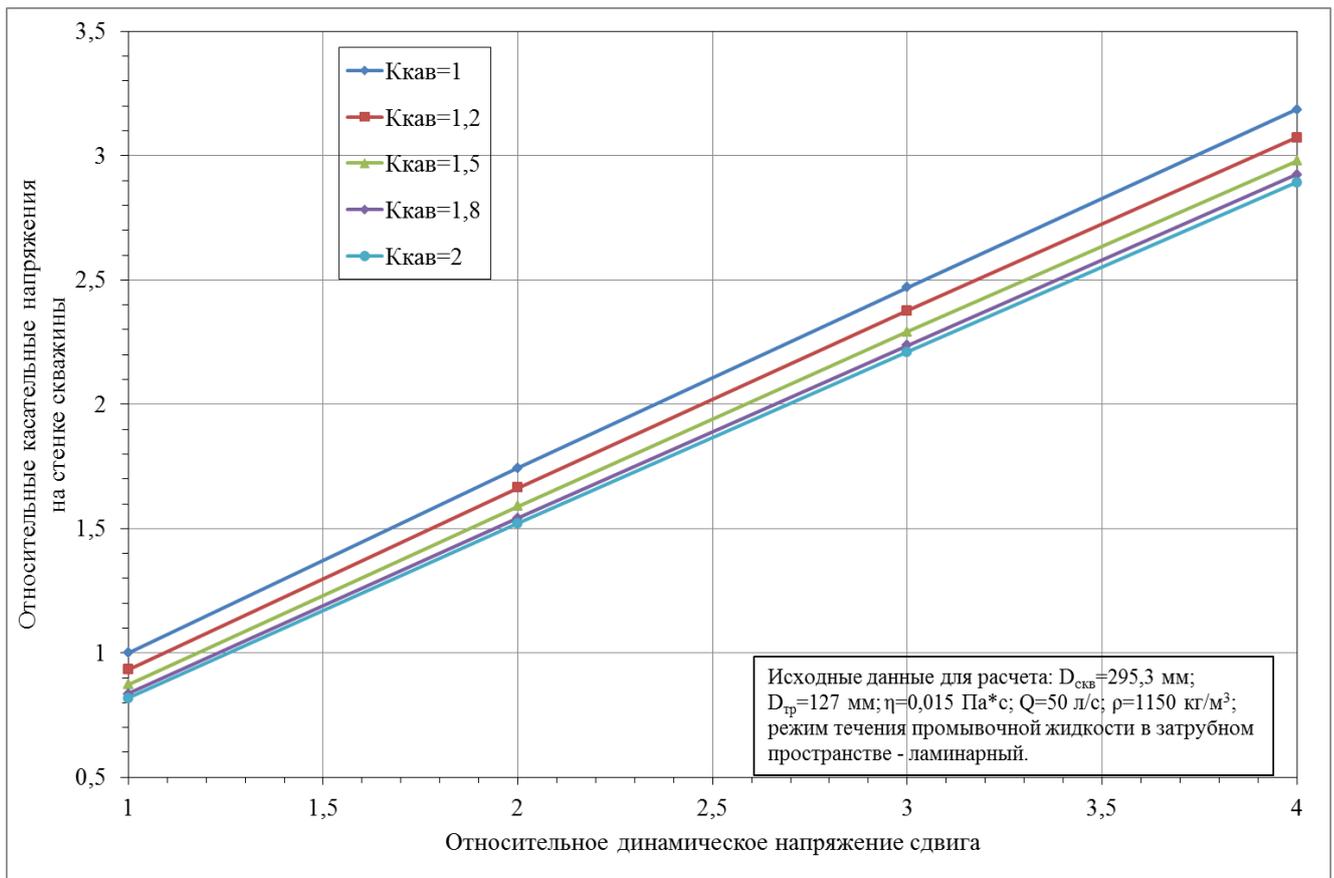


Рис. 2 – Влияние относительного динамического напряжения сдвига на относительные касательные напряжения на стенке скважины при изменении коэффициента кавернозности

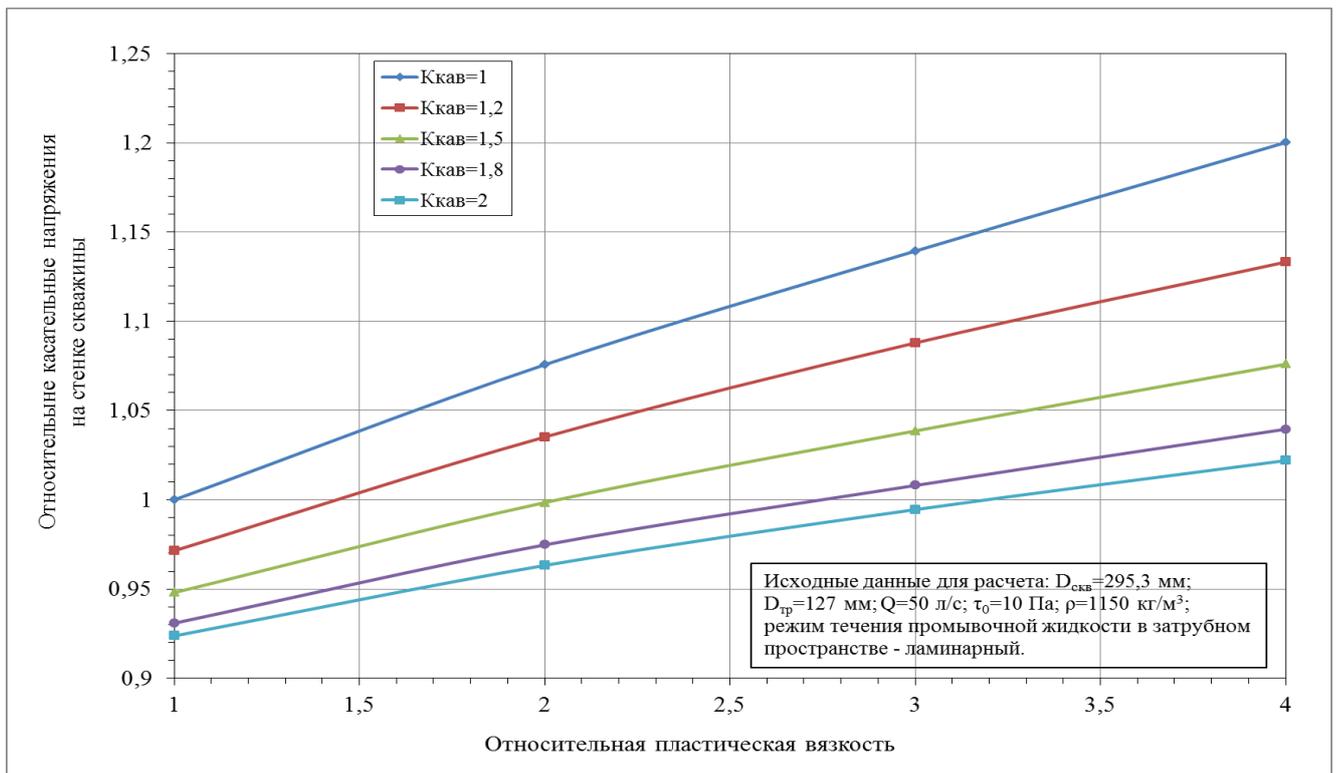


Рис. 3 – Влияние относительной пластической вязкости на относительные касательные напряжения на стенке скважины при изменении коэффициента кавернозности

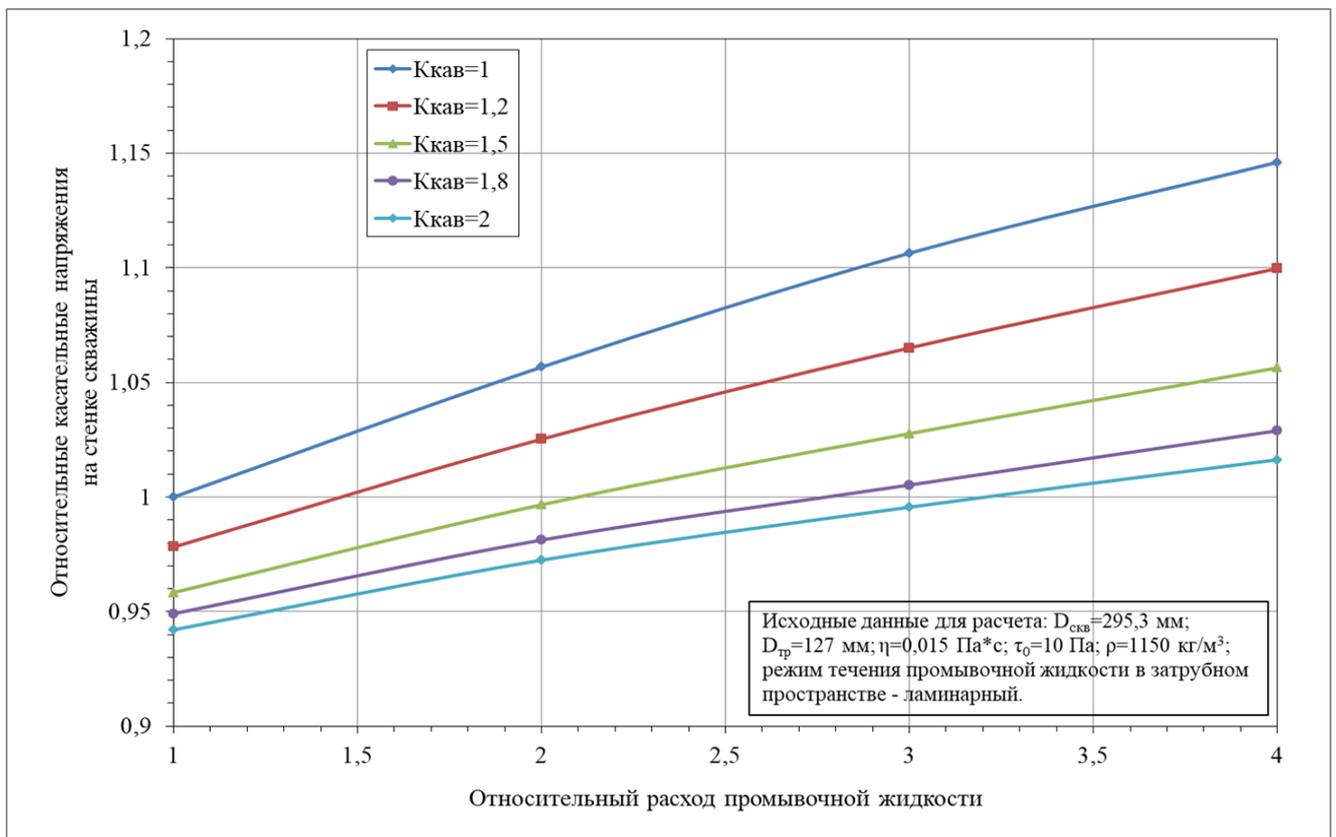


Рис. 4 – Влияние относительного расхода промывочной жидкости на относительные касательные напряжения на стенке скважины при изменении коэффициента кавернозности

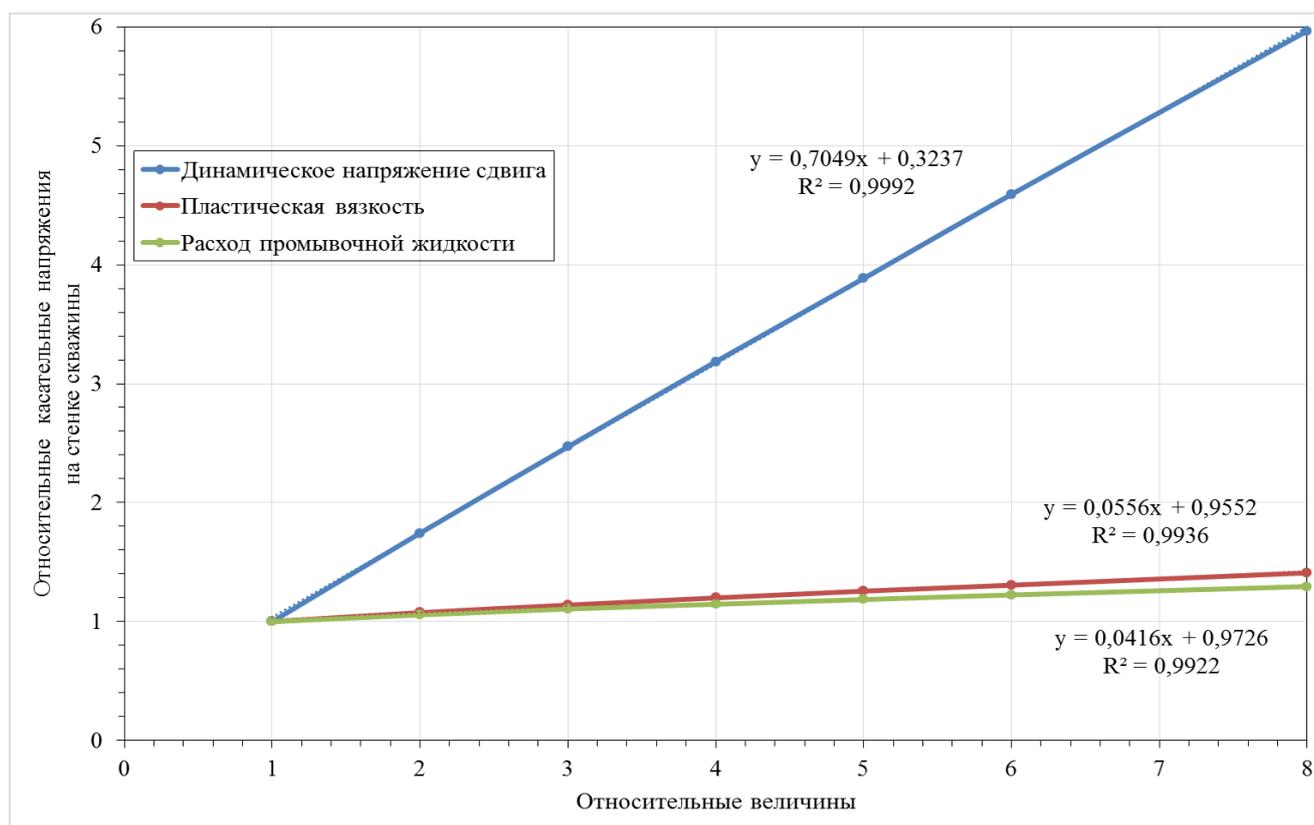


Рис. 5 – Влияние относительных параметров (динамического напряжения сдвига, пластической вязкости и расхода промывочной жидкости) на относительные касательные напряжения на стенке скважины при постоянном коэффициенте кавернозности ($K_{\text{кав}}=1$)

Как видно из графика 2 управление касательными напряжениями сдвига через ДНС весьма эффективно, даже при значительном увеличении ствола скважины ($K_{\text{кав}}=2$) не требуется значительного увеличения ДНС, по сравнению с пластической вязкостью и расходом бурового раствора. Рисунок 5 наглядно подтверждает сказанное выше. Увеличение ДНС в 8 раз при коэффициенте кавернозности равном 1 повышает касательные напряжения сдвига почти в 6 раз. Чего не скажешь о пластической вязкости и расходе: увеличение касательных в 1,4 и 1,3 раза соответственно. При этом влияние динамики роста ДНС на касательные напряжения на стенке скважины с увеличением коэффициента кавернозности будет повышаться, а со стороны пластической вязкости и расхода промывочной жидкости – снижаться.

Приведенные результаты исследований согласуются с выводами приведенными в работе В.И. Иванникова [1]. Через ДНС прокачиваемой технологической жидкости можно регулировать касательные напряжения сдвига на стенке скважины, тем самым повышена степени очистки скважин в кавернозных интервалах.

Библиографический список:

1. Иванников, В.И. Экспериментальное изучение процесса шламонакопления в кавернах при бурении глубоких скважин / В.И. Иванников // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2005. - № 12. С. 16-19.
2. Леонов, Е.Г. Гидроаэростатика в бурении : [учебник для вузов по специальности "Бурение нефтяных и газовых скважин"] / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. - Москва : Недра, 1987. - 303 с.
3. Маковой, Н. Гидравлика бурения / Н. Маковой; Пер. с рум. В. И. Балабана; Ред. А. И. Литвинов. - М. : Недра, 1986. - 536 с.

О методике расчета колонны насосно-компрессорных труб для разбуривания песчано-глинистой пробки в стволе скважины с использованием винтового забойного двигателя

Андрианов Н. И.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

В проектной документации на строительство скважин разрабатывается раздел «Консервация и ликвидация скважины». Согласно действующим требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1], при выполнении ликвидационных работ перед установкой цементных мостов необходимо очистить эксплуатационную колонну от песчано-глинистых пробок, сформировавшихся при эксплуатации скважины. Указанные пробки могут оказаться достаточно плотными, что потребует прибегнуть к методу их разрушения бурением, так как размыв в данном случае не эффективен [2]. С целью использования легких буровых установок (подъемных агрегатов) и ускорения процесса в целом такие операции выполняют с использованием винтовых забойных двигателей (ВЗД) ремонтного ряда, спускаемых в скважину на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) [3, 4]. Следует указать, что действующая «Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб» [5] не рассматривает такую технологическую операцию, что затрудняет процесс проектирования.

Рассмотрим возможную методику выполнения расчета на базе положений «Инструкции» [5]. Очевидно, что методика проверки колонны НКТ по наружному и внутреннему избыточным давлениям сохраняется с учетом использования величин давлений, соответствующих рассматриваемой технологической операции.

Суммарная растягивающая нагрузка - будет максимальной при допуске работающего ВЗД к «голове» песчано-глинистой пробки и без учета сил сопротивления может быть рассчитана как:

$$\Sigma Q = Q_1 + Q_2 + Q_3, \quad (1)$$

где ΣQ - растягивающая нагрузка в приустьевой части колонны НКТ, Н;

Q_1 - растягивающая нагрузка от теоретического веса спущенной колонны НКТ, Н;

Q_2 - осевая растягивающая нагрузка при работе ВЗД, также учитывающая перепад давления в промывочных отверстиях породоразрушающего инструмента, Н;

Q_3 - растягивающая нагрузка от веса ВЗД и породоразрушающего инструмента, Н.

Рассмотрим составляющие, входящие в формулу (1).

Растягивающая нагрузка от теоретического веса спущенной колонны НКТ (на устье – в верхнем сечении труб):

$$Q_1 = q \cdot l \cdot g, \quad (2)$$

где q - теоретический вес 1 м колонны НКТ, кгс;

l - длина колонны НКТ, м;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Растягивающая осевая нагрузка при работе ВЗД:

$$Q_2 = P \cdot F, \quad (3)$$

где P - давление на входе в колонну НКТ, Па;

F - площадь сечения канала НКТ, м².

Осевая растягивающая нагрузка от веса ВЗД и породоразрушающего инструмента определяется по соответствующим паспортным данным или справочной литературе.

Определяется интенсивность искривления ствола скважины (на 10 м):

$$\alpha = \frac{10\Delta\alpha}{\Delta l}, \quad (4)$$

где $\Delta\alpha$ - приращение угла искривления, град;

Δl - длина интервала, на котором произошло приращение угла искривления, м.

По приложению 2 «Инструкции» [5] определяется коэффициент запаса прочности для НКТ $[n_1]$ (для выбранного типоразмера труб при рассчитанной величине α).

Рассчитывается допустимая растягивающая нагрузка для НКТ выбранного типоразмера:

$$[Q_p] = \frac{Q_{стр}}{[n_1]}, \quad (5)$$

где $Q_{стр}$ - растягивающая нагрузка для труб выбранного типоразмера, Н.

При этом должно выполняться условие:

$$[Q_p] > \Sigma Q. \quad (6)$$

Определяется фактический коэффициент запаса прочности:

$$n_1 = \frac{Q_{стр}}{\Sigma Q}. \quad (7)$$

Ниже приведен пример расчета по приведенной методике.

Исходные данные.

Усредненный профиль скважины представлен на рисунке 1.

Скважина наклонно-направленная, профиль трехинтервальный:

$H = 1099$ м; $H_B = 500$ м; $R = 688$ м; $H_{II} = 300$ м; $\alpha_{II}^k = \alpha_{III}^H = \Delta\alpha = 25^\circ$.

Глубина искусственного забоя - 1122 м.

Интервал бурения (проработки) 1099 – 1122 м.

Проработка ведется в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм (толщина стенки 8,5 мм).

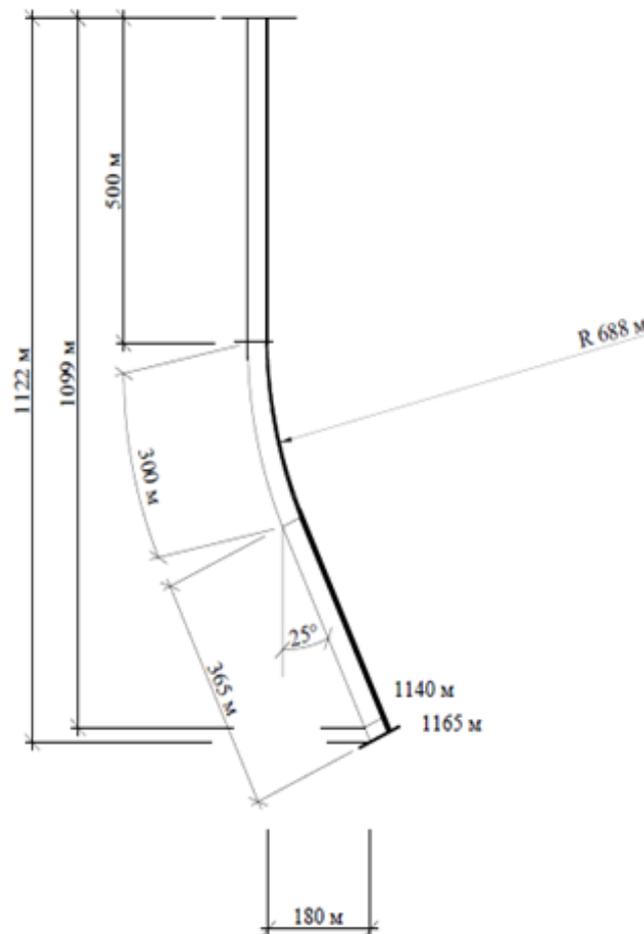


Рис. 1 – Профиль скважины

Для НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм осевая растягивающая нагрузка от теоретического веса спущенной колонны:

$$Q_1 = 9,47 \cdot 1122 \cdot 9,81 = 104234 \text{ Н.}$$

Осевая растягивающая осевая нагрузка при работе с винтовым забойным двигателем Д-85 при расходе промывочной жидкости 7 дм³/с:

$$Q_2 = 3,4 \cdot 10^6 \cdot 30,18 \cdot 10^{-4} = 10261 \text{ Н.}$$

Осевая растягивающая нагрузка от веса ВЗД и породоразрушающего инструмента:

$$Q_3 = 2668 \text{ Н.}$$

Суммарная осевая растягивающая нагрузка:

$$\Sigma Q = 104234 + 10261 + 2668 = 117183 \text{ Н.}$$

Интенсивность искривления ствола скважины:

$$\alpha = \frac{10 \cdot 25}{300} = 0,83 \text{ град/10 м.}$$

По приложению 2 «Инструкции» [5] принимаем коэффициент запаса прочности для НКТ группы прочности Д диаметром 73 мм [n_1]=1,33.

Для НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм группа прочности Д:

$$Q_{\text{сmp}} = 278000 \text{ Н.}$$

Допустимая растягивающая нагрузка:

$$[Q_p] = \frac{278000}{1,33} = 209000 \text{ Н.}$$

Так как 209000 Н > 117183 Н, условие (6) выполняется.

Фактический коэффициент запаса прочности на осевую растягивающую нагрузку:

$$n_1 = \frac{278000}{117183} = 2,37$$

Рассмотренная методика была успешно апробирована при прохождении ведомственной экспертизы проектной документации на ликвидацию наклонно-направленных скважин в сложных горно-геологических условиях.

Библиографический список:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-исследовательский центр исследований проблем промышленной безопасности», 2021. - 488 с.
2. Юшин, Е.С. Оборудование и технологии текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин: теория и расчет / Е.С. Юшин. – М.; Вологда: Инфра – Инженерия, 2022. – 380 с.
3. Березовский, Д.А. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении / Д.А. Березовский, Г.В. Куксов, И.С. Матвеева // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. – 2017. - № 4. – с. 125 – 140.
4. Сазонов, А.А. Ликвидация скважин различного назначения / А.А. Сазонов. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 172 с.
5. Сароян, А.Е. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб : Руководящий документ / А.Е. Сароян, В.Ф. Кузнецов, Е.А. Чеблаков и др. – М. : 1999. – 69 с.

Анализ преимуществ и недостатков использования магнитных подшипников для роторных систем

Павлов А. С., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Снижение потерь в опорах быстровращающихся роторов и повышение их надежности является важной технической задачей. Одним из способов является модернизация и улучшение опорных узлов. Данные действия возможно выполнить путем выявления и сбора информации о недостатках, которые проявляются у элементов в процессе их эксплуатации. На сегодняшний день, накоплен обширный опыт использования магнитных подшипников в разных сферах промышленности. Анализ данного опыта позволяет увидеть слабые стороны магнитных подшипников и направить силы на решение и предотвращение проблем, связанных с ними. Это позволит положительно повлиять на показатели долговечности, энергоэффективности и экономичности в том числе у центробежных компрессоров, которые являются основным технологическим оборудованием в газовой отрасли. [1]

Электромагнитные подшипники нашли широкое применение в газовой отрасли. В первую очередь они применяются в опорах компрессоров газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которые выполняют функцию компримирования природного газа для его перекачки методом трубопроводного транспорта. Газоперекачивающий агрегат разделен на ряд блоков, но за основной технологический процесс отвечает силовой, где располагается турбоагрегат. Состоит он из газотурбинного двигателя и центробежного нагнетателя. Компрессор имеет в своем составе вал и опоры вала в виде подшипников. Долгое время использовались контактные подшипники с системой маслоснабжения. Их широкое применение в качестве опор компрессоров ГПА, помимо отсутствия альтернативных видов подшипников во времена строительства первых компрессорных станций, обосновано рядом положительных качеств. Среди них можно выделить следующие: высокая несущая способность, допускают относительно высокую скорость вращения, не высокие затраты при эксплуатации и ремонте т. д.

Но у традиционных подшипников качения и скольжения есть целый ряд базовых недостатков. Во-первых, действие данных подшипников основано на физическом взаимодействии поверхностей, что влечет за собой неизбежный их износ, что негативно влияет на параметры надежности и долговечности. Для уменьшения влияния данного фактора используются смазочные материалы, в ГПА они представлены турбинным маслом и называются системой маслообеспечения. Благодаря данной системе удастся минимизировать физические и тепловые нагрузки подшипника. Система масляного хозяйства несет за собой следующие проблемы: громоздкая система дополнительного оборудования и увеличенные затраты на ее обслуживание, высокие потери при работе агрегата на утечки, загрязнение окружающей среды и продукта перекачки, увеличение риска возгорания.

Преимущество магнитных подшипников над традиционными возрастает благодаря ужесточению экологических стандартов и взрывобезопасности оборудования в сфере транспортировки газа. Так как магнитные подшипники позволяют избежать приведенные выше проблемы, внедрение данной технологии и ее распространение не является неожиданностью.

Учитывая распространенность и перспективность магнитных подвесов в нефтегазовой отрасли, основной анализ эксплуатации данной системы будет рассмотрен на примере центробежного компрессора 16ГЦ2-360/53-76МС0 предназначенного для установки в газоперекачивающие агрегаты мощностью 16 МВт серии «Урал». Компрессор является двухступенчатой турбомашинной с магнитными подшипниками и торцовыми газодинамическими уплотнениями (рисунок 1)

Классификация магнитных подшипников разделяет их на активные и пассивные. Пассивные магнитные подшипники не имеют на сегодняшний день большого распространения, поэтому будет сделан акцент на активные. В активном магнитном подшипнике создается магнитное поле путем подачи переменного электрического тока на катушки электромагнита,

что позволяет обеспечивать вращение ротора без физического контакта. Подача тока в обмотку подшипника регулируется системой автоматического управления, что позволяет выравнить роторную систему в процессе работы. Совокупность магнитного подшипника и системы его управления составляют магнитный подвес ротора.

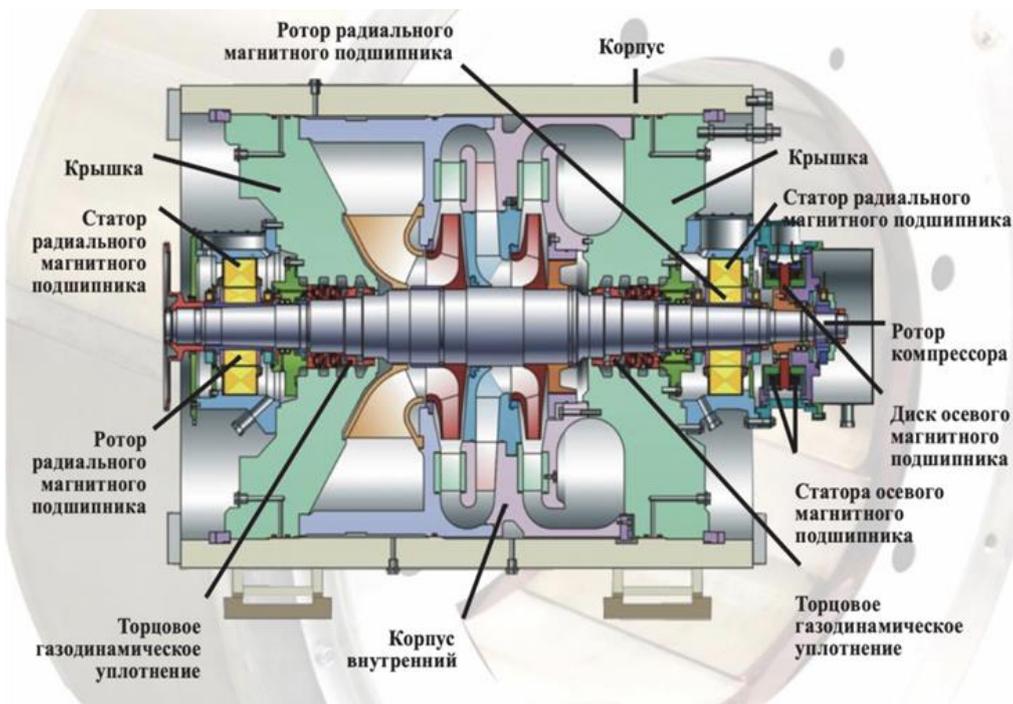


Рис. 1 - Условный вид центробежного компрессора с магнитным подвесом

Конструктивно магнитный подшипник состоит из электромагнитов, расположенных в статоре подшипника, а роторная часть представлена металлическим валом. Как и остальные подшипники, магнитные могут воспринимать радиальные и осевые нагрузки.

Базово, для ограничения перемещений вала в разных направлениях, достаточно двух радиальных электромагнитных подшипников и единого осевого (рисунок 2)

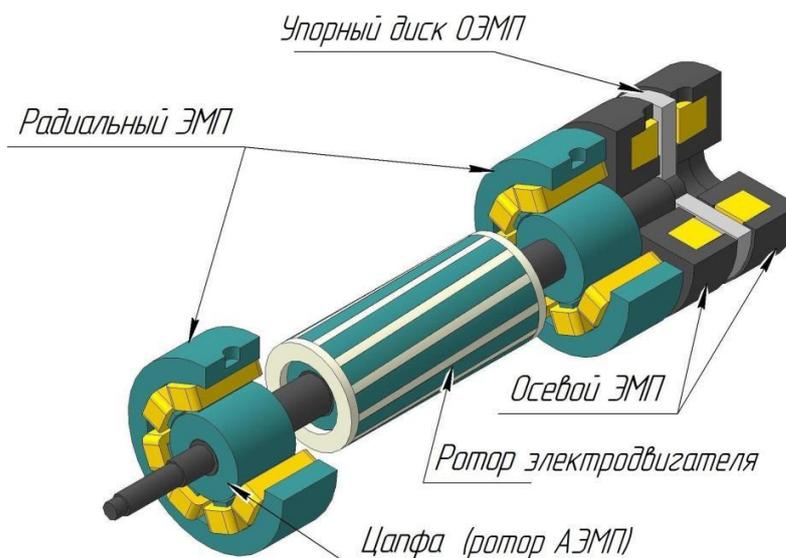


Рис. 2 - Схематичное изображение магнитного подвеса ротора

Система управления магнитным подвесом является автоматической и замкнутой. Она состоит из двух основных элементов, которыми являются блок датчиков и блок управления. Датчики, имеющие форму диска, установлены на самом валу машины, чтобы постоянно и в режиме реального времени, выдавать сигналы положения ротора (рисунок 3)

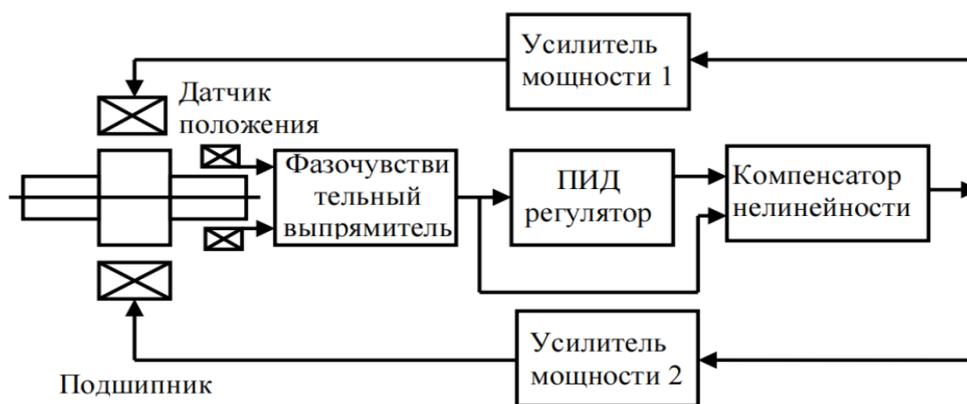


Рис. 3 - Система автоматического управления магнитным подвесом

Блок управления принимает сигналы с датчиков и проводит сравнение с эталонным сигналом. Эталонный сигнал включает в себе откалиброванное, центральное положение вала, в котором он должен находиться. Имея отклонение реального положения от установочного, вырабатывается корректирующий сигнал. Данный сигнал превращается в импульс, управляющий усилителями мощности, нагруженный на обмотки электромагнитов соответствующего направления. При протекании токов в обмотках между статором и ротором электромагнитов возникают силы магнитного взаимодействия, препятствующие отклонению ротора машины и возвращающие его в центральное положение.

Ошибки в работе системы управления электромагнитными подшипниками негативно влияют на всю систему магнитного подвеса, поэтому на его совершенствование делается особый акцент. Проблемы в работе системы управления может приводить к останову оборудования, что в том числе изнашивает страховочные подшипники.

Неустойчивость и рассогласование системы возникает, в основном, по причине сильного действия обратной связи. Из-за инерционных характеристик звеньев замкнутой системы, сигнал обратной связи в режиме колебаний отстает от входного сигнала, что находится с ним в фазе, обычно это является причиной динамической неустойчивости [4]. Поэтому, совершенствование отказоустойчивости системы автоматического управления и моделирование движения ротора, являются одним из основных направлений модернизации системы магнитного подвеса.

Для удержания ротора вала в нерабочем или аварийном положении, в состав системы входят страховочные подшипники качения. Для обеспечения выполнения своих функций, между страховочным подшипником и ротором есть зазор, который в 2 раза меньше, чем зазор между магнитным подшипником и ротором.

Потери на трение в АМП вызваны потерями на вихревые токи и перемагничивание в пакетах ротора. Эти потери меньше в 5–20 раз по сравнению с подшипниками качения и в 100–200 раз по сравнению с гидродинамическими подшипниками. [3]

Резюмируя вышесказанное, перечислим основные достоинства и недостатки использования магнитных подшипников.

Недостатки магнитных подшипников: сложность управления магнитным подвесом и возможная неустойчивость работы системы автоматического управления; необходимость в страховочных подшипниках; необходимость внешнего источника электроэнергии; дороговизна в производстве и ремонте; нагрев обмоток статора, что увеличивает потери и может требовать систему охлаждения.

Достоинства магнитных подшипников: отсутствие механического износа и взаимодействия, что повышает ресурс устройства и позволяет применять их в точных измерительных приборах; возможность работы в широком диапазоне частот вращения валов; возможность работы в экстремальных условиях и средах; нет необходимости использовать смазывающие вещества, что исключает загрязнение перекачиваемого продукта; возможность создать герметичную машину; высокая энергоэффективность, грузоподъемность и

экологичность; возможность демпфировать колебания резонансных частот, возникающие в турбоагрегатах в переходных режимах.

Подводя итог, применение магнитных подшипников позволяет отказаться от контактных опор, что позволяет повысить ресурс и эффективность устройств. Но магнитные подшипники имеют ряд недостатков и на сегодняшний день внедряются новые конструктивные решения, как комбинированные магнитные подвесы, которые включают как активные, так и пассивные магниты таким образом, чтобы обеспечивать необходимую жесткость и управляемость подвеса.

Применение центробежных нагнетателей с использованием в качестве опор магнитных подшипников в перспективе позволяет достигнуть еще большего экономического эффекта в результате использования следующих основных положительных качеств: повышения КПД агрегата и уменьшения расходов на электроэнергию; исключения системы маслообеспечения; повышение ресурса ГПА, уменьшение затрат на ТОиР; повышение готовности агрегата к пуску, сокращение времени пуска; повышение точности САУ дистанционного управления ГПА, сокращение затрат на персонал с переходом к малолюдным технологиям. [2]

Библиографический список:

1. Крапивский, Е. И. Физико–технические методы и средства диагностики оборудования при транспорте нефти и газа / Е. И. Крапивский, М. Ю. Земенкова, Д. А. Борейко : Учебное пособие / Тюмень : ТИУ, 2020. – 229 с.
2. Крюков О.В. Перспективы электромагнитного подвеса роторов газоперекачивающих агрегатов / О.В. Крюков // Вопросы электромеханики. Труды ВНИИЭМ. М.: Научно производственная корпорация «Космические системы мониторинга, информационно-управляющие и электромеханические комплексы» имени А.Г. Иосифьяна, т.154, 2016. – с.12-
3. Щеклеина И. Л., Угольников А. В., Стожков Д. С. Об активных магнитных подшипниках // Известия УГГУ. 2016. Вып. 4(44). 79 С. 76–79.
4. Щербань П. С., Хованский А. В. Современные проблемы модернизации системы автоматического управления бесконтактными электромагнитными подшипниками // Современные материалы, техника и технологии. 2020. Вып. 1(28). С. 66-76.

УДК 620.92

Предварительная оценка эффективности работы солнечных гидравлических установок на нефтяных и газовых месторождениях

Королева Д. А., Шайдаков В. В.

Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа, Россия

В период с 2018 по 2021 год рынок солнечной энергетики увеличился в двое и к концу 2022 года превысил отметку 1 ТВт выработанной энергии. Уменьшение затрат на производство солнечных модулей привело к тому, что солнечная энергетика сравнялась с электростанциями, работающими на ископаемом топливе. Во многих крупных странах, растущий импульс к сокращению выбросов углерода побуждает правительство и предприятия инвестировать в солнечные мощности. Несмотря на то, что данному виду возобновляемой энергетики понадобилось десятилетие для того, чтобы достичь мощности 1 ТВт, европейское сообщество по солнечной энергетике прогнозирует, что к 2025 году мощность солнечных электростанций вырастет до 2,3 ТВт. Что говорит о дальнейшей перспективе развития данной отрасли [1].

В России, согласно данным Министерства энергетики, доля солнечных электростанций составила 1, 962 ГВт, или 0,78% от суммарной мощности электростанций 246,55 ГВт. Основная доля выработки энергии производится на юге страны, лидерами среди них является: Оренбургская и Астраханская области, а также республики Калмыкия, Бурятия и Башкирия. Таким образом, в отдалённой перспективе это направление может конкурировать с нефтегазовой отраслью [2].

Большинство крупных нефтяных компаний активно применяют солнечную энергетику на своих объектах и вкладываются в ее развитие. Например, такие компании как «Chevron Lost Hills», «Eni», «Газпром нефть», «Лукойл», «Транснефть» и другие.

В большинстве случаев энергетические установки, работающие на солнечной энергии применимы в двух направлениях:

- 1) в качестве энергоносителя на нефтеперерабатывающих заводах или кустах для питания электричеством: погружных насосов и прочего оборудования, площадок электрифицированных узлов запорной арматуры на трубопроводах, станций электрохимической защиты от коррозии и т.д;
- 2) в качестве установки для нагрева воды и получения пара, необходимого для закачки в пласт при добычи высоковязкой нефти.

Существует множество разновидностей солнечных установок, используемых на нефтяных и газовых месторождениях. В основном, это неподвижные солнечные модули, с низким КПД. За счет чего требуется установка большого количества панелей, что не всегда выгодно и эффективно.

Существуют установки способные обеспечить высокий КПД солнечных батарей благодаря возможности настройки платформы, на которой они установлены, по двум координатам. Это позволит максимизировать выработку энергии от солнечного излучения. В состав устройства входят: насосная станция, исполнительные гидродвигатели для настройки платформы, аварийная система и устройства навигации. Преимущество таких установок в том, что они мобильны, на платформу можно установить до 20 панелей, площадью 1,5 м². Мощность одной такой станции составит около 6,6 кВт. И может выдержать ветровую нагрузку, с учетом габаритов трекера и парусности платформы, до 6227 кг/м². Увеличить выработку электростанции можно за счет подключения к ней дополнительных поворотных устройств – трекеров, как показано на рисунке 1, но не больше пяти. Так как насосная станция рассчитана на определенное количество дополнительных контуров на расстоянии не более 100 м.



Рис. 1 – Взаимное расположение трекеров

Для того, чтобы удостовериться, что система будет эффективно работать в различных климатических условиях без потерь энергии и обеспечивать требуемые показатели по скорости и перемещению был проведен расчет гидравлических потерь при температуре от минус 25 °С до плюс 60 °С.

Путевые потери давления жидкости определяются по формуле Дарси- Вейсбаха [3]:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \rho \cdot \frac{v^2}{2}, \quad (1)$$

где λ – коэффициент гидравлических потерь.

При ламинарном течении:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (2)$$

где Re – число Рейнольдса, которое рассчитывается как:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu}, \quad (3)$$

при турбулентном течении (формула Альтшуля):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (4)$$

l – суммарная длина трубопровода, м; d – диаметр трубопровода, м; V – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с.

Расчет потерь проводился в напорных и сливных линиях гидросистемы при номинальном (рисунок 2) и пусковом (рисунок 3) режиме работы в программном пакете «Maple».

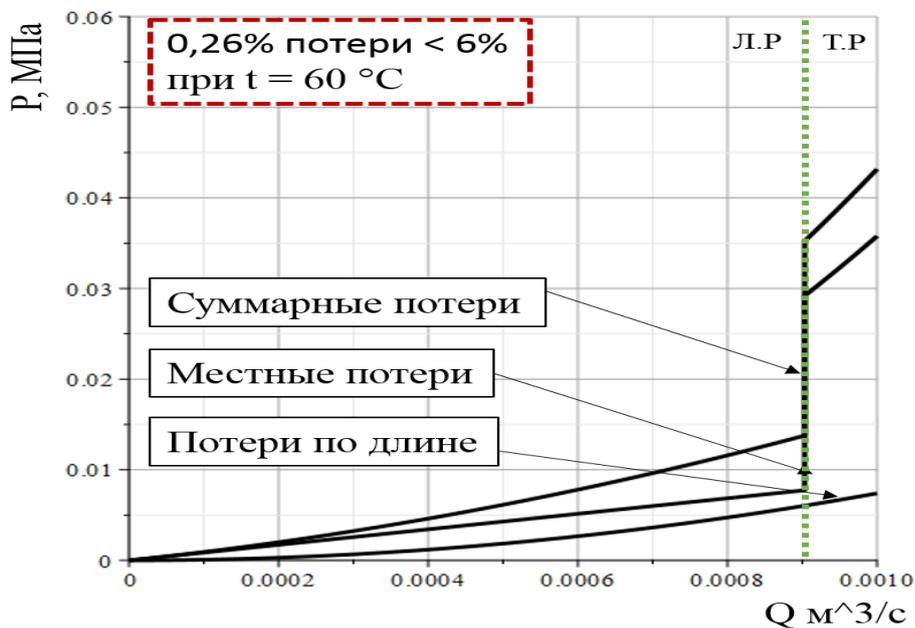


Рис. 2 – Гидравлические потери при номинальном режиме

Суммарные потери в трубопроводе для пяти одновременно работающих трекеров при температуре плюс 60 °С составляет 0,26 %.

Суммарные потери в трубопроводе при температуре минус 25 °С составляют 8,75 % что больше 6 %, но учитывая длину трубопровода это приемлемые значения для суммарных потерь.

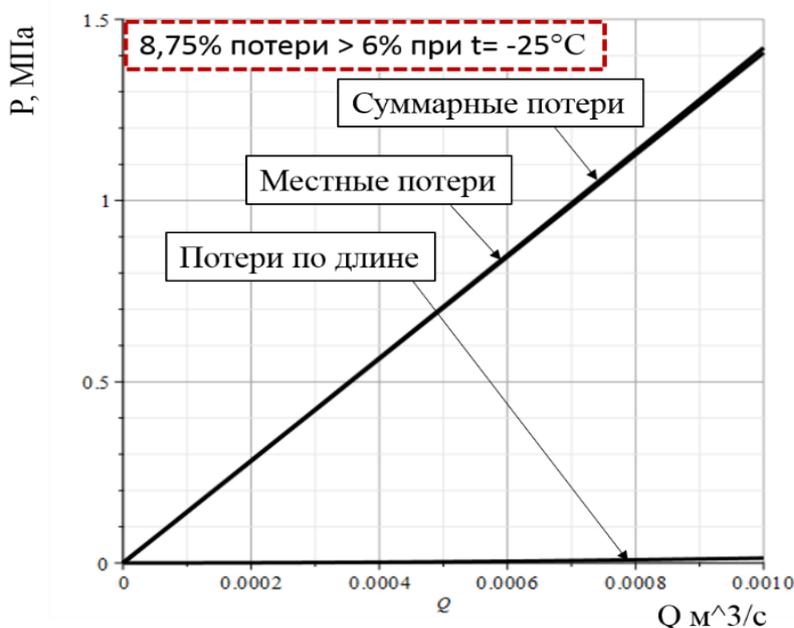


Рис. 3 – Гидравлические потери при пусковом режиме

Для определения показателей скорости при внешних климатических воздействиях была построена внешняя характеристика, представленная на рисунке 4. По которой видно, что система обеспечивает требуемые скоростные показатели и выдерживает нагрузку в 10 тонн, что позволит устройству выдержать как скорость ветра в 6227 кг/м², так и другие внешние воздействия в виде снежных осадков, шторма и т.п.

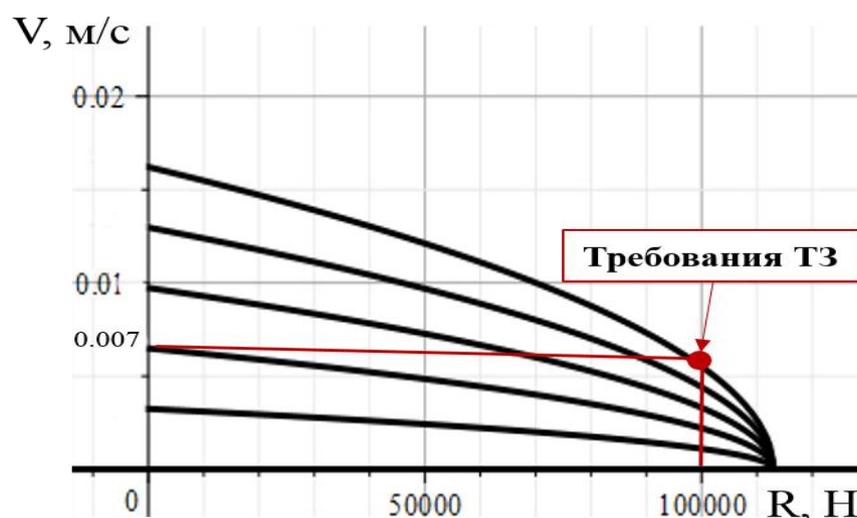


Рис. 4 – Внешняя нагрузочная характеристика гидропривода с дроссельным регулированием

Для применения такой установки при более низких температурах рекомендуется в трубопровод установить греющий кабель для обогрева трубопровода и заменить рабочую жидкость на зимнее масло.

Таким образом, использование солнечных установок для обеспечения электричеством НПЗ или отдельных участков может быть применимо как в летний период при высоких температурах, так и в зимнее время. Но для этого необходимо провести предварительные расчеты, позволяющие оценить качество выбранного масла и используемого оборудования.

Библиографический список:

1. Сайт. Solar Power Technologies that rocked it in 2022. URL: <https://ratedpower.com/blog/solar-power-technology/>.
2. Сайт. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/8/1050/.
3. Петров П.В., Целищев В.А. Основы автоматизированного проектирования гидромеханических устройств // УГАТУ. УН-Т. – Уфа: РИК УГАТУ, 2019 – 241 С.

УДК 622.276

Обоснование и подбор оборудования мобильного комплекса для изготовления полимерного армированного трубопровода

Шайдаков В. В., Копейкин И. С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, Россия

Мобильный технологический комплекс производства и укладки непрерывного полимерного промышленного трубопровода по патенту №120178 РФ включает в себя две мобильные платформы с экструзионным оборудованием: мобильная платформа первой экструзионной ступени, мобильная платформа второй экструзионной ступени. Основные проблемы, которые должны быть решены при монтаже оборудования на мобильных платформах – это минимальные габаритные размеры платформ, на которых будет монтироваться необходимое экструзионное оборудование первой и второй ступени.

Согласно правилам перевозок грузов автомобильным транспортом существуют следующие предельно допустимые габариты транспортных средств: высота 4 метра; длина автопоезда 20 метров; ширина 2,55 метра. Мобильная платформа первой экструзионной ступени содержит оборудование для формирования внутреннего слоя полимерной трубы и армирования его стальной проволокой. В состав оборудования первой экструзионной ступени

входит экструдер, экструзионная головка, вакуумно - калибровочная камера, ванна водяного охлаждения и армирующее устройство. Для формирования внутренней поверхности трубы с проходным диаметром 150 мм, был выбран экструдер ЭПС 120x22. Такой экструдер имеет четыре зоны нагрева полимерного сырья, диаметр шнека 120 мм, и отношение дины шнека к диаметру $L/D = 22$. Частота вращения шнека экструдера 1-140 мин⁻¹.

Экструдер ЭПС 120x20 удовлетворяет допустимым размерам мобильной платформы и закрепляется на раме. Располагается в самом начале технологической цепочки изготовления полимерной армированной трубы. В экструдер загружается полимерное сырье (гранулы), после чего нагревая их, гранулы расплавляются и продавливаются с помощью винтообразного шнека через формирующую головку.

Ось шнека и рамы должна совпадать, так как рама будет симметричная по ширине, это обеспечит более равномерное распределение нагрузок по всей конструкции.

Для того что бы гранулы полимера поступали в экструдер сухими, в экструзионных линиях используют бункер-сушилки. В нашем случае мы будем использовать стеллаж, который был спроектирован специально для мобильной платформы первой экструзионной ступени. Стеллажи для полимерного сырья являются необходимым и важным элементом технологического процесса происходящего на платформе первой экструзивной ступени. Стеллажи предназначены для хранения полимерного грануляра, а также его сушки по аналогии с бункер-сушилками применяемые изготовителями полимерной продукции. Стеллажи имеют три отдельных камеры для хранения полимера. Такое конструкторское решение вызвано необходимостью исключить возможность смешивания готового к использованию полимерного грануляра с сырым вновь загружаемым сырьем. Таким образом, если заканчиваются запасы сырья в первой камере, то при помощи распределителя вакуумного загрузчика, отключается первая камера и подключается вторая с готовым к использованию сырьем. Запасы первой камеры пополняются. Отсюда следует, что камеры используются по замкнутой системе.

Каждая камера имеет наклонную плоскость для более полного использования полимерного сырья и трапецидальное углубление называемое область загрузки полимера, сваренное из стальных листов, для более удобного и технологичного использования гранул с помощью вакуумного-загрузчика. Необходимо отметить что наклонная плоскость должна иметь минимальный угол естественного откоса α . Угол естественного откоса — это наибольший угол, который может быть образован откосом свободно насыпанного сырья в состоянии равновесия с горизонтальной плоскостью. Угол зависит от гранулометрического состава и формы частиц сырья. С уменьшением размера зерен угол естественного откоса становится положе. Есть стандартные углы откоса для разного гранулометрического состава сырья. В нашем случае угол естественного откоса $\alpha = 30^\circ$.

Область загрузки имеет на конце патрубков с отсекателем полимера, к которому подсоединяется шланг вакуумного-загрузчика. Заметим что все камеры стеллажей находятся над вакуумной камерой охлаждения, а область загрузки со шлангом вакуумного-загрузчика с боку от камеры охлаждения. Такое расположение позволяет более выгодно использовать пространство на платформе. Далее, после экструдера в технологической цепи первой экструзионной ступени располагается вакуум - калибровочная камера. Такая камера необходима для калибровки поверхностей трубы с помощью вакуума и предотвращения схлопывания внутренней полости трубы.

Для первой экструзионной ступени расположенной на первой мобильной платформе была выбрана вакуум-калибровочная камера имеющая максимальную длину 4500 мм, высоту 1195 мм и ширину 620 мм. Вакуум-калибровочная камера имеет довольно внушительные размеры по длине и подбор данной камеры обуславливался с учетом совокупной длины всего оборудования экструзионной линии, что бы окончательная длина удовлетворяла допускаемым требованиям длины в 20 м. Центральная ось вакуум-калибровочной камеры должна совпадать с центральной ось шнека экструдера, а соответственно с осью рамы и изготавливаемой трубы.

После вакуум-калибровочной камеры монтируется ванна водяного охлаждения, необходимая для охлаждения трубы. Для первой экструзионной ступени была выбрана ванна водяного охлаждения длиной 4500 мм.

Ванна водяного охлаждения была подобрана под определенный размер, также как и вакуум-калибровочная камера, учитывая совокупную длину всей линии. Следующим, после ванны водяного охлаждения монтируется армирующее устройство. Данное устройство наматывает на первый слой трубы стальную проволоку, таким образом, усиливая каркас трубы, но не лишая её гибких свойств. В первой экструзионной ступени было подобрано армирующее устройство. На катушках армирующего устройства находится проволока, которой непосредственно и происходит армирование.

Для защиты от воздействия окружающей среды и поддержание микроклимата внутри платформы в холодное время используются тепловые пушки. Тепловая пушка необходима чтоб обеспечить нужную температуры в холодную погоду внутри платформы во время производства трубы.

Микроклимат во время технологического процесса будет поддерживать с помощью вентилятора, который закрепляется на крыше платформы. Загрузку полимера со стеллажей в бункер-сушилку обеспечивается вакуумным загрузчиком с ИК управлением ML-AL700GS. Такое оборудование обеспечит управляемую загрузку полимерного сырья (гранул) в бункер-сушилку и соответственно в экструдер. Кроме того возможно прямое подключение вакуумного загрузчика к экструдеру и непрерывная подача полимера.

Рама оборудована откидными бортами для обеспечения рабочего пространства на платформе. Оборудование закрыто от внешнего пространства тентом, и в момент транспортировки и во время производства трубы. Соединение двух платформ будет выполнено при помощи резиновой гофры для защиты технологического процесса от влияния окружающей среды.

В конце первой ступени экструзии, после создания армированного слоя, производится визуальный контроль трубы с помощью камер видео наблюдения и устройств диагностики правильности нанесения армировки. Рама размещается как, на отдельном шасси, так и в стационарных условиях цеха.

Мобильная платформа второй экструзионной ступени содержит оборудование для формирования внешнего слоя полимерной трубы, охлаждения, протяжки трубопровода и последующей отрезки.

В состав оборудования второй экструзионной ступени входят: экструдер, проходная экструзионная головка, две водяные камеры охлаждения, тянущее устройство, отрезное устройство. При размещении оборудования второй платформы возникла проблема размещения экструдера. При изготовлении полимерных труб в цеховых условиях экструдер размещен перпендикулярно экструзионной линии. Данная проблема была решена установкой дополнительных опор, и размещением экструдера параллельно трубе. Потребовалось разработать угловой переходник для подачи полимерного расплава в соэкструзионную головку.

Экструдер расположен несимметрично трубе, что создает опрокидывающий момент, который компенсируется регулировкой давления в подушках пневмоподвески.

При транспортировке полимерное сырье набирает в себя влагу. Для решения данной проблемы, осушки полимерных гранул, применяют бункер сушилку. Бункер сушилка осушает сырье горячим воздухом. Далее, после экструдера и проходной головки в технологической цепи второй экструзионной ступени располагается водяная камера охлаждения. Такая камера необходима для охлаждения поверхностей трубы с помощью воды. Для второй экструзионной ступени расположенной на второй мобильной платформе была выбрана ванна водяного охлаждения длиной 4500 мм, высотой 1450 мм и шириной 860 мм. После водяной камеры охлаждения камеры в экструзионной линии предусмотрено тянущее устройство. Данное оборудование позволяет производить протяжку труб с диаметрами от 90 до 400 мм и со скоростью 0,1-4 м/мин. Для отрезки труб будет использоваться отрезное устройство.

Помимо оборудования входящего в технологическую цепь второй экструзионной ступени, на раме располагаются стеллажи для складирования полимерного сырья. Стеллажи размещаются над камерой водяного охлаждения.

Для создания микро климата на мобильной платформе второй экструзионной ступени используются аналогичные устройства, что и в первой мобильной платформе.

Данный комплекс позволяет производить трубопроводы в промышленных и стационарных цеховых условиях. В первом случае осуществляется постепенная протяжка трубы вдоль трассы с использованием роликов, а во втором случае предполагается намотка труб на барабаны и дальнейшая транспортировка на промысел.

Использование промышленных трубопроводов изготавливаемых при помощи мобильного комплекса для непрерывного изготовления полимерного промышленного трубопровода способствует увеличению надежности трубопроводов, снижению затрат на строительство и эксплуатацию, за счет увеличения долговечности и безотказности труб из полимерных материалов.

УДК 622.276.7

О необходимости создания нового оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин

Шайдаков В. В., Костиловский В. А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, Россия

Разработка и эксплуатация многопластовых залежей нефти неизбежно связана с выделением самостоятельных объектов и бурением самостоятельных сеток скважин на месторождении. В большинстве случаев это обусловлено значительным разнообразием в пределах одного месторождения коллекторских, фильтрационных параметров пластов и физических свойств жидкостей, а также начальных и текущих значений пластовых и забойных давлений. Выделение неоднородных по указанным свойствам пластов в единый эксплуатационный объект, как показал опыт разработки крупнейших, уникальным по запасам месторождений (Ромашкинское, Арланское, Самотлорское и др.) приводит к:

- неполному охвату пластов вытеснением;
- снижению проницаемости малопродуктивных пластов из-за уменьшения пластового давления в нем, приводящего к смыканию трещин и уменьшению объема пор;
- взаимовлиянию пластов в призабойной зоне при небольших толщинах раздела между пластами эксплуатационного объекта;
- неравномерности выработки пластов, снижению коэффициента извлечения и темпов выработки запасов, а также возрастанию объемов добычи воды.

При существенном различии энергетических параметров пластов и близких расстояниях между ними возникают условия снижения или полного блокирования поступления жидкости из пласта с меньшим пластовым давлением. Следует отметить, что разработка многопластового месторождения разбуриванием только одной сетки уменьшает объемы эксплуатационного бурения, продолжительность разработки месторождения, вложение финансовых средств на его обустройство и др.

В таких условиях разработки определенный фонд скважин переводится на механизированную эксплуатацию техническими средствами, позволяющими независимо отбирать жидкости из обоих пластов с раздельным измерением дебитов нефти, воды и забойных давлений. Продукции пластов при этом откачиваются на поверхность по однолифтовой или двухлифтовой системе труб.

Основные месторождений, вступающие в эксплуатацию, относятся к категории малых и их эффективная разработка возможна только на основе тщательно проведенного анализа. Для увеличения степени выработки запасов нефти крупных месторождений, возможности вовлечения в разработку малопродуктивных и слабовыраженных прослоев, вскрытых пробуренной скважиной, но не вовлеченных в разработку на данный момент, а также для повышения рентабельности разработки небольших месторождений возникает необходимость применения инновационных методов и оборудования.

При совместной разработке пластов, без разделения добычи по пластам, происходит резкое ухудшение условий для разработки пластов малой толщины, и выделяются следующие недостатки данного метода:

- отсутствие контроля и возможности регулирования параметров разработки каждого из пластов в отдельности;
- самопроизвольное отключение низкопроницаемых пластов, вследствие уменьшения пьезопроводности призабойной зоны пласта и сложность восстановления продуктивности данного пласта;
- отсутствие завершенной самостоятельной системы разработки каждого из пластов;
- сложность формирования системы доработки второстепенных пластов.

Перечисленные факторы актуализировали интерес к технологии одновременно-раздельной эксплуатации двух или трех объектов одной скважины.

Условия применения компоновок для одновременно-раздельной добычи (ОРД) следующие:

- значительные различия фильтрационно-емкостных свойств пластов, физико-химических свойств нефти, пластовых давлений;
- необходимость вовлечения в разработку малопродуктивных (слабовыраженных) пластов, эксплуатация которых отдельной скважиной нерентабельна.

Необходимо отметить, что на сегодняшний день разработано достаточно большое количество разнообразных технологических схем ОРД как для систем УСШН – УСШН, так и систем УЭЦН – УЭЦН. Однако, основные виды технических средств ОРД имеют сложные и недостаточно надежные конструктивные решения, требующие к тому же увеличенного диаметра эксплуатационной колонны. При этом наиболее острой проблемой технологий ОРД является раздельный учет добываемой продукции пластов, особенно при эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов.

В этой связи, для повышения эффективности ОРД нефти из многопластовых залежей требуются принципиально новые технологические и технические решения с разработкой соответствующих методов подбора и проектирования насосного оборудования.

Значительный вклад в науку и практику применения технологий ОРЭ скважин внесли У.М.Абуталипов, В.А.Афанасьев, Г.Ю.Басос, М.Д.Валеев, В.М.Валовский, К.В.Валовский, В.Я.Ведерников, О.М.Гарипов, А.В.Глуходед, В.И.Грайфер, Ю.В.Зайцев, С.Н.Закиров, Р.Н.Дияшев, В.Н.Ивановский, В.В.Лаптев, В.А.Леонов, Р.А.Максутов, И.Т.Мищенко, Р.Х.Муслимов, Э.Я.Муслимов, Р.Я.Нугаев, Н.А.Парийчук, А.В.Сорокин, Ш.Ф.Тахаутдинов, К.Р.Уразаков, В.Г.Фадеев, Р.С.Хисамов, Н.И.Хисамутдинов, К.М.Гарифов, Р.Г. Заббаров, Ш.Г.Шаисламов, Ю.В.Шляпников.

Наличие в разрезах продуктивных пластов с различными коллекторскими свойствами, приводит прежде всего к выработке энергоемких высокопроницаемых пластов. Пласты с худшими коллекторскими свойствами могут практически не дренироваться и оставаться не вовлеченными в разработку из-за высоких репрессий на них со стороны пластов с высоким давлением. Применение ОРЭ рекомендуется в следующих случаях:

1. Скважины с объектами разработки, совместная эксплуатация которых запрещена.
2. Скважины с ограничениями по депрессии одного из объектов (обводнение при больших перепадах давлений, высокая величина давления насыщения, а также другие причины).
3. Скважины с большой разностью по глубине залегания между объектами.
4. Скважины с существенными отличиями коллекторских свойств пластов и характеристик нефтей.

Применение технологий одновременно-раздельной эксплуатации позволяет:

- повысить нефтеотдачу и дебит скважины за счет дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев;
- увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;
- сократить капитальные вложения в бурение скважин;

- интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
- увеличить срок рентабельной разработки месторождения;
- снизить эксплуатационные затраты.

Для многопластовых месторождений с целью сокращения капитальных вложений в бурение скважин (отдельной сетки на каждый эксплуатационный объект), а также расходов и срока освоения месторождения проводят укрупнение эксплуатационных объектов путем дострела новых пластов в существующих скважинах. При этом, как правило, не удается достигнуть потенциальных возможностей каждого эксплуатационного объекта и суммарные дебиты меньше возможных на 20-40%.

При разработке неоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов происходит опережающее обводнение высокопроницаемых и водонасыщенных нефтяных пластов (прослоев) и участков эксплуатационного объекта и частичное или полное «отключение» из процесса выработки средне- и низкопроницаемых прослоев. Вероятность отключения прослоев тем выше, чем ниже гидродинамическая связь между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пластами на площади залежи, выше разница в проницаемости слагающих разрез пластов, меньше песчаность разреза, а также эффективная толщина низкопроницаемых тонкослоистых прослоев. На залежах с такими продуктивными горизонтами следует применять технологию ОРЭ для выравнивания профиля притока в добывающих скважинах (интенсификации процесса выработки запасов нефти из низкопроницаемых пластов). Другой причиной отсутствия дренирования пластового флюида одного из продуктивных горизонтов может явиться большая разница в пластовых давлениях вскрываемых пластов.

Основной задачей ОРЭ является создание дифференцированного воздействия на каждый эксплуатационный объект, обеспечивающего работу пластов в оптимальных режимах. Поддержание пластовых давлений на многопластовых залежах нефти также требует создание систем одновременно-раздельной закачки воды. Ранее показано, что приемистость пластов нижнего карбона и верхнего девона Республики Башкортостан при их объединении в единый объект разработки снижается на 20...25%, а при объединении трех пластов – на 45...66%. Установлено, что для нагнетательных скважин, также как и для добывающих, требуется разработка систем одновременно-раздельной закачки воды с автономными замерами расходов.

Применение технологий ОРЭ связано с необходимостью контроля и регулирования процессом разработки многопластовой залежи нефти. Совмещение выработки двух или трех пластов производится, главным образом, исходя из технико-экономических соображений. В свою очередь, повышение технико-экономических показателей нефтедобычи с помощью ОРЭ может быть обеспечено за счет сокращения объемов и сроков бурения эксплуатационных скважин, снижения общей стоимости скважинного оборудования и затрат на обустройство месторождения. При подключении слабодренируемых пластов растут темпы ввода месторождений в промышленную разработку.

Основной причиной малой эффективности совместной эксплуатации многопластовых залежей нефти является различные коллекторские свойства пластов и физико-химические свойства насыщающих флюидов. Подключение недренируемых пластов увеличивает рентабельность добывающих скважин и их продуктивность благодаря отдельной оптимизации работы объектов.

Целесообразность применения ОРЭ вызвана также рядом геолого-промысловых факторов. Известно, что технологии могут быть использованы при невозможности совместной эксплуатации различных горизонтов, к примеру, таких как башкирский-верейский или бобриковский-турнейский. Скважины, имеющие большую разность пластовых давлений или имеющие ограничения по депрессии одного из объектов также целесообразно переводить на ОРЭ. К этой же категории можно отнести скважины с большой разницей глубины залегания объектов разработки и коллекторских свойств.

К основным преимуществам технологий ОРЭ по следует отнести:

- возможность формирования сетки скважин, обеспечивающей полноту выработки запасов всех пластов многопластовой залежи, включая малорентабельные;
- увеличение рентабельности заводнения пластов внедрением ОРЗ и роста охвата пластов закачкой в них воды;
- вовлечение в промышленную разработку возвратных объектов нефтедобычи;
- разукрупнение объектов разработки;
- снижение капитальных затрат на разбуривание многопластовых залежей;
- рост темпов выработки запасов нефти.

УДК 62-553.2(62-219.529)

Способ корректировки положения ротора в магнитных опорах

Гончаров И. О., Матюшкин И. И., Галеев А. В., Бердин И. В., Рубин М. Н.

Печорское ЛПУ МГ, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Печора, Россия

Ротор центробежных нагнетателей, как правило, ограничен в пространстве тремя опорами: две из которых «радиальные», они воспринимают и компенсируют все нагрузки, возникающие поперек оси ротора и еще одна - «осевая». «Осевая» воспринимает и компенсирует нагрузки, возникающие вдоль оси ротора нагнетателя.

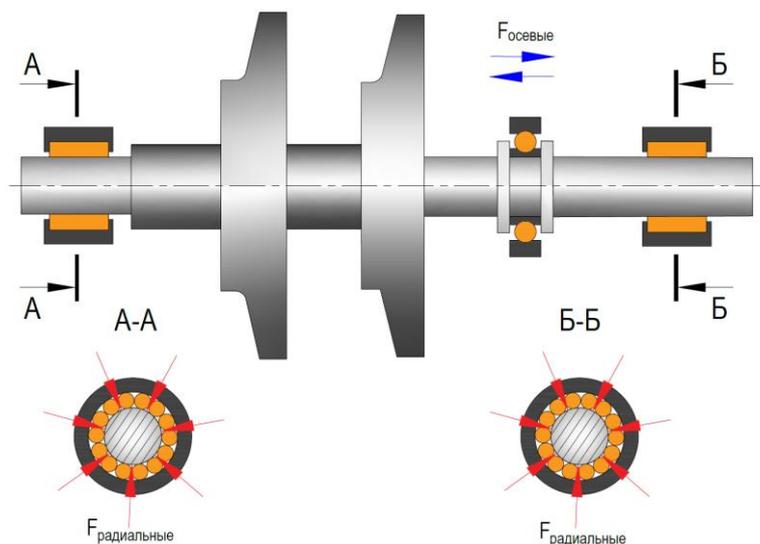


Рис. 1 - Силы, действующие на ротор нагнетателя

Конструктивно все опоры или, иначе говоря, подшипники, которые используются в конструкциях нагнетателей природного газа ПАО Газпром можно разделить на три типа:

- это подшипники скольжения;
- подшипники качения;
- магнитные опоры.

Подшипники скольжения — это масляные подшипники, которые используются для машин с тяжелыми роторами и большим маслобаком в составе ГПА.

Подшипники качения — это роликовые и шариковые подшипники. Радиальные опоры роликовые, осевая - шариковая. Этот тип подшипников воспринимает меньшие нагрузки по сравнению с подшипниками скольжения, но требует меньше смазки, легко монтируется и в случае поломки заменяется на новый.

Третий, самый технологичный тип подшипников — это магнитные опоры. Для этого типа подшипников вообще не нужна смазка, так как ротор подвешен в магнитном поле, благодаря чему механическое трение отсутствует.

Рассмотрим радиальную магнитную опору нагнетателя (рисунок 2). Вал находится в центре опоры во взвешенном состоянии за счет электромагнитных сил, создаваемых обмотками

электромагнита. Ротор нагнетателя работает в условиях переменных нагрузок, которые постоянно смещают его относительно центра опоры. Система управления магнитным подвесом следит за положением ротора и при необходимости меняя величину тока в отдельных обмотках электромагнита возвращает ротор в центр опоры.

Элемент, который посылает системе управления магнитным подвесом сигналы о положении ротора называется блоком датчиков.

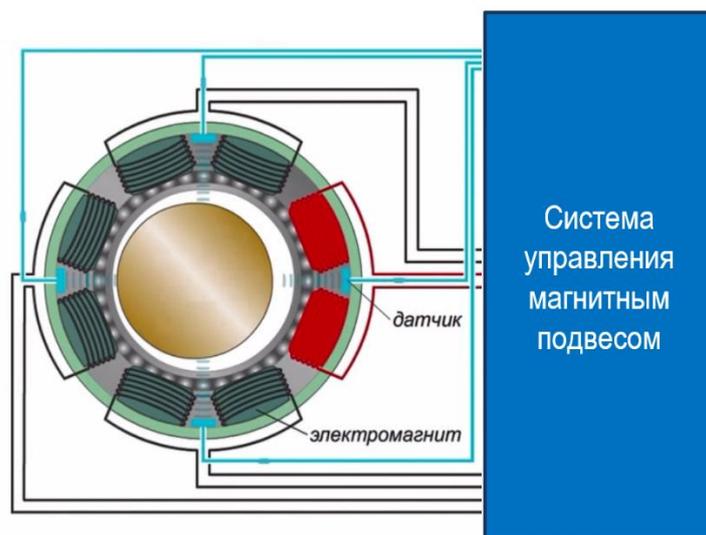


Рис. 2 -Система управления магнитным подвесом

Теперь поговорим о том, с какими проблемами можно столкнуться при неправильной установке блока датчиков.

Слева на рисунке 3 изображена идеальная сборка нагнетателя. Ось блока датчиков и ось магнитной опоры совпали. И так как ротор всегда взвешивается в центре блока датчиков, то при включении магнитного подвеса вал, при такой сборке, взвесится ровно в центре опоры. Зазоры между ротором и страховочным подшипником будут везде одинаковые и будут соответствовать паспортным значениям. Если магнитный подвес отключить, то показания положения ротора с блоков датчиков будут в установленном заводом-изготовителе диапазоне $250 (\pm 50)$ микрон.

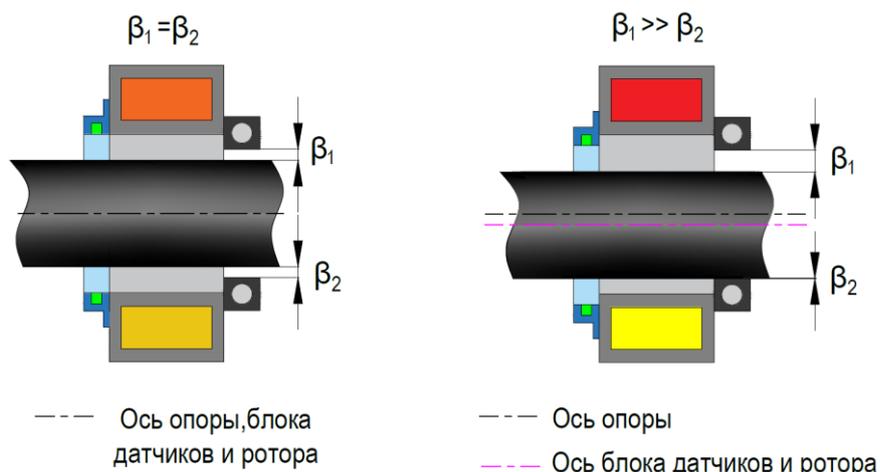


Рис. 3 -Примеры верной (слева) и неверной (справа) установки радиальных блоков датчиков

Справа же (рисунок 3) изображен случай, когда при сборке нагнетателя блок датчиков был смещен вниз относительно самой опоры. Поэтому при включении магнитного подвеса зазор между ротором и страховочным подшипником β_1 и β_2 сильно отличаются друг от друга. В данном случае зазора снизу нет вообще и при конкретно этой ситуации опору необходимо снимать с нагнетателя, блок датчиков поправлять и опору устанавливать

обратно. Ситуация усугубляется тем, что речь идет о зазорах в микрометрах, поэтому нередки случаи, когда опора снимается и устанавливается по несколько раз, перед тем как блок датчиков будет выставлен правильно.

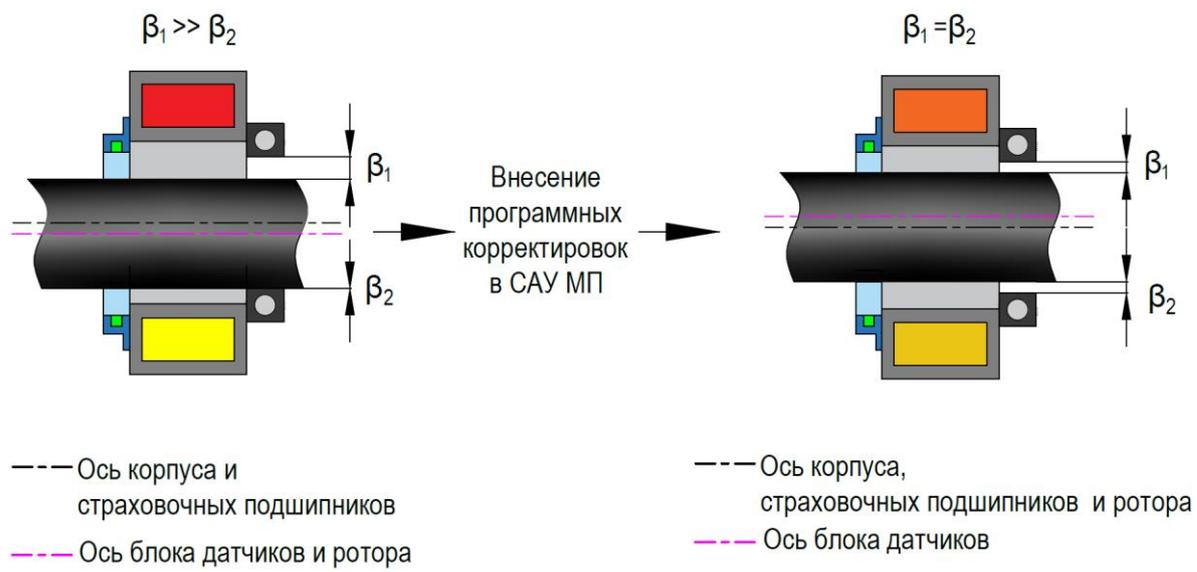


Рис. 4 – Программная корректировка положения ротора

Иногда, при незначительных значениях несоосности блока датчиков и страховочного подшипника исправить положение ротора относительно опоры можно программно, смещая ротор с помощью системы управления магнитным подвесом (рисунок 4). Система управления позволит выровнять ротор ровно относительно корпуса опоры и страховочного подшипника. Но в этом случае приходится «жертвовать» допустимым смещением ротора относительно центра.

Другими словами, при программном смещении ротора на 50 мкм, существующая аварийная уставка по смещению со 160 мкм снижается до 110 мкм. Поэтому если блок датчиков смещен более чем на 50 микрон в какую-либо из сторон этим методом пользоваться не имеет смысла, из-за значительного уменьшения аварийного диапазона смещения ротора в опоре. Поэтому опору необходимо демонтировать, а положение блока датчиков регулировать снова.

Исходя из этого конечной задачей сборки нагнетателя, из-за малых величин зазоров, является задача физической установки блока датчиков соосно всей опоре и, в частности, соосно страховочному подшипнику.

Теперь стоит поговорить о методах физической регулировки блока датчиков. Начнем с метода, который предусмотрен заводом ПАО НПО «Искра» (рисунок 5).

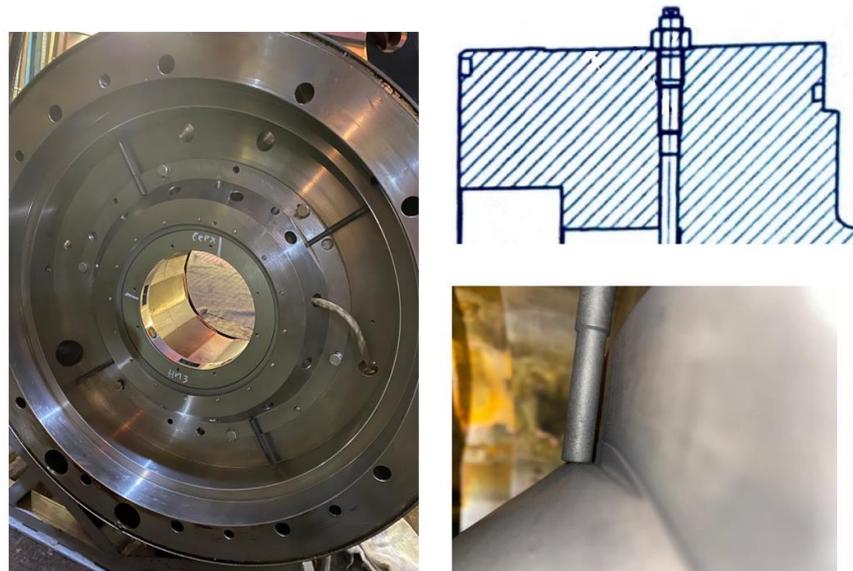


Рис. 5 – Методика регулировки ПАО НПО «Искра»

На задней опоре с четырех сторон установлены шпильки. Одним торцом они упираются в обойму блока датчиков позволяя смещать его при заворачивании шпилек в корпус опоры. Шпильки выведены наружу, поэтому регулировку можно проводить после сборки нагнетателя.

Однако в большинстве случаев шпильки соскальзывают с обоймы и дальнейшее их закручивание не приводит к перемещению обоймы с блоком датчиков. При этом если шпилька соскользнула, то вернуть ее на место можно только после демонтажа опоры.

Изредка с помощью этих шпилек действительно возможно немного поправить положение блока датчиков без демонтажа опоры, однако диапазон регулировки очень низкий.

К минусам данного метода можно также отнести то, что «Искра» вообще не предусмотрела регулировку со стороны привода.

В пользу того, что метод действительно не совсем рабочий говорит тот факт, что завод изготовитель нагнетателей ПАО НПО «Искра» на машины НЦ25М/120 второй очереди КС-45 Усинская Печорского ЛПУМГ вообще не установил эти шпильки.

Следующий способ, это способ, изложенный в патенте № 2672238 Воркутинского ЛПУМГ (рисунок 6). Суть методики проста, на обойму блока датчиков со стороны привода через каждые 90 градусов устанавливаются четыре уголка с отжимными болтами. За счет того, что болты при закручивании в какой-то момент начинают упираться в корпус опоры, начинает смещаться сам блок датчиков. Несомненный плюс данного способа регулировки простота и дешевизна реализации.

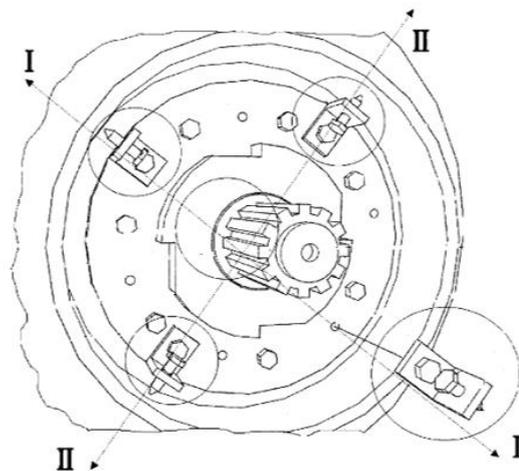
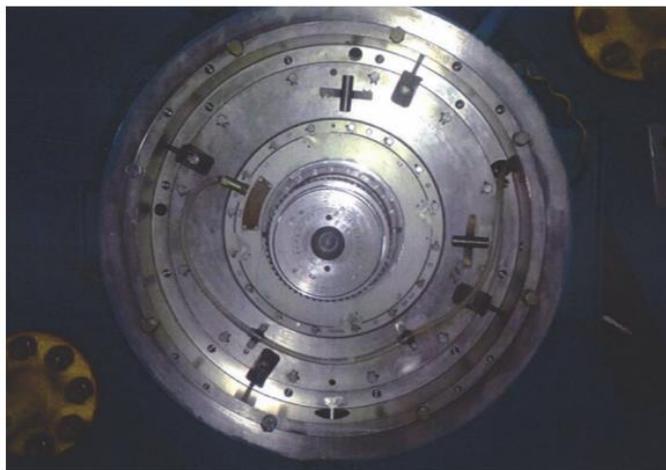


Рис. 6 – Патент № 2672238 Воркутинского ЛПУМГ

Если говорить о минусах, то по этой методике регулировка положения блока датчиков возможна только на частично разобранной опоре и распространяется только на блок датчиков со стороны привода.

Если необходимо внести корректировку положения после полной сборки нагнетателя, сделать это не удастся, так как регулировочные элементы спрятаны внутри опоры.

Самый очевидный способ регулировки положения блока датчиков — это демонтаж и последующий обратный монтаж опор в состав центробежного нагнетателя после регулировки блоков датчиков.

Данное решение принимается в случае, когда перечисленные выше способы не помогли. Регулировка путем разборки нагнетателя не несет в себе никаких плюсов, требует увеличения сроков ремонта, повторных работ с кран-балкой. При этом повторной регулировки может быть недостаточно, и опоры, возможно, придется снимать в третий раз.

Изучив все достоинства и недостатки существующих методов корректировки положения блоков датчиков коллективом Печорского ЛПУМГ, был разработан свой способ регулировки.

Для точного проектирования способа регулирования был изучен комплект заводских чертежей на нагнетатель НЦ25М/120. Далее в программном комплексе SolidWorks в 3D восстановлены передняя и задняя опоры, и на основе реальных опор спроектированы все

приспособления для проведения работ по регулировке. Элементы, с помощью которых происходит регулировка выделены цветом (рисунки 7, 8).

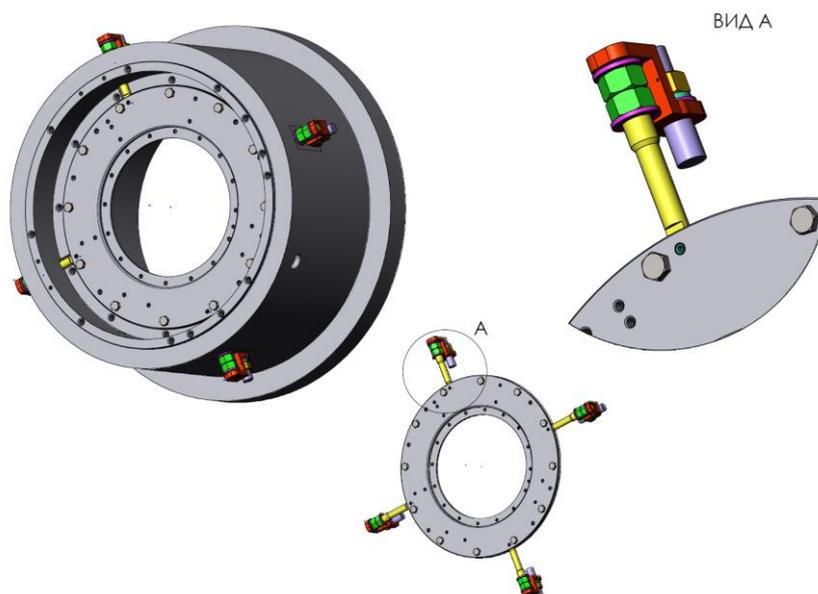


Рис. 7 – Модернизированная передняя опора НЦ25М/120

Регулировка, на примере задней опоры нагнетателя (рисунок 8), происходит следующим образом. В корпусе опоры просверливаются отверстия под новые регулировочные шпильки. С помощью планок (на картинке оранжевые) шпильки крепятся болтами к обойме куда установлен блок датчиков. Снаружи корпуса опор шпильки имеют резьбу, на которую накручены отжимные гайки(зеленые). Гайки упираясь в корпус опоры приводят к осевому перемещению шпилек. За счет жесткой связи с обоймой перемещающаяся шпилька начинает тянуть за собой обойму с установленным в нее блоком датчиков. Шпилек на каждую опору установлено по 4 штуки, что позволяет производить регулировку по четырем направлениям.

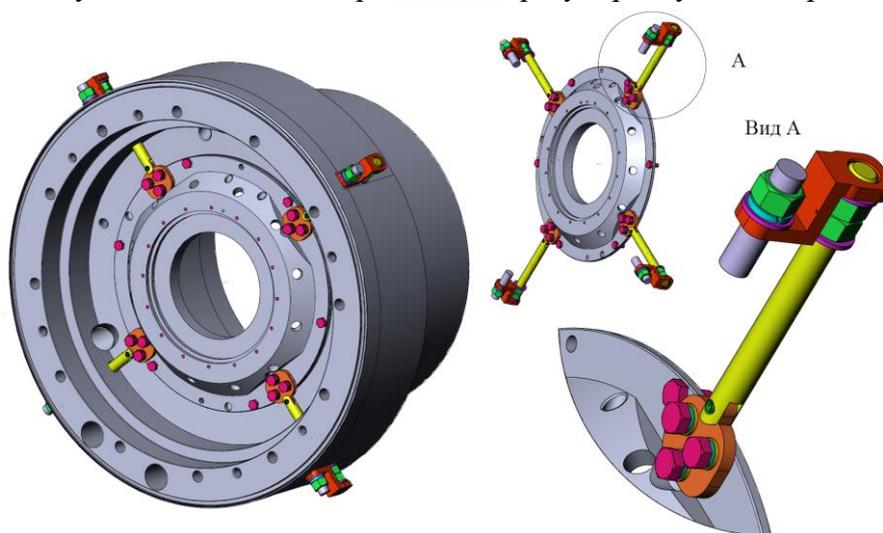


Рис. 8 – Модернизированная задняя опора НЦ25М/120

Перед тем перейти к реализации, необходимо было согласовать изменение конструкции опор нагнетателя. Для этого было подготовлено техническое решение, которое было согласовано на уровне Печорского ЛПУМГ, а затем вместе с сопроводительным письмом направлено в адрес завода изготовителя нагнетателя ПАО НПО «Искра». Получив согласование завода-изготовителя данный методика была реализована и успешно опробована на ГПА-12 и на ГПА-14 КС-45 Усинская.

Если говорить о плюсах, то способ несомненно работает, настройка положения блоков датчиков после капитальных ремонтов на ГПА-12 и ГПА-14 проводилась по разработанной

методике. Регулируемые элементы установлены и на переднюю, и на заднюю опоры, и вынесены наружу нагнетателя, что позволяет в любой момент воспользоваться методикой и в течение нескольких минут одному слесарю ГКС и слесарю АСУ поправить положение блока датчиков без каких-либо работ по разборке нагнетателя. Точность установки радиальных блоков датчиков выросла за счет уменьшения диапазона погрешности с установленного заводом изготовителем и равного ± 50 микрон до ± 10 микрон.

Еще один плюс данной методики, состоит в том, что из-за высокой степени унификации нагнетателей ПАО НПО «Искра», данный метод можно распространить и на нагнетатели типа НЦ16М.

В 2022 году на данный способ регулировки был получен патент № 2773774.

Библиографический список

1. Гончаров И.О., Матюшкин И.И., Галеев А.В., Бердин И.В., Рубин М.Н. Способ центровки блока датчиков магнитного подвеса. Патент № 2773774. Дата подачи заявки: 2021.04.15. Опубликовано: 2022.06.09;
2. Круть Е.В. Способ центровки блока датчиков магнитного подвеса центробежного нагнетателя газоперекачивающего агрегата. Патент № 2672238. Дата подачи заявки: 2017.12.20. Опубликовано: 2018.11.12;
3. УПЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», АОС «Особенности эксплуатации газоперекачивающих агрегатов оснащенных нагнетателем с активным магнитным подвесом и сухими газодинамическими уплотнениями», Екатеринбург, 2009 г.

УДК 21474

Внедрение инновационных технологий обеспечивающих повышение эксплуатационной надежности транспортных средств в производственных масштабах

Алексеев А. В., Каплин А. Е., Хасанов А. Т., Никитин И. Н.

ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, Россия

Аннотация: В статье представлен анализ повышения эксплуатационной надежности транспортных средств путем применения РВС-технологий.

Материалы и методы: Исследование проводилось на производственных площадях ООО «Газпром трансгаз Уфа». Обработка узлов трения ТС ремонтно-восстановительным составом производилась на 5 единицах техники:

- ПАЗ 320412-10, 2013 г. выпуска;
- НефАЗ 5299-11-31, 2016 г. выпуска;
- КамАЗ-65115-37, 2018 г. выпуска;
- КамАЗ-658901-05, 2016 г. выпуска;
- КамАЗ 658610 с КМУ, 2017 г. выпуска.

Результаты: Согласно проведенным исследованиям, можно сделать выводы, что обработанная техника улучшила свои технические показатели. Компрессия цилиндров ДВС всех ТС выросла в среднем на 12%. Давление масла в двигателе на 7%. Стоит отметить, что после применения РВС уменьшился разброс показателей компрессии по цилиндрам.

Заключение: В результате исследования было определено, что, добавляя РВС в масло двигателей транспортных средств достигается восстановление изношенных поверхностей, что приводит к уменьшению вибрации механизмов и оборудования. Состав повышает его мощность, выравнивает и увеличивает компрессию в цилиндрах до паспортных значений и тем самым увеличивает межремонтный цикл транспортных средств.

Ключевые слова: эксплуатационная надежность, узлы трения, ремонтно-восстановительный состав, компрессия цилиндров, давление масла, межремонтный цикл.

Введение

Анализ научных публикаций и практическое использование ТС в

ООО «Газпром трансгаз Уфа» показало высокий интерес к поиску новых подходов, повышающих эксплуатационную надежность и ресурс транспортных средств путем применения современных технологий.

В данном исследовании в качестве средства повышения эксплуатационной надежности и ресурса ТС был использован мелкодисперсным ремонтно-восстановительный состав (РВС-технологий)

Обработка РВС-технологиями производилась в режиме штатной эксплуатации, что позволило снизить коэффициент загрузки транспортных средств. В зависимости от обрабатываемого агрегата, его конструкции и деталей, ремонтно-восстановительный состав вводился в систему смазки или наносился непосредственно на поверхности пар трения [4]. Объектами обработки специальными смазочными составами выступали двигатели внутреннего сгорания, коробки переключения передач, раздаточные коробки, мосты, в зависимости от конструкции транспортных средств. После обработки узлов трения составами РВС-технологий, на поверхностных слоях трущихся поверхностей сопрягаемых металлов образуется металло-керамическая структура, обладающая высокой твердостью и износостойкостью, что позволяет добиваться положительных изменений параметров эксплуатируемых транспортных средств [3].

Цель

Определение эффективности применения РВС-технологий для обработки узлов трения ТС ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Материалы и методы

Исследование проводилось на базе ООО «Газпром трансгаз Уфа». Обработка узлов трения ТС ремонтно-восстановительным составом производилась на 5 единицах техники.

- ПАЗ 320412-10, 2013 г. выпуска;
- НефАЗ 5299-11-31, 2016 г. выпуска;
- КамАЗ-65115-37, 2018 г. выпуска;
- КамАЗ-658901-05, 2016 г. выпуска;
- КамАЗ 658610 с КМУ, 2017 г. выпуска.

Обработка осуществляется в два этапа. Первичная обработка и повторная, спустя в среднем 1000 км пробега или 10 моточасов наработки. Методически оценка эффективности работы ТС проводилась в несколько этапов: до обработки составами и периодически после обработки.

В работе использованы следующие методы: анализ литературных источников, констатирующий и формирующий эксперименты. Замеры компрессии в цилиндрах и давление масла производились диагностическим прибором - компрессометром. Сравнительный анализ замеряемых параметров путем сопоставления исходных данных.

Результаты и обсуждение

Согласно проведенным исследованиям, можно сделать выводы, что обработанная техника улучшила свои технические показатели. Компрессия цилиндров ДВС всех ТС выросла в среднем на 12%. Давление масла в двигателе на 7%. Стоит отметить, что после применения РВС уменьшился разброс показателей компрессии по цилиндрам. Сравнительный анализ эффективности применения РВС-технологии приведен в таблицах 1,2.

Добавляя РВС в масло двигателей транспортных средств достигается восстановление изношенных поверхностей, что приводит к уменьшению вибрации механизмов и оборудования. [5]. Состав повышает его мощность, выравнивает и увеличивает компрессию в цилиндрах до паспортных значений, увеличивает межремонтный цикл транспортных средств. Формируемый металлокерамический слой не только защищает от механического износа, но и противостоит химическому разрушению. РВС-технология улучшает трение поверхностей сопрягаемых металлов тем самым оказывает положительное воздействие в области энергоресурсосбережения.

Согласно сопоставлению, полученных данных, в интервале двух лет можно заметить, как замеряемые параметры стабилизируются и сохраняются на длительный срок, что свидетельствует об отсутствии необходимости проведения дальнейших обработок транспортных средств РВС-составом.

Таблица 1 Анализ результатов (компрессия)

№ п/п	Марка, модель ТС	Замеры компрессии в цилиндрах ДВС, кгс/см ³	Номера цилиндров ДВС								Средний показатель компрессии по цилиндрам (относительно последней обработки), МПа	Результат повышения компрессии (относительно до обработки), %	Результат повышения компрессии (относительно последней обработки), %
			1	2	3	4	5	6	7	8			
1	ПАЗ 320412-10	До обработки РВС 08.04.2022	14	14	14,5	15	14	13,5	14	15	14,25	9,2	9,2
		После обработки РВС 20.05.2022	15	15,5	16	16	15,5	15	15,5	16	15,56		
2	НефАЗ 5299-11-31	До обработки РВС 17.12.2020	15	16	15	15	16	15	15	15	15,35	6,1	2,0
		После обработки РВС 22.01.21	15,5	16,5	15,5	15,5	16,5	15,5	16,5	15,5	15,88		
		После обработки РВС 12.10.21	16	16,5	16	16	16,5	16	16,5	16	16,19		
3	КамАЗ365115-37	До обработки РВС	17,5	18	18	17,5	18,5	15,5	17,5	18	17,56	3,6	0,3

№ п/п	Марка, модель ТС	Замеры компрессии в цилиндрах ДВС, кгс/см ³	Номера цилиндров ДВС								Средний показатель компрессии по цилиндрам (относительно последней обработки)	Результат повышения компрессии (относительно до обработки), %	Результат повышения компрессии (относительно последней обработки), %		
		14.12.2020-- -++													
		После обработки РВС 28.12.20	18	18	18,5	18	18,5	17,5	18	18,5	18,13				
		После обработки РВС 12.10.21	18	18	18,5	18	18,5	18	18	18,5	18,19				
4	КамАЗ3658901-05	До обработки РВС 05.10.2021	16,5	17	16,5	16,5	17	16,5	17	16	16,63	5,3	5,3		
		После обработки РВС 22.10.21	17,5	17,5	17	17,5	18	17,5	18	17	17,50				
5	КамАЗ 658610 с КМУ	До обработки РВС 24.08.2020	15	15,5	16	16,5	15,5	16	15	16,5	15,75	2,0	2,0		
		После обработки РВС 18.11.20	16,5	16	16	15	16	16,5	16	16,5	16,06				

Таблица 2 Анализ результатов (давление масла)

№ п/п	Марка, модель ТС	Замеры давления масла ДВС, кг/см ²	Показания давления масла ДВС, кг/см ²	Результат повышения давления масла (относительно до обработки), %	Результат повышения давления масла (относительно последней обработки), %
1	ПАЗ 320412-10	До обработки РВС	2,8	10,7	10,7
		После обработки РВС 20.05.2022	3,1		
2	НефАЗ 5299-11-31	До обработки РВС	3,7	5,4	0,0
		После обработки РВС 22.03.21	3,9		
		После обработки РВС 12.10.21	3,9		
3	КамАЗ-65115-37	До обработки РВС	4,1	7,3	0,0
		После обработки РВС 28.12.20	4,4		
		После обработки РВС 12.10.21	4,4		
4	КамАЗ-658901-05	До обработки РВС	3,9	7,7	7,7
		После обработки РВС 22.10.21	4,2		
5	КамАЗ 658610 с КМУ	До обработки РВС	2,9	3,4	0,0
		После обработки РВС 04.09.20	3		
		После обработки РВС 18.11.20	3		

Библиографический список:

1. Машков Ю.К. Трибофизика металлов и полимеров: учеб. пособие. Омск: изд-во ОмГТУ, 2000. 105 с.
2. Дроздов Ю.Н. Вопросы трения и проблемы смазки. М.: Наука, 1968. 231 с.
3. Тарасенко Б.Ф., Шапиро Е.А. Физические основы инновационной технологии обработки машин и механизмов ремонтно-восстановительными составами // Науч. журн. КубГАУ. 2013. № 2 (86). С. 80-103.
4. Бикмухаметов Т.Ф., Сисанбаев А.В. Микроструктурные исследования гильзы цилиндра обработанной по нанотехнологии «РВС» // Химическая физика и мезоскопия. 2008. Том 10, № 2. С. 170 –173
5. Каплин А.Е., Ялчигулов Р.С., Хасанов И.И. Повышение надежности и энергоэффективности аппаратов воздушного охлаждения газа с помощью применения ремонтно-восстановительного состава // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 57 –60.

СЕКЦИЯ 6. SPECIAL FEATURES OF OIL AND GAS MINING REGIONS (GEOLOGICAL, ECOLOGICAL, CULTURAL ETC.)

УДК 658.512:620.9:662.6

On the approach to mathematical modeling of gas transportation in the conditions of the Northern climate based on hybrid computer systems

Spiridonov S. V.¹, Serikov D. Yu.¹, Boreiko D. A.²

1 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia,

2 – Ukhta state technical university, Ukhta, Russia.

Gas networks of free configuration (with annular sub-systems) used for mainstream gas transportation from fields to industrial and administration centers including export of gas to another countries, gas distribution networks and others means as complicated gas transportation systems (GTS). The separate branches of gas pipelines are one or several parallel branches of gas pipelines (string) which are connected between each other by jumpers (loopings and others). The intermediate compressor stations (CS) and intermediate pickings (channels) for big consumers (hydroelectric power station, thermoelectric power station) and inflows from source, i.e. fields and underground gas storages (UGS) can be located along with the branches of mainstream gas pipelines.

Automated control system (ACS) unified gas supply system (UGSS) has vertical structure which covers all levels where automated dispatch control system (ASDS) is the top level. ASDS both receives the information from the bottom levels for forwarding it the top level (ASDS UGSS) with reduction to correspondence form and receives the tasks from the top levels and corresponding criteria for bottom levels. Each ACS has several providing systems [1], for example math, programming, technical. Where technical support (TS) is technical means (TM) which provide accumulation, processing, forwarding, storage of information and telemechanics also. Mathematical support is the methods, models, algorithms for task solving with computer. Software is the programs for ACS aims and tasks solving.

The selection of the optimal regime of gas transport is the most important task of management among different ones as it determines the direct economic effect. Such a way the task of optimization is set – the maximum forwarding gas volume with minimum operating costs. Also the criterium of maximum download of gas pipeline takes place which corresponds to maximum gas output to the main consumer [2] or the criterium of minimum time of transition process [3]. Within the framework of this problem the task of selection of the optimal regime of GTS operation is set also upon the base of such parameters as pressure on outputs of compressor shop (CS), the value of turnovers of ГПА with known values at the borders of GTS and supply plans. The methods for this task solving are described for small quantity of systems – ray and weakly branched pipelines as their structure doesn't require the decomposition of the graph [2]. Correspondingly such approach can't be effective for more complicated systems especially taking into account their non-linearity which is characterized by more nonstationarity.

The solving of process-technological problems within the frames of operational dispatch control (ODC) and management problems is the most important part of ECF management. The complexity of ODC is characterized by the next features: big dimensions of GTS; continuity of processes; non-linearity of processes; the complexity of GTS management; the absence of enough quantity of telemechanic means and others.

The means of modeling on the base of specified computational schemes which are significantly simplified models of real objects are used for ODC problems solving currently. Correspondingly one of the method of ODC quality increase is application of adequate means of modeling which are maximum close to the real object which impose requirements not only to the model itself but also to it's implementation on the corresponding software and hardware platform (SHP).

The classical approach to GTS modeling.

In general on the basis of law of conservation of mass, the quantity of motion and energy for violent volume of liquid V, limited by bounded surface S can be written in integral form [1, 2]

$$\iint_s \rho v_n dS + \iiint_V \frac{\partial \rho}{\partial t} dV = 0, \quad (1)$$

$$\iint_s \rho v v_n dS + \iiint_V \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} dV = -\iint_s n p dS + \iint_s \tau_n dS + \iiint_V F \rho dV, \quad (2)$$

$$\iiint_V \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \left(\varepsilon + \frac{v^2}{2} \right) \right) dV + \iint_s \left(\rho \left(\varepsilon + \frac{v^2}{2} \right) \right) v_n dS = -\iint_s \tau_n dS + \iiint_V F \rho v dV + \iiint_V Q dV - \iint_s W n dS. \quad (3)$$

where: p – pressure, ρ - density, v – velocity of gas in set point, v_n – projection v on outward normal n to surface S, τ_n – frictional constraint on platform with outward normal n, F – tension of mass force, Q – specific capacity of heat source, W – heat flow density vector, ε – frictional internal gas energy.

Irrespective to the type of friction law the derivation of an equation is real for any flow of liquid or gas on condition that cos²(n, x) << 1 and quantity 1/R is small one [5]

$$\frac{\partial M}{\partial x} + \frac{\partial(\rho f)}{\partial t} = 0, \quad (4)$$

$$\frac{\partial I}{\partial x} + \frac{\partial M}{\partial t} = -f \frac{\partial}{\partial x} (p + \rho g z_1) + \chi \tau_\chi, \quad (5)$$

where: M = ∫_f ρ v_x df = ρ w f – mass flow rate, I = ∫_f ρ v_x² df = β ρ w² f = β M w – projection on Ox momentum of mass M, w – medium in the cut of fluid velocity, β – Coriolis force correction, f – the square of the channel cross-section area, R – the radius of pipeline, χ – flow perimeter, τ_χ – mean perimeter value of projection of share stress on the pipe wall, z₁ – fluid point coordinate counted from an arbitrary horizontal plane. The connections between the square of the channel cross-section and pressure, relation τ_χ from w the system (4-5) is closed when adding the equation of state to the system.

The [5] describes one-dimensional isothermal unsteady motion of compressible gas in long pipelines of constant section complemented by the state equation of real gas with subsonic speed

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} [(1+\beta)\rho v^2] + \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\gamma dz}{dx} + \frac{\lambda \rho v^2}{2d}, \quad (6)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{c^{-2} \partial p}{\partial t} = -\frac{\partial(\rho v)}{\partial x}, \quad (7)$$

$$PV = zRT, \quad (8)$$

where V – specific volume of gas, R – gas constant, T – absolute temperature, z = f(p_r, T_r) – compressibility factor, p_r=p/p_c, T_r=T/T_c, p_c – critical pressure, T_c – critical temperature, λ - coefficient of hydraulic resistance [1, 2].

One of main value for calculations in gas transportation is coefficient of hydraulic resistance λ = f(Re, δ), which varies according to different gas flow conditions, i.e. this is functionally dependent quantity of the Reynolds number Re and relative roughening of pipes δ. In practice the next methods of calculations are, the formula Blasius's, Zaychenko, Altshul, but also more complicated ones can be used Frenkel, Isaev and others.

When modeling a stationneral flow quasilinear equation system of first order (parabolic type) is used neglecting with inertial term in the motion equation, which can be described with balance model (in case of isothermal gas flow), nonstationary model has hyperbolic type (also there are strong or weak nonstationary regimes). In both cases the system can be represented as graph and written in matrix form.

In [3] is shown that at uniform distribution of speed by pipeline intersection (β=0) in case of long extension (l>>D) the first member of motion equation is neglected. But it's counting is required when gas velocity is close to sound speed. Tilt angel is neglected taking into account of gas density $\frac{\gamma dz}{dx}$ when the

plains MGTS are predominant [5]. Also the member $\frac{\partial(\rho v)}{\partial t}$ is neglected when the relation of pressure losses to value of shock pressure is not less than 4 times of that one calculated by formula of Zhukovskiy.

Ustable flow of liquid in horizontal pipeline during low velocity is described by simple nonlinear equation system

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = -\frac{\partial(\rho)}{\partial x} - \frac{\lambda \rho v^2}{2d}; \quad (9)$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\frac{1}{c^2} \frac{\partial(\rho)}{\partial t}, \quad (10)$$

In case of laminar flow it will be linear as the losses of pressure are proportional to the first level of velocity.

When considering pipeline of big length with smooth traffic the left part is excluded from the first equation of the system (9-10)

$$\frac{\partial(\rho)}{\partial x} + \frac{\lambda \rho v^2}{2d} = 0, \quad \rho = \rho(p); \quad (11)$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\frac{1}{c^2} \frac{\partial(\rho)}{\partial t}, \quad (12)$$

In case of short pipelines the member $\frac{\lambda \rho v^2}{2d}$ is excluded from the first equation of the system (11-12) and after summarizing of results of differentiation of the first equation with respect to x and the second to t we obtain the equations of the second level which describes one-dimensional undamped process of vibrations propagation in partial derivatives, which is well investigated and can be solved by method of characteristics [4]

$$\frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}. \quad (13)$$

The work of Sukharev and Stavrovskiy [3] in case of isothermal one-dimensional flow ($T = \text{const}$) is considering the system which is contains of equation of continuity, motion and state

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} = 0; \quad (14)$$

$$\rho \left(\frac{dw}{dt} \right) = -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\lambda}{2D} \rho w |w| + \rho X; \quad (15)$$

$$p = z \rho g R T, \quad (16)$$

where: z - function of counting of real gas features, X – mass force. In the absence of sudden changes in altitude and when there are planned changes the second equation can be written as $-(\partial p / \partial x) = (\lambda / 2D) \rho w |w|$.

Instead of density and velocity the system (14-15) can be revealed through commercial costs q

$$-\frac{\partial p^2}{\partial x} = \lambda g z R T \frac{1}{D} \left(\frac{p_0}{g R T_0 s} \right)^2 q |q|; \quad (17)$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{z T p_0}{s T_0} \frac{\partial q}{\partial x}, \quad (18)$$

where s – the cross-sectional area, $T_0 = 293K$, $p_0 = 1.033 \text{ кгс/см}^2$, $z = \text{const}$. The given system is first-order quasilinear system and is related to parabolic type. When the system is recorded (17-18) in dimensionless view the formula for calculation of stationary isothermic gas flow can be obtained

$$P^2 - p^2 = A q |q|, \quad (19)$$

where P – the pressure at the beginning of the area, p – the gas pressure at the end of the area, $q = \text{const}$.

When isothermic flow of real gas ($p/\rho = zRT$) nonstationary pressure distribution $p(x, t)$ along the area of unbranched long pipeline at the moment t is described by the equation system in partial derivative [5]

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda|w|\rho w}{2d}, 0 \leq x \leq l; \quad (20)$$

$$-\frac{\partial \rho}{\partial t} = -\frac{\partial p}{c^2 \partial t} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, 0 \leq t. \quad (21)$$

In one of the most late works non-stationary non-isothermic flow of one-component gas for modeling of relief single-threaded pipeline of variable cross-section is described as follows

$$\frac{\partial(\rho f_s)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho f_s w)}{\partial x} = 0; \quad (22)$$

$$\frac{\partial(\rho f_s w)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho f_s w^2)}{\partial x} = -f \left(\frac{\partial p}{\partial x} + g\rho \frac{\partial z}{\partial x} \right) - \frac{\pi}{4} \lambda \rho w |w| r; \quad (23)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho f_s \left(\varepsilon + \frac{w^2}{2} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho f_s w \left(\varepsilon + \frac{w^2}{2} \right) \right) = & -\frac{\partial(\rho f_s w)}{\partial x} - \rho f_s w g \frac{\partial z}{\partial x} - p \frac{\partial f_s}{\partial t} + Q f_s + \\ & + \frac{\partial}{\partial x} \left(k f_s \frac{\partial T}{\partial x} \right) - \Phi(T, T_0); \end{aligned} \quad (24)$$

$$p = p(\rho, T); \quad \varepsilon = \varepsilon(p, T); \quad r = \sqrt{\frac{f}{\pi}}, \quad (25)$$

where: w – projection of velocity to the axis of pipeline; $f_s = f_s(x, t)$ – the cross-sectional area of the pipe; $p = p(\rho, T)$ – the thermal equation of state Redlich-Quang; $\varepsilon = \varepsilon(p, T) = h(p, T) - p/\rho$ – the caloric equation of state; Q – the specific power of heat sources; r – internal radius of pipeline; x – the coordinate along the axis of pipeline; k – coefficient of thermal conductivity. Boundary conditions: $w(x, t_0) = w_0(x)$; $T(x, t_0) = T_0(x)$; $p(x, t_0) = p_0(x)$, also boundary conditions of the first and second kind are set up on pipeline boundary.

As a result of the review the evolution of theoretical models is traced which is traced from the general statement of the question (still unsolved), through different simplifying in connection with the presence of unsolved problems at that time (the neglect of insignificant factors), to gradual consolidation and inclusion of additional functionally dependent factors of communication with development of methods of means of calculations.

Practical calculations.

In case of non-stationarity are used such methods of solving applied problems as method of separation of Fourier variables, the method of characteristics and others (classical methods); integral Fourier, Laplace transforms, the methods of theory of self-similar motions; the methods of statistical dynamics, finite difference methods.

In the general case GTS is represented in the form of a graph. In case of steady-state processes the system is represented as an undirected graph [4] $G=(S, E)$, where the value of pressure p_i is aligned with the vertex $i \in S$, and gas consumption q_{ij} is related to the edge $(i, j) \in E$. Then each pair of vertex which are connected by edge the relation $F_{ij}(p_i, p_j)(p_i - p_j) = q_{ij}$, can be associated which connects related values for any types of GTS which are working during stationary regime.

For horizontal pipelines of big capacity on the base of equation of motion, balance and gas statement the next correlations can be used

$$F(p_i, p_j) = \frac{p_i + p_j}{a|q_{ij}|}, \quad a = \frac{\lambda c^2}{d} = \text{const}. \quad (26)$$

Functions $F_{ij}(p_i, p_j)$ meet Lipschitz requirements, i.e. they are related to any bounded and positive definite class of functions [5]. For accounting the influence CS fictitious sites are entered with $F_{ij}(p_i, p_j) = 1$ и $l_{ij} = 0$. The balance vertices which enter the set of vertices with single edge and which correspond to gas inflow (extraction) units have the balance equation

$$\sum_{j \in S_i} q_{ij} = q_i, \quad q_i > 0, \quad (27)$$

where S_i – the set of vertices, $j \in S_i$, connected with vertex by edge i , q_i – the value of intermediate gas flows. Thus the system of pipelines can be described by balanced type equation system

$$\sum_{j \in S_i} F_{ij}(p_j, p_i)(p_j - p_i) = q_i, i = 1, \dots, |S|, \quad (28)$$

Under given initial conditions on the suspended vertices $p_j = p_{0j}, \forall j \in S_0$. Or in the matrix form

$$A(P^{n-1})P^{(n)} = Q. \quad (29)$$

In case of ESG or detailed description of GTS sparse system of large dimension is obtained that makes certain demands to software and hardware platform (SHP) in the frame of tasks of ASDS.

Industry standard fir gas main transport uses the following correlations for capacity calculations of stationary hydraulic calculations of job of single-line linear sections taking into account the averaged temperature. In case there are no differences over 100 m design diagram without regard to the relief of the gas pipeline is used.

$$q = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} c_1 \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2}{\Delta \lambda z_{cp} T_{cp} L}}, \quad (30)$$

If there is difference over 500 m the diagram with regard to the relief is used

$$q = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} c_1 \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2 (1 + a h_K)}{\Delta \lambda z_{cp} T_{cp} L \left(1 + \frac{a}{2L} \sum_i^n (h_i + h_{i-1}) l_i\right)}}, \quad (31)$$

where $a = \frac{\Delta}{14,64 T_{cp} z}$, the value of coefficient c_1 is accepted depending on the system of measurement (SI-system or mixed system), p_H – the pressure at the beginning of the area, p_K – the pressure at the end of area, T_{cp} – the middle value along the length of the gas pipeline temperature of transported gas, z_{cp} – the middle value along the length of the gas pipeline coefficient of gas compressibility, Δ - relative density of gas by air, L – length of gas pipeline section, h_K – the excess or decrease of the final point of the settlement area related to the initial point, h_i – the excess or decrease of i -point of track regarding to the initial point, l_i – length of i -element of the area of the gas pipeline. The pressure of the beginning of the area is calculating as the difference between the pressure at exit of compressor section (CS) and the sum of losses of pressure at the cold system with pressure losses between CS and connection node to the linear part. The calculation of other parameters is also described in the Standard. The calculation of different parts of gas pipelines excluding relief is accepted to implement on the base of equivalent single section.

For solving different practical gas-dynamic tasks the finite difference methods (FDM), the method of finite volumes (MFV), the method of finite elements (MFE) are widely used. The developed difference schemes have good accuracy and stability, but there is a problem of large dimension.

Consider ways to solve non-stationary cases on the base of finite-volume approximation. Non-stationary isothermic taking into account simplifications consider as following

$$\frac{\partial p}{\partial x} = - \frac{\lambda \rho v^2}{2d}, \quad (32)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}. \quad (33)$$

After linearization of square term $\frac{\lambda \rho v^2}{2d} = \frac{\lambda \rho v \hat{v}}{2d}, \hat{v} = \frac{v_1^2 + v_1 v_0 - 2v_0^2}{v_1 - v_0}$ the problem reduces to the heat equation

$$\sigma \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \quad (34)$$

where $\sigma = \frac{1}{c^2} \frac{2d}{\lambda \hat{v}}$, initial-boundary conditions:

$$P(0, t) = P_{\text{лсв}}, p(l, t) = P_{\text{нп}}(t), P(x, 0) = P_0(x);$$

$$P(0, t) = P_{\text{лсв}}, q(l, t) = q_{\text{пп}}(t), P(x, 0) = P_0(x);$$

$$q(0, t) = q_{\text{лсв}}, q(l, t) = q_{\text{пп}}(t), P(x, 0) = P_0(x),$$

where: $P_0(x)$ – pressure distribution along the section at the initial time $t=0$, $P_{\text{лсв}}(t)$, $P_{\text{пп}}(t)$, $q_{\text{лсв}}(t)$, $q_{\text{пп}}(t)$ – the given functions of pressure changes and consumption at the borders of area at given time interval $[0, T]$.

Rewriting the equations in a divergent form the approximation of different schemes can be used (in given case implicit)

$$\sigma \frac{(P^{(n+1)} - P^n)}{\Delta t} - \text{divgrad}P^{(n+1)} = f^{(n+1)}, \quad (35)$$

where $\sigma = \frac{1}{c^2} \frac{2d}{\lambda \delta}$, f – function of sources distribution. Finite-volume approximation in implicit scheme

$$\left(\frac{1}{\Delta t} C + B\right) P^{(n+1)} = G^{(n+1)} + \left(\frac{1}{\Delta t} C - B\right) P^{(n)}, \quad (36)$$

Where matrix B (the matrix of hardness) is the approximation of member $-\text{divgrad}P$, matrix C (the matrix of mass) – approximation $\sigma \frac{\partial p}{\partial t}$. Matrix B and C have symmetric three-diagonal view and is identified by the correspondent coefficients depending on typology. The matrices dimensions is determined by quantity of objects and the breakdown step of elements, such a way there is a problem of large dimensions.

Then system of linear equations (SLE) is formed as $AP = F$, где $A = B + \frac{C}{\Delta t}$, $F = G^1 + \Delta t^{-1}CP^{(0)}$, $P^{(0)} = (P_0(x_1), \dots, P_0(x_k))^T$. The SLE can be solved by any suitable means, but sequential algorithm will have unacceptable time of solving due to the scope of task.

For use of parallel algorithms it is necessary to regulate matrix A and lead it to arrow (or anchoring) structure. For this the methods of parallel and enclosed cross-sections with the node numbering by contrary algorithm Kathill-McKey can be used. Then the system can be solved, for example, with the method of upper relaxation.

Conclusion.

As was described above the theoretical questions of GTS operation are well represented in different SHPers and finally the equations of gas motion in the pipeline reduces to solving the equation system with different methods. But practical use of such methods is strictly limited because of such reasons as large scope, slow productivity of computing systems, time limit for task solving (especially for tasks of ODC) and others. For more effective solving of above mentioned problems it is proposed to use corresponding SHP on the base of high performance computing (HPC).

As a result the use of corresponding SHP in combination with corresponding models of GTS and use of new methods of information process will allow not only regime-technologic tasks but also tasks of strategic level of management.

References:

1. Ahmetzyanov A.V., Sal'nikov A.M., Spiridonov S.V. Mnogosetochnye balansovye modeli nestacionarnykh potokov v slozhnykh gazotransportnykh sistemah // Upravlenie bol'shimi sistemami. 2010. № 30.1. P. 230-251.
2. Pankratov V.S., Azhikin V.A., Stepanyan A.A. ASDU transportom gaza / izdatel'stvo: ZAO «Ekon-inform», 2014 g., tverdyj pereplet - 661 p., ISBN 978-5-9506-1185-8
3. Seleznev V.E., Aleshin V.V., Klishin G.S. Metody i tekhnologii chislennogo modelirovaniya gazoprovodnykh sistem. M.: Editorial URSS, 2002. - 448 p. - ISBN 5-354-00249-4.
4. Spiridonov S.V. Parallelnye algoritmy pri modelirovanii stacionarnykh processov v GTS / Trudy 8-j Vserossijskoj shkoly-konferencii molodyh uchenykh «Upravlenie bol'shimi sistemami» (UBS'2011, Magnitogorsk). Magnitogorsk: Magnitogorskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. G.I. Nosova, 2011. P. 289-293.

5. Spiridonov S. V., Serikov D. YU. Odin iz podhodov k matematicheskomu modelirovaniyu transporta gaza na baze gibridnyh vychislitel'nyh sistem // Sfera neft' i gaz: vseros. otr. nauch.-tekhn. zhurn. – M.: OOO «ID «SFERA», 2016. - №5. - P. 16-19.

УДК 94:338

Development of the European North-East in the 1930s-1950s: ecological aspect

Liubov A. Maksimova

Pitirim Sorokin Syktyvkar State University, Syktyvkar, Russia.

Today government bodies, representatives of business, science, public and political organizations of many countries are involved in the development of concepts and strategic guidelines aimed at sustainable development of the regions of the North and the Arctic, taking into account their natural and national-cultural specifics.[4; 15 and oth.] The creation of successful strategies for the development of the northern regions is impossible without studying the past experience, without taking into account the mistakes and miscalculations made in the development of the northern regions in the last century.

The Soviet Union accounted for more than half of the area of all northern territories of the world. So if Canada and the United States (in Alaska) began to intensively develop their northern territories only after the Second World War, the Soviet Union began such work in the years of the pre-war five-year plans. The Komi Republic is part of the European North - one of the largest regions in Russia in terms of concentration of natural resources. Representatives of different branches of science [2; 3; 5; 12] were engaged in the study of the problems of the development of the northern territories. This article analyzes the problem of the environmental consequences of the industrial development of the territory of the European North-East. Based on the opinion of experts - scientists, biologists, geographers, technologists, demographers, culturologists, ethnologists, etc., an attempt was made to study the attitude to the nature of the state and society in the course of the implementation of industrial programs in the 1930s - 1950s in the Komi ASSR from a historical retrospective.

When discussing the ways of developing the northern territories, two main ways were put forward: colonization and rotational. But in 1929, on the initiative of the Deputy Chairman of the OGPU Yagoda, a decision was made to create a corrective labor camps (ITL)[7, 95; 6, 281]. As conceived by the leadership, the camp method of development could solve the problem of the lack of labor and qualified specialists necessary for the construction of enterprises for the extraction and processing of raw materials. Fulfilling the planned program, the OGPU already by the middle of 1930 created a fairly extensive network of ITL [7, 95].

The development of minerals in the Pechora was started by the Ukhta expedition sent in 1929 by the OGPU and consisting of 125 prisoners-specialists. In May 1931 the Ukhta expedition of the OGPU was transformed into the Ukhto-Pechora camp. And in November 1932, the Ukhto-Pechora trust was created, for which the prisoners of Ukhtpechlag were to serve as a labor force [9, 78].

In order to fulfill the program determined by the government, the system of camps began to expand on the territory of the Komi ASSR. The activities of the camps contributed to the transformation of the territory of the Komi Republic into a fuel and energy base with a developed industry. [9, 78].

The leaders of the "unified labor process" hoped for the effectiveness of using the camp method in the development of the North. But the lack of preliminary scientific research, non-observance of the correct mode of coal mining in the Arctic region not only led to constant accidents in mines, to unproductive labor and its ineffective organization, but also to rather severe environmental consequences.

An analysis of archival documents from the funds of the State Archive of the Russian Federation and the National Archive of the Republic of Komi related to the activities of the camps in the territory of the region suggests that the leadership of the Gulag did not care at all about the environmental consequences of the activities of their subordinate institutions. Nobody thought about the rational use of natural resources and the creation of conditions for their renewal. The intensive transformation of nature in the process of industrial development of the republic in the 1930s - 1950s took place spontaneously, without taking into account the negative consequences in the future. Only in

the 1960s did scientists of the republic seriously think about the consequences of using the spontaneous camp method in the development of territories. Miscalculations in the planning and design of exploration and drilling for oil, coal, etc., led to a serious violation of the soil and vegetation cover of the tundra, especially in areas of lichen tundra, since here the use of vehicles with machinery was so detrimental to the flora of the region, which led to complete destruction of vegetation. [11] The natural vegetation cover has also been degraded due to oil pollution of the territories. Some plant species (for example, lichens) died immediately. [11].

During the study period, a large volume of survey work related to drilling, earthworks and blasting operations suffered landscapes [10].

In 1930, in the area between the river. Pechora and r. Ilych, the state Pechora-Ilych reserve was formed. With the expansion of the geography of mining and exploration of minerals in 1951, the area of the reserve was reduced by a factor of 13, and almost the entire plain-pine forest part with the green woods, the main deer pastures in winter, was torn away from it. Intensive logging, seismic exploration, and drilling operations began on this territory.

In 1958, the issue of restoring the reserve within the boundaries of 1930 was discussed. After monitoring the territory, it was considered inappropriate to include in the reserve most of the plain-pine-forest landscape zone - the changes caused by human activity were so great.

If in 1940 the number of deer in the reserve was estimated at 1000 heads [17], then in 1959 it decreased to 600 heads, and in 1970 – 250 [13, 239-260]. The decrease in the number of deer was caused by the blockade of the forest area by a year-round logging road and its isolation from the main tracts. In order to support viable groupings of animals, there must be a certain capacity of land suitable for life support. In the 1960s, the scientists of the reserve found that the area of the year-round habitation of deer, even of their small groups, is much larger than the remaining untouched forest areas [14, 82-84].

Drilling, blasting and excavation work often took place in the immediate vicinity of fishery reservoirs. These reasons, as well as the discharge into water bodies of a significant amount of oil-containing products, affected the decrease in fish productivity. At drilling rigs in the tundra, settling pits were made without including them in the circulating water supply system, which polluted the environment with drilling sediment water as a result of so-called burst emissions [11]. This led to a severe oxygen deficiency in water bodies. The main suppliers of wastewater were mines.

The discussion of the consequences of the impact of the anthropogenic factor on nature is also relevant today, since it affects the entire biosphere of the planet. Even at the dawn of the scientific and technological revolution, at the beginning of the 20th century. the famous Russian scientist V. Vernadsky wrote that the impact of society on the biosphere is comparable to geological forces. In the 1930s, an industrialization program was being implemented in the USSR, and an intensive transformation of nature began. The use of the camp method also led to a criminal, consumerist irresponsible attitude towards nature.

But the excessive workload of the camps affected not only the natural environment, but also the life of the local population [8, 245-250]. With the development of reindeer breeding, directions were formed for centuries, within the framework of which the Izhma Komi drove reindeer from the forest to the tundra. On this way, settlements arose that provided for the economic needs of the Izhma reindeer herders. The traditional nature management of the local population has been noticeably transformed with the beginning of the industrial development of the territory. At the same time, the lands and pastures used by reindeer herders were cut up by transport routes and subjected to explosive impacts. The natural habitat was destroyed., and used for the construction of various facilities [1, 93-96].

The intensive development of the territory was not preceded by preliminary studies, and no historical and cultural expertise was carried out. One of the objects of archaeological and ethnographic heritage was the largest cave in the European Northeast. It was located at a distance of about 25 kilometers from the mouth of the Sedyu River. Judging by the testimonies of eyewitnesses who visited the cave, it was a sacrificial place for ancient people. But the entrance to it was filled up during the development of limestone, which was carried out by the Ukhta-Pechora camp.

The problem of the ecological consequences of anthropogenic activity was still taken into account in the 1920s, especially the attention of scientists was drawn to the latest technical innovations. Along with the success of industrialization, a belief in the inexhaustibility of natural

resources was formed. The progressiveness of the achievements of science and technology, their accelerated introduction into production practice was considered undoubted.

Academician SG Strumilin stated: "The idea of improving the life of workers by removing factories away from housing, fencing them with some kind of green curtains ... this is an intellectual-sugary Manilovism" [16, 20]. Such statements from a high rostrum formed a public attitude towards nature.

Despite the negative lessons of the past, environmental risks in the extraction and processing of oil and gas still exist today. Both emissions of toxic substances into the atmosphere, and pollution of water and air with heavy metal compounds, dioxins, carbon dioxide, etc., lead to changes in biological change in nature. All this poses a risk to human health. The huge scale of extractive industries leads to deformation of the earth's surface, which provokes landslides and flooding. When developing successful strategies for the development of the northern territories, it is important to take into account the historical lessons of the development of the north, to create safe technologies

References:

1. Maksimova L.A. Influence of the Stalin regime camps of the history and environment of the Komi Republic. Печ. Historia Finno-Ugrica. Congressus Primus historiae finno-ugricae, Ouly 1996. P.91-99.
2. Агранат Г.А. Зарубежный Север: опыт освоения. М.: Наука, 1970. -414с.;
3. Борозинец Л.Г. История освоения и изучения Печорского края. Ухта, Издательство УТГУ, 2009. 85с.
4. Горизонты экономического и культурного развития. (Серия: Российский Север: социально-экологическая стратегия). Второй северный социально-экологический конгресс. Материалы пленарного заседания. Сыктывкар, 19 – 21 апреля 2006 года. М: Наука, 2007. – 295с.;
5. История индустриализации Северного района. 1926 – 1941 гг. Архангельск : Сев.-Зап. кн. изд-во, 1970. - 670 с.;
6. Максимова Л.А. Исторические модели освоения северных территорий (на примере Европейского Северо-Востока) // Двадцать девятая годовичная сессия Ученого совета Сыктывкарского государственного университета имени Питирима Сорокина Февральские чтения. Национальная конференция Сб. статей. Текстовое научное электронное издание на компакт-диске Сыктывкар: Издательство СГУ им. Питирима Сорокина, 2022. С. 280-285.
7. Максимова Л.А. Последствия индустриальной модернизации на Европейском Северо-Востоке СССР // Известия КНЦ УрО РАН, №1, 2018. Стр. 94-102.
8. Максимова Л.А. Этнокультурные процессы в контексте экономической модернизации на европейском северо-востоке в 1930-2000 гг. // Российская история, 2009, №3. С. 247-251.
9. Максимова Л.А., Лямцева Л.В. Советская модель мобилизационной экономики //Фундаментальные исследования, №1, 2005. Стр.77-78.
10. Охрана живой природы в Коми АССР. Сыктывкар: Коми книжное изд-во, 1973. 100 с.
11. Охрана природы при производстве разведочных работ на нефть и газ. Сыктывкар: Коми филиал АН СССР, 1987. 24 с.
12. Славин С. В. Освоение Севера. М.: Наука, 1975. – 197с.;
13. Сокольский С.М. К экологии дикого северного оленя Печорской тайги. // Труды Печоро-Илычского заповедника. Вып. 9, Сыктывкар: Коми книжное изд-во, 1961. С. 239-263.
14. Сокольский С.М. Снижение численности северного оленя в верховьях Печоры. // Охрана живой природы в Коми АССР. Сыктывкар: Коми книжное изд-во, 1973. С. 82-84.
15. Социальные перспективы и экологическая безопасность. (Серия: Российский Север: социально-экологическая стратегия).Третий Северный социально-экологический конгресс: Сыктывкар, 18-20 апреля, 2007. М., Наука, 2008. – 204с.;
16. Струмилин С.Г. Проблемы социалистических городов. // Избранные произведения. Т. 4. М.: АН СССР, 1964. 467 с.
17. Теплов В.П. Динамика численности и годовые изменения в экологии промысловых животных тайги. // Труды Печоро-Илычского заповедника. Вып. 8, Сыктывкар: Коми книжное изд-во, 1960. С.5-221.

**Retrospective features of the formation of the modern structure of the oil production
and oil-refining complex of the Russian Federation**

Соходон Г. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

The current state of the oil-producing and oil-refining industries of the Russian production sector has seriously shaped a very complicated mechanism for its structuring. In addition to the difficulties caused by the transition of our country to market relations, the period of time at the start of the 90s of the XX century is inextricably linked with the reform of forms of ownership, as well as a radical restructuring of the domestic industry. By this time, there was a need to form large owners of farms, whose role in the oil refining industry was assigned to the so-called vertically integrated oil companies, which rallied their capital following the example of foreign corporations.

The main goal of vertical integration for every large company is to obtain optimal profit in terms of sustainable long-term development of the organization. Being common for the business of any economic entity, this goal is realized based on its current activities. It is on the basis of this analysis that such objects of an oil company or individual links of its management system can be identified that represent an obvious potential danger, in terms of both the amount of profit and the stability of its development itself. As a result, specific strategic objectives of the oil company and related solutions are created for its restructuring, redistribution of its resources, as well as the elimination of certain management structures and/or the creation of new ones. The strategic tasks of vertical integration of companies in the oil complex include, for example, the following [1]:

- use of available resources or their redistribution to solve certain long-term tasks of the oil company;
- attracting additional (external) funds and/or resources for the same purposes;
- reconstruction of individual links in the cycle of movement of raw materials (for example, reconstruction of the oil refining process to ensure the optimal combination of the structure of produced petroleum products that would meet market requirements for the properties of the original oil feedstock);
- expansion or improvement of the quality of the mineral resource base;
- change or expansion of the geography of markets for oil and oil products;
- environment protection.

When developing solutions to the strategic tasks of a vertically integrated company, it is important to analyze not only the external conditions, which include legal, social, economic, environmental, etc., but also its current economic activity.

Working towards solving strategic problems, any company of vertical integration, including the oil refining industry, can solve at least two important problems [2]:

- 1) to avoid an outflow of funds by selling their shares at undervalued prices due to the fear of shareholders to lose not only their dividends, but also the main capital;
- 2) to attract additional (external) funds, thereby expanding the circle of shareholders and/or using other mechanisms for financing their projects.

When considering the retrospective features of the emergence of the modern structure of the oil-refining sector of the Russian Federation, it should be emphasized that the starting point for moving forward along the course of market interaction in the oil refining sector can be called the transformation of state-owned enterprises in the Russian oil complex, which happened after the Decree of the President of the Russian Federation No. 992 of 14 August 1992 «On the peculiarities of the transformation of state enterprises, associations, organizations of the fuel and energy complex into joint-stock companies». This document initially fixed the fundamental importance of corporatization of organizations of the above-mentioned industries, as well as their privatization.

Decree of the President of the Russian Federation No. 1403 dated November 17, 1992 «On the peculiarities of privatization and transformation into joint stock companies of state enterprises, production and research and production associations of the oil, oil refining industry and oil products

supply» for the first time laid down the features of the privatization of the oil complex itself and the foundations of state policy in towards oil companies. According to this document, three groups of enterprises were identified (Figure 1).

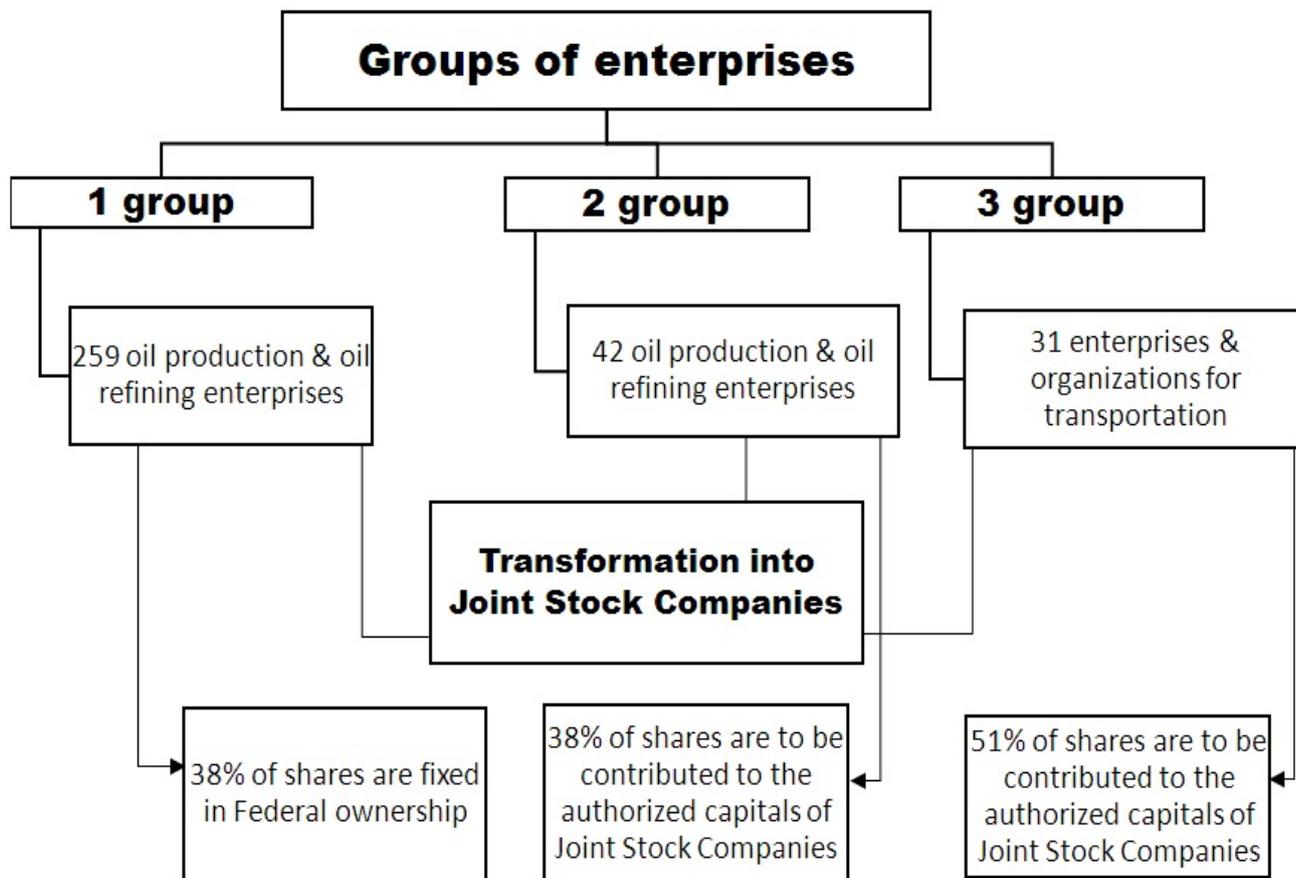


Figure 1 – Enterprises of the oil-producing and oil-refining industries, allocated to three main groups based in accordance with the Decree of the President of the Russian Federation No. 1403 of November 17, 1992

Among other things, by Decree No. UP-466 of September 26, 1992 «On measures to transform state associations, enterprises and organizations into joint-stock companies» of the President of Tatarstan, JSC «Tatneft» was created, which concentrated regional oil assets. The reforms carried out in the oil industry of the countries that made up the CIS, began to form the first vertically integrated oil companies: JSC «LUKOIL», JSC «Yukos», «Rosneft State Enterprise», JSC «Surgutneftegaz», JSC «Tatneft» and such powerful infrastructure companies as JSC «Transnefteprodukt» and JSC «Transneft».

The period of the mid-1990s was marked by the creation of a number of new large vertically integrated oil companies, accompanied by an improvement in the structure of existing enterprises, including through the repeated redistribution of oil assets that are still under state control. Very quickly, according to the above scheme, at least five new main components of the oil-refining sector were formed, including, for example, JSC «Bashneft».

The Decree of the President of the Russian Federation No. 327 of April 1, 1995 «On priority measures to improve the activities of oil companies», which in essence allowed the increase in the authorized capital of vertically integrated oil companies, regardless of the state's share of participation due to additional emission of assets, can be considered as the next stage in the development of the markets of the oil refining sector. The securities that issued this time were already subject to exchange for shares of joint-stock companies, and not for those securities that were issued by former state-owned enterprises, fixed in federal ownership and belonging to the first two groups. In fact, this state of affairs significantly determined the entire further reformation of the oil production and oil refining complex. Ultimately, 1995 saw significant changes in the vast majority of the oil-extracting and

refining industries. Many companies in the oil sector have used the mechanism described above. At the same time, each individual case provided for the preservation by the state of a share in these companies in the amount that was established when they were created.

The year 1995 was also associated with the active implementation of collateral schemes, thanks to which a dynamic growth in the privatization of vertically integrated companies was launched, as well as the transfer of shares of large companies to the property of individual financial groups. Among groups of this order, one can distinguish such as the «Oil Financial Company», «Alfa Group», or, for example, «MINATEP» and «Interros».

The collapse of the financial market that occurred in 1998 significantly affected the still incompletely formed structure of the Russian oil complex. At the beginning of 1998, the collapse of world oil prices to the level of 9 US dollars per barrel, gave rise to a sudden decline in the income of companies in oil production and oil refining, but at the same time, the financial crisis in the economy of that year initiated a positive effect for these companies, since the collapse of the ruble exchange rate had a beneficial effect on the influx of commodity exporters who received payment in foreign currency.

Starting from 1999, the next, already the third stage in the development of vertically integrated oil companies begins, which is associated with the privatization of oil assets, which were no longer bought out by individual financial groups, but by the strongest companies that coped with the shocks of 1998. Against the backdrop of these events, the processes of absorption and merger of oil companies were simultaneously taking place. Ultimately, by 2003, several of the largest vertically integrated enterprises were formed, producing more than 90% of Russian oil resources and producing more than 70% of its oil products. The list of these companies is as follows – «Surgutneftegaz», «Bashneft», «Yukos», «Sibneft» (since the mid 2000s known as «Gazpromneft»), «LUKOIL» «Rosneft», «Tatneft» and «TNK-BP Holding». These companies, in addition to «Yukos» and «TNK-BP holding», continue to play an important role in the oil production and oil refining industries in Russia today.

At the present stage, such companies as Surgutneftegaz, Rosneft, Gazpromneft, and LUKOIL are the most efficient and large-scale oil companies, all of which form the basis of the domestic oil and petroleum products market (slightly more than 70% eventually). This is due, first of all, to the structure of assets, which was formed initially and after mergers and acquisitions in the best way from the point of view of the economy.

It should be especially noted that the formation of vertically integrated oil refining and oil producing companies corresponded to the interests of our country and made it possible to find a way out of problems in an era of change and transformation. Most oil companies became the main sources of financing for the state treasury and took on a significant part of their tax liabilities.

References:

1. Bakanov, M. I. «Theory of economic analysis» [Text] / M. I. Bakanov, A. D. Sheremet – Moscow : Finance and statistics, 2012. – 815 p.
2. Kolyadov L. D. «The structure of the management of oil companies» [Text] / L. D. Kolyadov, L. R. Komarova, N. I. Epifanova – Moscow : INFRA-M, 2012. – 437 p.

СЕКЦИЯ 7. УПРАВЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

УДК 332.024

Особенности применения автоматизированных систем в практике процессного управления

Гуда П. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В основе любого бизнеса лежит набор бизнес процессов, которые имеют своей целью создание добавленной стоимости через создание полезности для конечного покупателя. Кроме того, необходимо отметить, что бизнес процессы соответствуют всем признакам стратегического актива, которые выделяет Джей Барни [1]:

1. они ценны для организации (как указано выше, бизнес процессы создают добавленную стоимость);
2. для них отсутствуют заменители (невозможно ничего создавать, просто имея набор станков или людей, необходимы процессы создания добавленной стоимости);
3. они сложны для воспроизведения и копирования (невозможно просто скопировать бизнес процессы, чтобы стать таким же успешным как лидер рынка, в любом случае процессы будут отличаться);
4. они редки среди конкурентов (каждый бизнес имеет свою историю и свои бизнес процессы, многие из которых являются уникальными и неповторимыми).

Аналогично одна из ключевых ролей бизнес процессам отводится и в методике управления бизнесом, получившей название Balanced Scorecard. Данный метод рассматривает 4 ключевых аспекта деятельности бизнеса, которые тесно связаны между собой: финансы, клиенты, бизнес процессы и персонал. Причем считается, что данные факторы в конечном итоге влияют на конечные стратегические цели бизнеса с временным лагом: для финансов лаг является нулевым, для клиентов – 1 месяц, для бизнес процессов – 2, для персонала – 3. Таким образом, мы видим, что любые проблемы и изъяны бизнес процессов приводят к не достижению стратегических целей бизнеса.

При этом компании, внедряющие у себя такие методы управления как scrum и agile, даже в большей степени зависят от качества управления бизнес процессами, нежели компании, исповедующие классические методы управления. Необходимость ведения, оценки и грамотного ведения бэклога, как и совместная работа, в том числе распределенных команд (многие процессы исполняются совместно командами разных национальностей, находящихся в разных местах, в том числе в разных часовых поясах) диктуют свои ограничения и потребности в автоматизации и цифровизации бизнес процессов.

Следовательно, если бизнес процессы являются стратегическим активом и направлены на формирование долгосрочных устойчивых конкурентных преимуществ, а также существенным образом влияют на достижение стратегических целей компании, то бизнес процессы должны управляться соответствующим образом. И одной из концепций управления бизнес процессами, которая получила особое распространение в последние годы одновременно с повсеместным внедрением IT технологий, является концепция Business Process Management (далее BPM).

IT Definitions and Glossary дает такое определение BPM – это концепция процессного управления организацией, рассматривающая бизнес-процессы как особые ресурсы предприятия, непрерывно адаптируемые к постоянным изменениям, и полагающаяся на такие принципы, как понятность и видимость бизнес-процессов в организации за счёт их моделирования с использованием формальных нотаций, использования программного обеспечения моделирования, симуляции, мониторинга и анализа бизнес-процессов, возможность динамического перестроения моделей бизнес-процессов силами участников и средствами программных систем.

ВРМ, как и лежащая в ее основе концепция Total Quality Management, имеет в своей основе нулевую терпимость к браку и рассматривает брак не столько с точки зрения изъяна конечного продукта, который доходит до покупателя, сколько с точки зрения возможных изъянов любых внутренних бизнес процессов компании. А так как возможные издержки из-за несоответствия стандартам качества невозможно оценить в полной мере (например, упущенную выгоду от отказа части потенциальных покупателей от приобретения товара компании из-за отзыва о бракованном продукте), то и управление бизнес процессами компании выходит на одну из ключевых ролей в бизнесе в целом.

Логичным следствием определения ВРМ является потребность во внедрении комплексного программного обеспечения, целью которого является максимальная цифровизация и автоматизация рутинных бизнес процессов, мониторинг и предсказание возможных нарушений, их перестроение и адаптация под меняющиеся потребности бизнеса. Такие системы в широком смысле получили общее наименование Business Process Management Systems, а описание бизнес процессов путем графического их отображения получил название нотации бизнес процессов.

В отличие от систем планирования ресурсов предприятия (enterprise resource planning, далее ERP), в которые, как правило, входят в основном документы и регистры данных, а последовательность их создания зачастую либо не регламентируется, либо остается на усмотрение оператора, либо не имеет адаптивности, система управления бизнес процессами (Business Process Management System, далее ВРМС) позволяет создавать схемы, которые сами ведут пользователей по нужному маршруту и стимулируют выполнение тех или иных задач.

ERP автоматизирует бизнес процессы, но по сути своей «пассивна» – то есть может ответить на любой вопрос, но только в том случае, если в ней уже содержатся какие-то данные. ВРМС же является «активной», то есть может раздавать задания исполнителям для получения нужного результата. Несмотря на то, что любая современная ERP система содержит в себе возможность настройки бизнес процессов, функционал этот, как правило, достаточно примитивен и не может приспособливаться и адаптироваться в зависимости от особенностей хоть и типового, но, по своему, уникального процесса. ВРМС же, в свою очередь, именно для этого и предназначен.

Несмотря на внешнюю похожесть, ВРМС и ERP системы служат разным целям. При этом не существует единого мнения внедрять эти системы вместе или по отдельности. А если вместе, то в какой последовательности. С нашей точки зрения важно подходить к процессу в каждом конкретном случае индивидуально. Если процессов количественно немного, но они относительно просты и понятны, а кросс функциональное взаимодействие имеет единичный характер, то может быть достаточно ERP системы со встроенным workflow модулем. Например, если компания создает неуникальный стандартизированный продукт, не подразумевающий сложного процесса его производства и реализации. Если в компании нет больших массивов учетной информации, но бизнес процессы в основном построены на кросс функциональном взаимодействии, то может быть достаточно ВРМС. Такой подход хорошо подходит компаниям, использующим в работе agile и scrum.

Однако в большинстве случаев будет удачным симбиоз этих двух систем с бесшовной интеграцией. При этом, как правило, в первую очередь должна внедряться именно ERP, так как ее внедрение уже подразумевает достаточно детальную проработку процессов и необходимость наполнения ее большим массивом данных, которые в дальнейшем будут использоваться при управлении процессами в ВРМС. При этом для оценки эффективности внедрения стоит считать показатели в совокупности по обеим системам (например, ROI). Идеи процессного управления на текущий момент с трудом поддаются кроссфункциональные адаптивные процессы, так как они принципиально непредсказуемы, а также крайне быстро меняются. Получается, что в основе бизнеса часто лежат процессы, которые невозможно описать с точки зрения нотаций, так как развилка может предполагать не просто ответ на вопрос «да/нет», но и целый спектр вариантов дальнейшего развития событий, зависящих от ответа неконтролируемого окружения [2]. Например, в медицине результаты анализов пациента могут давать целый спектр вариантов развития событий.

Как результат всех этих представлений появилась концепция Adaptive Case Management (далее АСМ), которая представляет собой регулярно пополняющийся набор кейсов, которые предлагает система в зависимости от результата события. Например, те же анализы пациента в зависимости от результата могут иметь сотни, а то и тысячи вариантов дальнейших действий и задача АСМ в таком случае заключается не в том, чтобы направить пользователя по единственно верному пути. Задача АСМ предложить набор вариантов для оператора системы, который, в отличие от классического подхода BPM считается разумным (knowledge worker).

Также в современном бизнесе крайне популярны методы роботизации рутинных, повторяющихся, циклических, предсказуемых процессов, особенно выполняемых на базе внутренних нормативных актов или SLA. Получается, что в BPMS встраивается самообучающийся искусственный интеллект, который какое-то время обучается, наблюдая за работой живого человека, а уже далее начинает самостоятельно искать ответы на типовые вопросы, в том числе с помощью «чтения» нормативной документации или SLA. Дальнейшее развитие в данной области мне видится через удешевление внедрения и использования таких роботов, а также разработку типовых способов решения типовых проблем по отраслям и типам бизнесов. Следующий явный тренд, который стоит отметить – это появление low-code и no-code платформ. Их суть заключается в том, что формируется некая среда, для настройки которой не требуются знание и навыки написания программного кода, где настраиваются и визуализируются бизнес процессы, которые в последствии уже передаются на исполнение. По сути продукт создается как конструктор из уже имеющихся в приложении стандартных блоков. Дальнейшее развитие low-code no-code платформ откроет новые возможности для внедрения BPM в небольших компаниях, которые не располагают бюджетами на ИТ инфраструктуру. Кроме того, быстрыми темпами развивается формат мобильных приложений, которые постепенно вытеснят своих десктопных собратьев. Еще одним явным трендом является рост популярности облачных систем (Soft-as-a-service, далее SaaS), когда ПО, базы данных и все администрирование системы находится в ответственности вендора, а пользователь приобретает доступ к облачному хранилищу и возможности использовать программный продукт [3].

Также следует отметить важную тенденцию к интеграции и смычке различных систем. Например, BPMS уже по сути поглотил системы электронного документооборота, а также часто дополняет ERP системы с точки зрения настройки в них бизнес процессов путем бесшовной интеграции. В конечном итоге можно предположить, что именно BPMS возьмет на себя роль экосистемы компании, внутри которой будут функционировать все остальные информационные системы.

Библиографический список:

1. Firm resources and sustainable competitive advantage / Barney, J. В. // Journal of Management. – 1991. - №17. - 99-120.
2. Тенденции и перспективы развития BPM-систем [Электронный ресурс]. - <https://www.tadviser.ru/index.php/>
3. Что вы должны знать про BPM [Электронный ресурс]. - https://market.cnews.ru/research/bpm_2020/2020-10-26_chto_vy_dolzhen_znat_pro_bpm

УДК 330.341.1:004

Вопросы цифровизации промышленных предприятий, проблемы и пути их преодоления

Кирилюк Н. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Промышленные предприятия в настоящее время сталкиваются с необходимостью цифровизации своих бизнес-процессов для повышения эффективности производства и улучшения конкурентоспособности на рынке. Однако, в этом процессе возникают ряд проблем, которые необходимо преодолеть.

Одной из главных проблем является недостаток квалифицированных специалистов, которые могут проектировать, внедрять и обслуживать системы цифровизации. Для решения этой проблемы предприятия могут обратиться к услугам внешних консультантов, а также увеличить количество собственных IT-специалистов и организовать обучение существующего персонала. По данным Всемирного экономического Форума, в 2022 году 55% сотрудников потребовалось глубокое обучение, причем 35% потребовалось как минимум семь месяцев повышения квалификации по развитию новых навыков [1]. Исследование PWC подтверждает, что 75% работников готовы пройти переобучение и повышение квалификации, чтобы получить новые знания и цифровые компетенции [2].

Еще одной проблемой является необходимость интеграции новых технологий в уже существующую инфраструктуру. В этом случае необходимо провести тщательный анализ и планирование внедрения новых систем, чтобы убедиться в их совместимости и возможности эффективной работы в рамках текущей инфраструктуры.

Также при цифровизации промышленных предприятий возникает проблема безопасности данных и информации. Предприятия должны обеспечить надежную защиту своих систем и данных от кибератак и взломов, а также установить механизмы контроля доступа к конфиденциальной информации.

Одной из основных целей цифровизации является увеличение производительности и оптимизация бизнес-процессов. Однако, в некоторых случаях внедрение новых технологий может привести к увеличению сложности и неэффективности процессов. Для того чтобы избежать этого, необходимо проводить комплексный анализ и оценку эффективности новых систем до их внедрения.

Для решения проблем, связанных с цифровизацией промышленных предприятий, необходимо проводить тщательную подготовку и планирование, а также обратиться к услугам специалистов. Важно также учитывать индивидуальные особенности предприятия и выбирать наиболее подходящие для него технологии. Кроме того, необходимо обучать персонал использованию новых систем и технологий, а также обеспечивать их поддержку и обслуживание.

Для успешной цифровизации промышленных предприятий необходимо также учитывать регулятивные и законодательные аспекты. Некоторые отрасли, такие как фармацевтика и пищевая промышленность, подвергаются строгим требованиям к качеству и безопасности продукции, а также к системам управления производством. Поэтому внедрение новых технологий должно соответствовать требованиям законодательства и нормативных документов.

Одним из способов преодоления проблем, связанных с цифровизацией, является использование концепции «цифровые двойники». Эта концепция заключается в создании виртуальной копии реальных объектов и процессов, которые можно моделировать и тестировать в виртуальной среде. Это позволяет снизить риски и увеличить эффективность внедрения новых технологий.

Еще одним путем преодоления проблем, связанных с цифровизацией, является использование облачных технологий и аутсорсинга. Это позволяет предприятиям снизить затраты на IT-инфраструктуру и обслуживание систем, а также получить доступ к новейшим технологиям и решениям.

В целом, цифровизация промышленных предприятий является необходимым шагом для повышения эффективности и конкурентоспособности на рынке. Однако, для успешного внедрения новых технологий необходимо проводить тщательный анализ, планирование и оценку эффективности. Кроме того, необходимо учитывать индивидуальные особенности предприятия и выбирать наиболее подходящие решения, а также обеспечивать обучение и поддержку персонала.

Как пример, можно взять внедрение цифровых технологий на производстве автомобилей.

Для производства автомобилей используется огромное количество оборудования и множество сложных процессов. Внедрение цифровых технологий может существенно повысить эффективность производства, снизить затраты и улучшить качество продукции.

Одним из путей цифровизации производства автомобилей может стать использование системы «умной фабрики», которая основана на современных технологиях и позволяет

собирают, обрабатывают и анализируют данные в реальном времени. Система «умной фабрики» включает в себя такие компоненты, как датчики, облачные вычисления, искусственный интеллект и интернет вещей.

С помощью датчиков, установленных на оборудовании, можно собирать информацию о его работе и состоянии. Эта информация передается в облачное хранилище, где происходит ее обработка и анализ. Используя алгоритмы машинного обучения и искусственного интеллекта, можно выявлять проблемы и сбои в работе оборудования заранее, до того, как они приведут к авариям и простоям на производстве.

Благодаря использованию системы «умной фабрики» можно снизить затраты на обслуживание оборудования и уменьшить время простоя на производстве. Также система позволяет улучшить качество продукции, поскольку обеспечивает более точный контроль и управление процессами производства.

Однако, внедрение таких технологий требует значительных затрат на обучение персонала и модернизацию производственных процессов. Кроме того, необходимо учитывать особенности производства в автомобильной отрасли и применять наиболее подходящие решения для каждого конкретного случая.

В итоге, цифровизация производства автомобилей может принести существенные преимущества, но требует тщательного анализа и планирования, а также подготовки персонала и обновления производственных процессов.

Дополнительно стоит отметить, что одной из проблем цифровизации промышленных предприятий является необходимость обновления и модернизации существующих систем. Некоторые предприятия имеют устаревшее оборудование, которое не может быть использовано для внедрения новых технологий. В таких случаях необходимо провести реструктуризацию производства и внедрить новое оборудование.

Также важно учитывать риски, связанные с цифровой трансформацией. Внедрение новых технологий может повлечь за собой нарушение старых производственных процессов, что может привести к ошибкам и дополнительным расходам. Необходимо оценить потенциальные риски и разработать план действий для их минимизации.

Наконец, цифровизация промышленных предприятий требует значительных финансовых затрат.

Среди российских компаний, которые уже успешно внедрили цифровые технологии в свою деятельность, можно отметить:

"Ростелеком" - крупнейший телекоммуникационный оператор России, который активно развивает цифровые технологии и услуги для промышленности, включая системы IoT, облачные вычисления, аналитику данных и т.д.

"НЛМК" - крупнейший производитель стали в России, который успешно внедрил систему управления производственными процессами, основанную на цифровых технологиях.

"Газпром нефть" - одна из крупнейших нефтяных компаний в России, которая активно использует цифровые технологии в своих производственных процессах, включая автоматизацию буровых работ и мониторинг скважин.

"Сбербанк" - крупнейший банк в России, который активно развивает цифровые технологии в сфере финансовых услуг, включая онлайн-банкинг, электронные платежи и т.д.

"Яндекс" - крупнейшая интернет-компания в России, которая разрабатывает и внедряет цифровые технологии в различных сферах, включая автономную езду, искусственный интеллект и т.д.

Это лишь некоторые примеры российских компаний, которые уже успешно внедрили цифровые технологии в свою деятельность. Однако, процесс цифровизации в России продолжается, и можно ожидать, что в ближайшее время все больше компаний будут активно внедрять цифровые технологии в свои производственные и бизнес-процессы.

Одним из вариантов поддержки промышленности регионов является механизм предоставления единой государственной субсидии, который был начат в 2016 году. Тогда средства господдержки были направлены Республике Крым, Ставропольскому краю и Республике Удмуртия, при этом удалось привлечь более 7 млрд руб. внебюджетных

инвестиций. Поддержка инновационной активности регионов является важным фактором их дальнейшего развития [3].

В заключение можно отметить, что цифровизация промышленных предприятий – это неизбежный процесс, который позволяет повысить эффективность производства, снизить затраты и улучшить качество продукции. Однако, при внедрении цифровых технологий необходимо учитывать особенности каждого конкретного производства и подбирать наиболее подходящие решения.

Для успешной цифровизации необходимо проводить тщательный анализ текущих производственных процессов и определять ключевые области, в которых можно внедрить новые технологии. Также важно обучать персонал новым технологиям и создавать условия для их использования.

В целом, цифровизация промышленных предприятий – это процесс, который помогает повысить конкурентоспособность предприятий, сделать производство более гибким и адаптивным к изменяющимся рыночным условиям. Поэтому, цифровизация – это не просто инвестиция в технологии, это инвестиция в будущее.

Библиографический список:

1. Jenkins, J.A. (CEO, AARP), 2019. An Ageing Workforce Isn't a Burden. It's an Opportunity, World Economic Forum Annual Meeting, 3 Jan. 2019, <https://www.weforum.org/agenda/2019/01/an-aging-workforce-isnt-aburden-its-an-opportunity/>
2. Industrial manufacturing trends 2020: Succeeding in uncertainty through agility and innovation [Электронный ресурс] <https://www.pwc.com/gx/en/ceo-survey/2020/trends/industrial-manufacturing-trends-2020.pdf>
3. Morozov M.A., Morozova N.S., Morozov M.M., Moldazhanov M.B. Innovative development of the regional economy. Семей, 2019.

УДК 005.2

Концептуальные аспекты государственного управления устойчивым социально-экономическим развитием Арктической зоны Российской Федерации

Загитова Л. Ф.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В современных условиях нарастающего интереса к развитию Севера России, с учетом сложных для страны условий, к которым относятся не только кризис и кардинальные экономические преобразования, но и трансформация, происходящая в Арктическом макрорегионе, роль государственного управления, его регулирующие и контролирующие функции и зона вмешательства в экономику, занимает важное значение. Развитие Арктической зоны не представляется возможным без ведущей роли государственного управления. Исследования теории государственного управления и регулирования экономики, в совокупности с анализом специфики, уникальных особенностей и проблем устойчивого развития Арктики, позволяют предлагать системный комплексный подход к совершенствованию государственного управления в Арктической зоне Российской Федерации. Такой подход имеет активное управляющее влияние и указывает на необходимость стимулирования и поддержки социально-экономического развития Арктики России в регулярно изменяющихся условиях развития экономики макрорегиона.

Система управления развитием макрорегиона представляет собой совокупность взаимосвязи таких элементов, как: долгосрочное целеполагание в Арктической зоне, которое основано на системе долгосрочного планирования, с учетом выбора соответствующих методов и инструментов воздействия, главным образом направленных на поддержание и стимулирование устойчивого социально-экономического развития; формирование правовых, организационных, социально-экономических и экологических мер государственного

управления и регулирования, учитывающая все специфические особенности и условия ее развития, организация системы мониторинга и контроля эффективности воздействия государства на экономические процессы в Арктической зоне Российской Федерации (рис.1).



Рис. 1 - Система управления развитием Арктической зоны Российской Федерации

Предложенный вариант системы управления развитием Арктики позволяет определять условия, особенности и проблемы, тенденции и возможности социально-экономического развития, оценивать факторы и риски, влияющих на реализацию государственной политики.

В настоящее время наблюдается изменение концептуального видения государственного управления устойчивым социально-экономическим развитием АЗРФ на различных уровнях. Трансформация экономики колоссально увеличивает востребованность в применении новых перспективных подходов для эффективного государственного управления устойчивым развитием и необходимость совершенствования уже существующих управленческих инструментов и механизмов государственной политики.

Теперь большое внимание со стороны органов государственного управления уделяется системам оценки эффективности, разработке стратегии, стандартов и управленческих решений. Также чувствуется потребность внедрения элементов стратегического планирования в результате развития социально-экономических систем. Ведь с развитием муниципальных социально-экономических систем усиливается потребность в практическом применении методологических подходов к оценке эффективности системы государственного управления устойчивым развитием. Кроме этого актуальность приобретает подход, который связан с формированием территориального статуса и успешного продвижения муниципальных образований северных широт, как объектов инновационного и инвестиционного развития.

Изначально создание такого макрорегиона, как Арктическая зона Российской Федерации, подразумевало привлечение за собой разработку особой стратегии его освоения. Как известно, Арктическая зона занимает пятую часть площади Российской Федерации, при этом на данной территории проживает около 2 % населения страны. К особенностям Арктики России смело можно отнести такие факторы, как суровые климатические условия, неразвитый уровень инфраструктуры, транспортная недоступность, завышенная стоимость энергоресурсов, все это с учетом низкой плотности населения.

В причинно-следственных связях, которые заложены в концептуальный аспект модели управления Развитием АЗРФ, выделяются следующие ключевые моменты для исследования: пространственный аспект, проявляющийся в учете экологических, социально-экономических и инфраструктурных особенностей исследуемой зоны; моделирование реальных объектов и процессов в социальной, экологической, и экономической системы Арктики; необходимость формирования единой концепции управления устойчивым социально-экономическим развитием территории Арктической зоны.

Российская Арктика в зоне пристального внимания федеральных органов власти, на сегодняшний день функционируют стратегические и программные документы, определяющие направление развития северных широт.

Для оценки перспективы развития Арктической зоны РФ разработана Государственная программа, являющаяся механизмом управления, которая на период развития 2021-2024 годы оценивается в 19,6 млрд. рублей [3]. Настоящая Программа преследует такие цели, как ускорение экономического развития территорий; увеличение вклада территорий, входящих в состав Арктики, в экономический рост страны, обеспечение надежных условий для устойчивого социально-экономического развития региона. Ожидаемые результаты от реализации Программы - это накопленный объем внебюджетных инвестиций резидентов АЗРФ и территорий опережающего социально-экономического развития в этой зоне, привлекаемых для реализации инвестиционных проектов, составит 176,1 млрд. рублей. По результатам реализации мероприятий Программы количество созданных на территории Арктической зоны России рабочих мест составит 30 тыс. единиц нарастающим итогом. В это время, качественными показателями реализации Программы будут являться такие факторы, как улучшение условий для привлечения внебюджетных инвестиций, стимулирование предпринимательской активности на арктической территории и, что особенно важно, формирование механизмов ускоренного социально-экономического развития территорий Арктической зоны Российской Федерации.

Устойчивое развитие арктических территорий формируется по принципам, к которым относятся обеспечение стратегических национальных интересов в области экономики, транспортной и социальной инфраструктуры, геополитики и обороны, инноваций и охраны окружающей среды. Здесь нужно отметить, что невозможно осуществить любое важное стратегическое начинание без необходимой транспортной инфраструктуры, являющейся основой комплексного развития Арктических территорий, в целом всего макрорегиона и их связи с единым экономическим пространством Российской Федерации. По предварительным данным для эффективности взаимодействия транспортных систем только в северной части страны должны быть созданы или восстановлены около десятка морских портов, которые могут занять ключевые позиции транспортных узлов в освоении Арктической зоны. В связи с практическим отсутствием на большей части арктической территории развитых железнодорожных и автотранспортных сетей наиболее рациональным является применение системы водного транспорта. Именно порты являются основным объектом транспортной инфраструктуры северных широт, так как речной и морской транспорт могут обеспечить нужды всех субъектов на огромных территориях северных широт и в условиях сурового климата Арктики. В связи с тем, что акватория северных морей занимает большую площадь среди остальных российских бассейнов, возникают дополнительные сложности для организаций, занимающихся транспортировкой и затрудняется доставки грузов транспортными системами. Одной из основных проблем с учетом ориентированности на нефтегазодобывающие комплексы является в механизмах управления доставки грузов в арктические районы России. Развитие, строительство и размещение объектов транспортно-логистической инфраструктуры требует внушительных капиталовложений.

Сформированные изменения в концептуальных аспектах в теоретико-методологическом, а именно в методической проработке проблем стратегического планирования устойчивого социально-экономического развития муниципальных образований, а еще также необходимость инновационного усовершенствования и модернизации российской экономики не в полной мере удовлетворяют запросам практических подходов. На данном этапе чувствуется нехватка научного обоснования и рекомендаций эффективного применения современных методов государственного управления развитием муниципальных образований, исследование, разработка и внедрение эффективных механизмов и инструментов и реализация данных процессов. Именно для решения таких нюансов требуется системный подход, глубокая теоретическая и методологическая проработка для дальнейшего успешного применения на практике.

Таким образом, концептуальные аспекты государственного управления устойчивым социально-экономическим развитием Арктической зоны, целью которых являются

эффективный рост экономики, плавно, но верно заменяются на управленческую концепцию, которая направлена на повышение качества жизни населения Арктики. Это обуславливается принципиально новыми требованиями к организации процесса управления и применяемым на практике методологическим подходам и инструментам.

Библиографический список:

1. Чиждва Л.А., Тудтгн А.Г. концептуальная основа управления сбалансированным развитием территорий Арктической зоны Российской Федерации // *Фундаментальные исследования*. – 2021. – № 12. – С. 209-214; URL: <https://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=43178> (дата обращения: 26.01.2023).
2. Фаузер В. В., Смирнов А. В., Лыткина Т. С., Фаузер Г. Н. Вызовы и противоречия в развитии Севера и Арктики: демографическое измерение // *Арктика: экология и экономика*. — 2022. — Т. 12, № 1. — С. 111— 122. — DOI: 10.25283/2223-4594-2022-1-111-122.
3. Постановление Правительства РФ от 30 марта 2021 г. № 484 МОСКВА «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации».
4. Указ Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года».

УДК 005.22

Совершенствование закупочной деятельности в строительных организациях нефтегазовой отрасли

Фоменко А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Закупочная деятельность и снабжение объектов строительства материально-техническими ресурсами являются неотъемлемой частью проведения строительно-монтажных работ. Учитывая данный факт их совершенствование и развитие приведут к уменьшению затрат на закупку материально-технических ресурсов, а также сокращению сроков проведения строительно-монтажных работ, что приведет к увеличению прибыли строительной компании.

Для проведения совершенствования закупочной деятельности требуется понимать основные задачи, этапы и проблемы с которыми сталкиваются строительные компании при осуществлении закупочной деятельности.

Основными задачами закупочной деятельности стоит выделить:

- Организация и осуществление закупок в том числе согласование цены и заключение договора на поставку; организация доставки к месту хранения; составление графика поставок; организация приемки и размещения товаров на складе.
- Экономическое обоснование затрат на осуществление закупки, своевременное выполнение требований Заказчика в организации поставки материально-технических ресурсов с необходимыми показателями цены и качества.
- Осуществление контроля поставок, отслеживание и соблюдение сроков поставки, контроль полного соответствия поставленных материалов проектной документации, проверка правильности и комплектности требуемой технической документации.
- Расчет стоимости перспективных объектов и формирование бюджетов закупок.

Основными этапами закупочной деятельности являются:

- Выявление потребности в материально-технических ресурсах.
- Получение коммерческих предложений от контрагентов согласно требуемой потребности.
- Выбор поставщика исходя из факторов наиболее соответствующим требованиям закупочной процедуры материально-технических ресурсов.
- Оформление договоров на закупку материалов.

Как повысить эффективность материально – технического обеспечения предприятия

Лобов А. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Отлаженное функционирование системы материально-технического обеспечения (МТО) - обязательное условие экономической эффективности предприятия.

В деятельности строительной компании нефтегазовой отрасли своевременная и качественная комплектация объекта строительства приобретает особое значение, так как является одним из определяющих факторов обеспечения ввода объекта в эксплуатацию в утвержденные сроки.

Учитывая задачи, стоящие сегодня перед нефтегазовым комплексом, мероприятия, направленные на недопущение ошибок в организации МТО предприятия, являются первостепенными.

Цель блока МТО предприятия - обеспечение поставки необходимых материально – технических ресурсов (МТР) надлежащего качества в требуемом количестве, точно в срок, при этом с соблюдением оптимальных стоимостных показателей.

Для достижения данных целей подразделения МТО должны обеспечить решение следующих задач:

- координация и синхронизация с подготовкой производства, финансовыми службами, производственными подразделениями и поставщиками;
- организация информационных потоков для всех участников бизнес – процесса МТО;
- организация закупочных процедур, в том числе выбор поставщиков, согласование цены, логистика, контроль исполнения договоров поставки, формирование бюджета закупок.

Недостаточная эффективность работы блока МТО в первую очередь может быть связана с недоработками в организации бизнес - процесса и отсутствием формализации основных процедур. Можно выделить следующие наиболее часто встречающиеся ошибки:

1. Некорректное планирование – одна из наиболее часто встречающихся ошибок подразделений МТО. Грамотная организация работы подразумевает формирование потребности в МТР, требуемых в планируемый отрезок времени, заранее - на основании определенных производственным блоком требуемых сроков поставки с учетом имеющейся информации о нормативных сроках изготовления тех или иных МТР, а также сроках доставки до объекта.

При отсутствии четкого планирования закупки часто производятся в срочном аварийном формате. Как следствие, времени на проработку поставки МТР не хватает, и закупка производится без необходимой оценки рынка и без гарантии выбора поставщика, который предлагает лучшие условия. Как итог, растет риск приобретения предприятием МТР низкого качества по цене, превышающей рыночную.

Встречаются случаи, когда для недопущения указанной выше ситуации, вместо детального планирования МТР закупаются заранее и в количестве, превышающем все теоретически возможные объемы. В результате закупленные материалы могут оказаться частично либо полностью невостребованными, в процессе хранения потерять свои потребительские свойства и быть списанными. Таким образом, предприятие понесет значительные некомпенсируемые убытки.

Более того, при отсутствии плана закупок становится невозможным формирование бюджета финансирования блока МТО, что в свою очередь может привести к кассовому разрыву, необходимости в незапланированном кредитовании, неисполнению договорных обязательств перед поставщиками и, как следствие, снова к убыткам. Финансовым и репутационным.

2. Отсутствие единой информационной системы, в том числе классификатора НСИ, на всех этапах МТО также приводит к проблемам. Следствием этого становится задержка и несогласованность при передаче информации из одного подразделения в другое, просчеты в

операциях (например, в сформированной потребности указаны одни МТР, а в подписанных договоре и спецификации с поставщиком – другие; как следствие, при отсутствии проверки и сравнения на склад поступают совершенно бесполезные материалы), формирование ошибочных управленческих отчетов, отсутствие возможности оперативного сквозного контроля состояния комплектации объекта в любой момент времени.

3. Децентрализованные закупки, когда производственные компании в составе группы самостоятельно обеспечивают себя МТР: осуществляют поиск и выбор поставщиков, закупки, производят хранение и учет товарно-материальных ценностей, — источник значительных финансовых потерь для любого крупного предприятия. В ситуации, когда различные подразделения самостоятельно пытаются вести закупочную деятельность, неизбежным результатом будут несогласованность действий, завышенные цены (как следствие, отсутствия возможности формирования больших партий путем объединения потребности), образование невостребованных складских запасов.

Эффективность работы блока МТО предприятия может быть повышена в первую очередь за счет формализации и унификации бизнес - процессов.

Для этого на предприятии необходимо разработать и внедрить единую методологию управления МТО, обеспечить работу всех участников процесса в единой информационной системе, унифицировать принципы, подходы и бизнес-процессы, сформировать соответствующую организационную структуру подразделений МТО, формализовать распределение полномочий и ролей в области МТО.

Следует сформировать и реализовать такую структуру блока МТО в компании, которая позволит обеспечить соблюдение выбранной стратегии организации МТО и достижение стоящих перед ним задач. При этом надо изначально определиться с распределением полномочий, исходя из выбранных способов закупок, а также с учетом определенной стратегии и эффективности разделения функционала и ответственности.

Внутреннюю структуру блока МТО целесообразно построить, исходя из выделения подразделений по функциям:

- формирование комплекточной ведомости объекта;
- выбор поставщиков и закупка МТР;
- логистика и складской учет;
- координаторы проектов.

Специалисты по комплектации формируют комплекточную ведомость объекта, включающую все необходимые для строительства МТР с информацией о количестве, лимитированной стоимости и всех технических характеристиках. Подразделение по организации выбора поставщиков и закупке МТР готовит предложения поставщикам, проводит технико-экономический анализ предложений поставщиков, организует подготовку и согласование проектов договоров и спецификаций на поставку, контролирует исполнение договоров поставки (сроки поставки, финансовые условия, качество) и сбор комплекта документов по поставке МТР. Логисты занимаются организацией доставки и хранения закупленных МТР, а также складского учета.

Отдельное подразделение – координаторы проектов в части комплектации - контролируют комплектацию объектов всеми необходимыми ресурсами, выявляют потенциальные риски и проблемные ситуации в части комплектации и обеспечивают взаимодействие с производственными строительными подразделениями.

Деятельность подразделений блока координирует руководитель службы МТО. После построения структуры блока МТО необходимо сформировать типовое распределение функционала (права, полномочия, обязанности, исполняемые функции) участников процесса на каждом из участков комплектации объекта. Надо постараться сделать это оптимальным образом, чтобы у участников процесса не возникали конфликтные ситуации в ходе работы.

С точки зрения оформления разделения полномочий и ответственности удобно утвердить данное распределение в форме матрицы, в которой будут указаны должностные позиции сотрудников и соответствующий им функционал.

Закрепление функций за сотрудником фиксируется в соответствующих регламентирующих документах и должностных инструкциях. В подавляющем большинстве случаев службы МТО не являются самостоятельными бизнес-единицами — они только обеспечивают основную производственную деятельность. Действующий на основании единых принципов блок МТО даст возможность обеспечить синхронизацию работы данного подразделения с деятельностью всей компании, встраивание в общую стратегию предприятия, повышение эффективности. Бизнес-процессы и регламентирующие документы подразделения МТО требуют унификации.

Специфические обязанности, имеющиеся на каждом из этапов процесса, должны быть учтены в соответствующих документах, описывающих выполняемый функционал. Поэтому в организации должны быть разработаны регламенты бизнес-процессов. В данные документы, помимо всего прочего, должны в обязательном порядке входить схемы работы в случае форс-мажорных ситуаций, а также порядок действий в случае изменения рабочей документации.

Эффективность управления МТО во многом зависит от умения правильно распорядиться ограниченными оборотными средствами. Планирование здесь — залог успеха. Работа по комплектации объектов строительства должна быть основана на четком планировании (исходя из графика производства работ), синхронизирована с деятельностью производственных и финансовых служб, а также с работой других подразделений предприятия.

Основной объем МТР должен приобретаться на плановой основе с учетом утвержденных требуемых сроков поставки и бюджетов закупок. Кроме того, закупочная деятельность должна быть включена в производственные и финансовые планы предприятия. Бюджет блока МТО должен быть согласован в рамках общего бюджета производственной деятельности для недопущения недофинансирования закупок и кассовых разрывов. Необходимо минимизировать закупки, осуществляемые в авральном режиме и отсутствующие в утвержденных бюджетах.

Формирование планов закупки и бюджетов МТО по периодам необходимо осуществлять в четком соответствии с графиком производства работ. Максимальной оптимизации использования финансовых ресурсов при закупке МТР на крупном предприятии можно добиться только в случае централизации закупочной деятельности. Если на централизованной основе закупаются хотя бы основные ценообразующие материалы, эффективность работы подразделений МТО резко повышается.

При такой структуре работы блок МТО головной компании определяет, какие МТР он самостоятельно закупает на централизованной основе (как правило речь идет о наиболее дорогостоящих и ценообразующих материалах) путем формирования разделительной ведомости МТР. Данный документ направляется в дочерние/зависимые общества, которые руководствуются им в своей закупочной деятельности. При этом целесообразно изначально согласовать и утвердить типовую разделительную ведомость со стандартным разделением ответственности по закупке различной номенклатуры между головной компанией и дочерними/зависимыми обществами.

Для обеспечения оптимального взаимодействия структурных подразделений организации в процессе комплектации объекта строительства должны быть сформированы единые справочники НСИ. Данные справочники после согласования и утверждения должны быть внедрены не только в головной компании, но и во всех предприятиях группы. За счет этого можно будет свести к нулю ошибки при передаче информации на любом их участках МТО, организовать единое информационное поле для всех участников процесса комплектации объекта строительства, повысить достоверность отчетности и качество управления процессами.

В результате внедрение указанных выше мероприятий по оптимизации процессов снабжения позволит предприятию:

- организовать осуществление комплектации объектов строительства в сроки, необходимые для обеспечения утвержденных графиков производства работ;
- обеспечить своевременное и достоверное формирование бюджетов закупок;
- организовать плановую работу блока МТО;
- повысить качество контрольных процедур.

Продуманное выстраивание бизнес-процессов МТО позволит предприятию повысить общую рентабельность деятельности. Так, например, организация закупок на конкурсной основе дает возможность осуществлять их по минимальной стоимости, а обеспечение плановой работы – минимизировать складские запасы и соответственно «замороженные» финансовые ресурсы.

Библиографический список:

1. Как повысить эффективность МТО [Электронный ресурс]. - <https://upr.ru/article/kak-povysit-effektivnost-mto-chast-1-osnovnye-problemy-i-pervoocherednye-organizacionnye-mery/> (дата обращения: 27.01.2023).

УДК 330.322.14

Финансово-экономические аспекты управления муниципальными образовательными организациями

Барышникова Е. И.

*Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета,
г. Воркута, Россия*

Актуальность темы исследования. Модернизация общего образования предполагает серьезные изменения в образовательной системе. В первую очередь необходимо формирование современных механизмов модернизации управления финансированием деятельности общеобразовательных учреждений, базирующееся на применении современных, наиболее перспективных технологий. Очевидно, что эффективность функционирования финансовых механизмов зависит от различных факторов и соответствует конкретным условиям, поэтому образовательные организации выбирают различные методы, способы и пути, ориентированные на постоянное улучшение результатов своей деятельности.

При этом управление образованием осложняется отсутствием четкого разграничения полномочий между органами государственной власти и органами местного самоуправления, которые не всегда согласованно действуют при реализации единой политики развития образования.

Формирование таких механизмов должно быть ориентировано на привлечение максимального количества необходимых ресурсов (кадровых, финансовых, материально-технических, информационных и т.д.). В связи с этим, разработка и внедрение эффективных форм финансирования функционирования образовательных систем, является важнейшей задачей не только для исследователей, но и для органов государственного управления при принятии решений в сфере образования.

Цель исследования состоит в разработке практических рекомендаций по совершенствованию управления общеобразовательными учреждениями на основе внедрения нормативно-подушевого финансирования и эффективной системы оплаты труда работников этой сферы.

Анализ последних исследований. Проблематика модернизации и развития образовательных систем давно привлекает внимание отечественных и зарубежных специалистов в области образования. Как отмечается в работах А. Борзенко-Мирошниченко, О. Прикот, В. Виноградова, В. Блинцова, В. Волкова, Ю. Каменской, Ж. Тимонина, М. Кларина, С. Колесника, А. Родионова, А. Жердева, М. Терованесова и других, важнейшим фактором обеспечения эффективности обучения является построение рациональной системы финансирования образовательных систем, что, в свою очередь, должно стать неотъемлемой частью системы управления образовательными учебными заведениями.

Обоснованием методов финансирования образовательной отрасли занимались И. Абанкина, И. Гумеров, В. Романова, О. Ястребова и другие исследователи, в работах которых были заложены научные основы реформирования системы финансирования образовательных организаций и внедрения нормативно-подушевого подхода.

Применению современных технологий в управлении образовательными структурами посвящены труды М. Логинова, В. Рача, Н. Руликовой и других ученых. Однако процессы модернизации финансирования отечественного образования остаются не до конца изученными и разработанными, оставаясь одним из самых актуальных аспектов социально-экономического развития государства.

Постановка проблемы. В настоящее время используется традиционная система финансирования муниципальных общеобразовательных учреждений (МОУ) из государственного бюджета, представленная на рисунке 1.



Рис. 1 - Существующая система финансирования муниципальных общеобразовательных учреждений из государственного бюджета

Однако используемая схема не обеспечивает:

- прозрачность финансирования образовательных комплексов;
- равные образовательные возможности учреждений образовательного комплекса;
- самостоятельность руководства образовательных учреждений в распределении финансовых ресурсов;
- рост заработной платы педагогов и их мотивацию к повышению эффективности труда;
- возможность привлечения дополнительных финансовых средств путем оказания платных образовательных услуг [1].

Указанные обстоятельства обусловили необходимость разработки нового, более эффективного механизма финансирования муниципальных образовательных учреждений, адаптированного к специфике и условиям функционирования образовательной системы региона, базирующегося на принципе зависимости объема выделяемых денежных средств от численности обучающихся. Подобная система, разработанная и используемая в некоторых регионах Российской Федерации, называется нормативно-подушевым финансированием (НПФ) [2].

Изложение основного материала исследования. На основании проведенных автором исследований [3, 4], предлагается использовать механизм финансирования муниципальных образовательных организаций, базирующийся на принципе зависимости объема выделяемых бюджетных средств от численности обучающихся и адаптированный к специфике и условиям функционирования образовательной системы территории, называемый нормативно-подушевым финансированием.

Система нормативно-подушевого финансирования разработана с целью повышения эффективности механизма финансирования образовательных организаций из государственного и муниципального бюджетов.

Размер выделяемых средств на поддержку реализуемых в образовательном учреждении образовательных программ в части покрытия расходов на оплату труда работников, компенсации расходов на учебно–методическое обеспечение, технические средства обучения, расходные материалы и хозяйственные нужды определяется по формуле:

$$V_{i\text{fin}} = \sum_{n=1}^3 (N_n^s \cdot Q_n^s) + \sum_{n=1}^3 (N_n^g \cdot Q_n^g) + \sum_{n=1}^3 (N_n^c \cdot Q_n^c) + \sum_{n=1}^3 (N_n^p \cdot Q_n^p) + N^{pg} \cdot Q^{pg} + \sum_{n=1}^3 (N_{si} \cdot K_i^n), \quad (1)$$

где: $V_{i\text{fin}}$ – объем бюджетного финансирования бюджета i -й муниципальной территории на реализацию образовательных программ,

$N_n^s, N_n^g, N_n^c, N_n^p, N^{pg}$ – соответственно, нормативы финансового обеспечения реализации образовательных программ в расчете на одного обучающегося в общеобразовательном (s), гимназическом (g), специальном (коррекционном) (c), профильном (p) классе (в соответствии с направлением учебного профиля) и воспитанника в подготовительных группах при МОУ (pg) всех муниципальных административно-территориальных единиц;

n – ступени общего образования;

$Q_n^s, Q_n^g, Q_n^c, Q_n^p, Q^{pg}$ – численность обучающихся в муниципальном образовательном учреждении i -й муниципальной территории по данным фактического комплектования;

N_{si} – норматив государственного финансирования образовательных услуг, в расчете на один класс;

K_i^n – число классов в муниципальном образовательном учреждении i -й муниципальной территории.

Внедрение методики нормативно-подушевого финансирования позволит добиться оптимизации бюджетных расходов на функционирование муниципального образовательного комплекса. При этом входящие в комплекс образовательные учреждения имеют право в дополнение к использованию муниципальных нормативов финансирования применять поправочные коэффициенты и устанавливать нормативы дополнительного финансирования. В результате внедрения нормативно-подушевого финансирования происходят внутренние и внешние системные изменения, прогнозируемые в муниципальной образовательной системе (таблица 1).

Таким образом, прослеживается прямая зависимость между показателями численности обучающихся и объемами финансирования, т.е. чем больше контингент обучающихся образовательного учреждения, тем большие объемы бюджетного и внебюджетного финансирования ему будут выделены. Это обуславливает целесообразность оптимизации структуры образовательного комплекса, в котором муниципальные образовательные учреждения имеют возможность получения большего финансирования, а бюджет – получает дополнительную частичную экономию средств.

Подушевое финансирование способствует более эффективной работе коллектива образовательной организации, направленной на привлечение большего количества обучающихся и, соответственно, получение большей субвенции на реализацию государственного образовательного стандарта [5].

Подушевой норматив устанавливается в соответствии с установленными государством требованиями к определению нормативных затрат на оказание государственных (муниципальных) услуг в сфере образования, науки и молодежной политики, применяемых при расчете объема субсидии на финансовое обеспечение выполнения муниципального заказа на оказание образовательных услуг [6].

Следует отметить, что предложенная методика представляет собой один из возможных вариантов механизма финансирования муниципальных общеобразовательных учреждений [7].

Таблица 1 - Характеристика системных изменений

Необходимые системные изменения (сущность эффекта)	Проявление системных изменений (индикаторы эффекта)	Действия формирующие эффект
Рациональное распределение бюджетных средств	Прозрачность, для всех участников образовательного процесса, функционирования механизма формирования и движения финансовых потоков	Устанавливаются единые нормативы финансирования
Повышение эффективности распределения бюджетных средств	Стимулирование МОУ к снижению объемов затрат	Реструктуризация сети муниципального образовательного учреждения, оптимизация штатного состава и корректировка используемых нормативов
Снижение расходов на обучающегося	Наблюдается путем сравнения действующих нормативных коэффициентов до и после введения нормативно-подушевого финансирования	Учет различий при расчете величины норматива
Развитие самостоятельности образовательного учреждения	Объем финансирования по месяцам и распределение по статьям, производится руководителями муниципального образовательного учреждения путем соответствующих расчетов. Бюджетные сметы составляются по всем источникам финансирования, включая внебюджетные	Разграничение полномочий по финансированию муниципального образовательного учреждения между уровнями власти
Реформирование сети образовательных учреждений	Обеспечения доступности качественного общего образования; совершенствование кадровой политики	Оптимизация сети муниципальных образовательных учреждений, доведение наполняемости классов до оптимальной
Оптимизация штатного расписания муниципального образовательного учреждения	Блокируется расширение штатной численности персонала. Оптимизация фонда оплаты труда муниципального образовательного учреждения	Установление объективного количества педагогических работников, в соответствии с наполняемостью классов

В качестве меры по повышению эффективности труда работников муниципальных общеобразовательных учреждений предлагается использовать усовершенствованный механизм оплаты труда (МОТ) работников муниципальных образовательных учреждений, входящих в образовательную систему региона либо территории. Концепция МОТ работников муниципальной образовательной среды состоит из следующих принципиальных положений:

1. *Формирование фонда оплаты труда (ФОТ) работников муниципальных образовательных учреждений (МОУ) состоит из базовой (ФОТ_б) и стимулирующей (ФОТ_{ст}) частей:*

$$ФОТ_{моу} = ФОТ_{б} + ФОТ_{ст} . \quad (2)$$

Размер ФОТ преподавательского персонала определяется по формуле:

$$\Phi OT_{nn} = \Phi OT_{\sigma} \cdot k_{nn}. \quad (3)$$

где: k_{nn} – коэффициент, учитывающий долю ФОТ педагогического персонала в базовой части ФОТ. Рекомендуемое оптимальное значение $0,6 \leq k_{nn} \leq 0,7$. Значение коэффициента определяется образовательным учреждением самостоятельно.

Размер стимулирующей части определяется по формуле:

$$\Phi OT_{cm} = \Phi OT_{моу} \cdot k_{cm}. \quad (4)$$

где: k_{cm} – коэффициент, учитывающий долю стимулирующих выплат в общем объеме ФОТ (рекомендуемый $k_{cm} = 0,3$).

2. *Стоимость предоставляемых образовательных услуг* самостоятельно рассчитывается образовательным учреждением в пределах ($\Phi OT_{аз}$) – величины фонда оплаты аудиторной занятости преподавателей. Для этого целесообразно введение условной единицы «стоимость 1 человеко–часа» ($C_{чч}$) и определяемой по формуле:

$$C_{чч} = \frac{34 \cdot \Phi OT_{аз}}{52 \cdot \sum (n_i \cdot N_i)}. \quad (5)$$

где: n_i – количество обучающихся в i -м классе;

N_i – количество часов в i -м классе (согласно учебному плану);

34 – количество учебных недель; 52 – количество недель в учебном году.

3. *Расчет окладов преподавателей* рассчитывается по формуле:

$$O_{пр} = C_{чч} \cdot n_i \cdot N_i \cdot K_{сп} \cdot K_{кп} + D_{нз}. \quad (6)$$

где: $O_{пр}$ – оклад преподавателя;

$C_{чч}$ – расчетная стоимость 1 человеко–часа,

n_i – количество обучающихся по дисциплине в i -ом классе;

$N_{пр} i$ – количество часов, отведенных на i -ую дисциплину согласно учебному плану;

$K_{сп}$ – повышающий коэффициент за сложность и приоритетность учебной дисциплины;

$K_{кп}$ – повышающий коэффициент, учитывающий квалификацию преподавателя;

$D_{нз}$ – доплата за внеаудиторную занятость.

4. *Расчет оплаты труда учебно–вспомогательного и обслуживающего персонала* должен осуществляться согласно тарифной сетке оплаты труда работников государственных учреждений в установленном порядке для определенной территории.

5. *Распределение стимулирующих выплат* работникам осуществляется по представлению руководителя муниципального образовательного учреждения на базе аналитической информации.

Выплата соответствующих надбавок осуществляется ежемесячно на основе определенных критериев и показателей.

Выводы. По результатам проведенного исследования можно утверждать следующее:

Усовершенствован механизм финансирования муниципальных образовательных учреждений, базирующийся на принципе зависимости объема выделяемого финансирования от численности обучающихся и адаптированный к специфике и условиям функционирования образовательной системы территории, называемый нормативно–подушевым финансированием. Система разработана с целью повышения эффективности финансирования территориальных общеобразовательных комплексов из государственного и муниципального бюджетов и позволит оптимизировать расходы на содержание образовательных учреждений.

Усовершенствован механизм оплаты труда работников муниципальных образовательных учреждений как составной части модернизации муниципальных образовательных комплексов, включающий расчет фонда оплаты труда, расчет стоимости

предоставляемых образовательных услуг, расчет окладов преподавательского, учебно-вспомогательного и обслуживающего персонала, а также принцип распределения стимулирующих выплат.

Библиографический список:

1. Справедливость нормативного подушевого финансирования образования в России / под общ. ред. И.М. Гумерова. - М.: НИУ ВШЭ, 2017. - 120 с.
2. Анализ нормативного подушевого финансирования общего образования в субъектах Российской Федерации / И. В. Абанкина. –Москва: НИУ ВШЭ, 2016. - 64 с.
3. Теория и практика управления образовательным пространством. Векторы инновационного развития территорий. Сборник научных работ серии «Экономика». Вып. 22: – Донецк: ДОНАУИГС, 2021. – С.229-237.
4. Совершенствование механизма управления образовательными структурами. «Пути повышения эффективности управленческой деятельности органов государственной власти в контексте социально-экономического развития территорий»: Материалы VI международной научно-практической конференции, 2-3 июня 2022 г. – Донецк: ДОНАУИГС, 2022. – С.18-21.
5. Гусятникова А.Г. Система оплаты труда работников школьного образования: региональная практика, проблемы и пути их решения /А.Г. Гусятникова, И.Е. Медушевская //Известия высших учебных заведений. Поволжский регион. Экономические науки. – 2014. - №1. – С. 89-105.
6. Официальный сайт Межрегионального профсоюза работников образования «Учитель» [Электронный ресурс]. – <http://pedagog-prof.org/> (дата обращения 25.01.2023).
7. Административно-управленческий портал [Электронный ресурс]. – <http://www.aup.ru> (дата обращения 25.01.2023).

УДК 005.2

Роль современных технологий в развитии новой маркетинговой политики

Алёшин С. И.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Новые технологии повлияли на возникновение новых этапов развития маркетинговой политики, сделали новые медиа более персонализированными, разнообразными и полноценными. Опираясь на эволюцию новых медиа, исследователи определяют преимущества и недостатки маркетинга и интерактивной рекламы в новых условиях развития, совершенствуют маркетинговые стратегии и методы в новой медиа-среде, с целью увеличения эффективности маркетинга.

Благодаря высокой степени коммуникабельности и своевременности, новые средства массовой информации предоставляют новые идеи и новые способы продажи коммерческой рекламы. «Новые медиа» можно понимать как интерактивный цифровой способ передачи информации между коммуникаторами с помощью различных интернет-площадок с возможностью обратной связи, с различными алгоритмами взаимодействия [3].

Индивидуальность бренда - это мощный инструмент, ценный актив, который поддается управлению и имеет великую силу воздействия [1]. Онлайн- и офлайн-продвижение - это своего рода двусторонние продажи, и они интегрированы. Вместе это может максимизировать цели продаж, повысить эффективность продаж и заставить клиентов уделять больше внимания и лояльности товарам, чтобы клиенты могли продолжать покупать снова в течение длительного времени и превратить это в реальность.

Как покупатели и пользователи товара, эмоции и концепции, которые они получают при использовании, являются наиболее интуитивной и эффективной информацией для улучшения и развития. Однако в некоторых случаях сетевой маркетинг игнорирует взаимодействие с покупателями, что приводит к отсутствию оценки продукта и самооценки продавцами, к оценке и самооценке качества продукта. Помимо основных функций, сотрудникам не хватает точек

касания с клиентом. В современных условиях есть разные мнения о том, сколько должно быть таких точек, чтобы успешно продавать продукт, цифры варьируются от 5 до 36. Каждая точка касания должна формировать лояльность клиента по отношению к продукту компании [2].

Основанная на всестороннем отображении и точном отображении характеристик, качества и функций продукта, формируется оптимизированная маркетинговая стратегия, основанная на позиционировании продукта и репутации.

Существует множество маркетинговых стратегий для многомерного маркетинга. Среди них наиболее часто используются маркетинговые методы, такие как вознаграждения и стимулы, позволяющие потребителям участвовать в маркетинге и формировать благоприятные взаимодействия, которые, в свою очередь, запускают более широкий спектр потребительского поведения [4]. Это может не только создавать и продвигать положительный имидж предприятий и платформ, но и способствовать возникновению и развитию потребительского поведения, а также по-настоящему способствовать развитию потребительского маркетинга и социального обеспечения.

В условиях сегодняшнего стремительного развития новых медиа-технологий, реклама и маркетинг должны в определенной степени сократить дистанцию и барьеры между клиентами и бизнесом, улучшить взаимодействие с клиентами и повысить их чувства и удовлетворенность. Чтобы достичь цели содействия улучшению и разработке продукта, предприятиям следует усилить обратную связь и использовать клиентов. Это не только способствует развитию сырьевой экономики, но и способствует повышению скорости товарооборота и эффективности использования нашей страны, а также может способствовать модернизации потребления, с тем, чтобы достичь активного эффекта пространственного расширения. Кроме того, предприятиям следует уделять внимание созданию и поддержанию своих брендов, укреплять коммуникацию с клиентами и активно внедрять способы быть ближе к клиентам, чтобы направлять клиентов на изучение ценности, содержащейся в них, и отраженных концепций потребления, чтобы повысить их желание покупать.

Со зрелостью интернет-экономики в традиционной индустрии услуг в области человеческих ресурсов между предприятиями и клиентами, появляется все больше и больше информационных асимметрий и кризисов доверия. Подход к рабочей силе как к ресурсу также означает осознание ограниченности источников отдельных категорий квалифицированных специалистов [8]. Использование платформы кадровых услуг на основе технологии блокчейн поможет решить проблему доверия к корпоративной информации и личной информации клиентов, снизит информ-симметрию между предприятиями и клиентами, что обеспечит достоверность информации сторон и, наконец, поможет реализовать эффективное сопоставление запросов.

Блокчейн – выстроенная по определённым правилам непрерывная последовательная цепочка блоков, содержащих информацию. Для изменения информации в блоке придётся редактировать и все последующие блоки [7]. Технология блокчейн позволяет создавать системы распределённого хранения данных с идентификацией каждого пользователя и защищённостью пользователя [6]. Если технологию блокчейн сочетать с индустрией кадровых услуг и использованием технических преимуществ, она вполне может решить проблемы низкого уровня квалифицированности персонала, большого количества ложной информации, высоких затрат на управление и обратную корректировку в индустрии услуг человеческих ресурсов. Развитие индустрии кадровых услуг нуждается в поддержке и интеграции технологии блокчейн.

Текущее положение кадровых служб. Предприятия и лица, ищущие работу, не могут точно соответствовать друг другу. На рынке труда, после того, как предприятия и соискатели публикуют свои намерения по подбору персонала на традиционных платформах обслуживания кадров, из-за разнообразия и изменения информации о найме и работе на платформе, предприятиям и соискателям становится трудно найти нужных кандидатов и должности. В процессе проверки огромной информации предприятия и соискатели надеются найти кадры и подразделения, которые наилучшим образом соответствуют их ожиданиям.

Это показывает, что предприятие продолжает публиковать информацию о наборе персонала после получения резюме некоторых соискателей, в то время как лица, ищущие

работу, по-прежнему отправляют резюме другим предприятиям после получения уведомления от предприятия, что делает сопоставление обеих сторон медленным и неэффективным. Кроме того, поскольку информация о наборе персонала, опубликованная предприятиями на платформе кадрового обслуживания, обычно отображается в краткой и благоустроенной форме, легко вызвать информационную асимметрию между предприятиями и соискателями в процессе сопоставления, так что точное согласование рабочих мест не может быть достигнуто.

Слишком много ложной информации. Процесс найма традиционных платформ обслуживания кадров не является открытым и прозрачным, а технические возможности платформы ограничены. Она не может фильтровать ложную информацию. Подлинность корпоративной информации и личной информации, опубликованной предприятиями и соискателями на платформе, не может быть гарантирована. Желание работодателей обладать как можно большим объемом достоверной информации о реальных и потенциальных работниках стимулирует развитие соответствующей технологии в сфере управления персоналом [5].

С одной стороны, хоть предприятия будут систематически сертифицированы платформой при регистрации, информация о наборе персонала, которую они публикуют, все еще может содержать неполную информацию: преувеличенную заработную плату, несоответствие работы, мошенничество или иные не достоверные данные, лицам, ищущим работу.

С другой стороны, низкий порог для соискателей при подаче заявки на платформе также заставит соискателей преувеличивать свои резюме и академическую квалификацию, тем самым увеличивая риск трудоустройства предприятием неквалифицированного специалиста, в последующем заставляя предприятия находить достоверных специалистов. Если предприятие, в итоге, наймет ложных «лучших талантов», это также увеличит затраты на управление предприятием. Таким образом, традиционные платформы обслуживания человеческих ресурсов могут увеличить риск поиска работы соискателей и увеличить затраты на трудоустройство предприятий, что приведет к неспособности решить проблему доверия между предприятиями и соискателями.

Проверка информации неэффективна и занимает много времени, что увеличивает затраты на последующую корректировку. После того, как предприятия и соискатели опубликуют свои требования к найму и намерения трудоустройства на традиционных платформах обслуживания человеческих ресурсов, потребуется много рабочей силы, денег и времени для проверки информации, предоставленной обеими сторонами с использованием традиционных методов проверки информации. В настоящее время традиционные платформы не имеют реальной и эффективной информационной базы данных, которая может напрямую проверять и сравнивать информацию, предоставляемую как предприятиями, так и соискателями, что может привести к таким проблемам, как искажение информации, небезопасное хранение информации, высокий доступ и неэффективность. Кроме того, большинство традиционных кадровых платформ не требуют аутентификации по реальному имени для соискателей для регистрации и входа в систему. На платформах без аутентификации по реальному имени платформа проверяет и проверяет информацию, предоставленную обеими сторонами с помощью традиционной обратной настройки, что не только сложно, но и увеличивает затраты на обратную адаптацию, такие как рабочая сила и время. Среди экономических направлений можно выделить изучение механизмов и инструментов межфирменных и внутрифирменных коммуникаций как фактора, способствующего внедрения блокчейна и повышение эффективности бизнес процессов, как на уровне организации, так и на межотраслевом уровне [5].

Библиографический список:

1. Луис Б., Дэвид К. Современный маркетинг М.: ЮНИТИ, 2022. 861 с.
2. Пахлова В. К. Генерация новых продуктов в креативных индустриях. – 2022. 69 с.
3. Старченко Е.С. Потенциал новых медиа в развитии малого и среднего бизнеса // Вестник науки и образования №21(75) Часть 2. «Проблемы науки», 2019. 39 с.

- 4.Тарасова Е.Е., Матузенко Е.В., Наплекова Ю.А., Прушковская Е.Е. Инновации в коммерческой и маркетинговой деятельности: монография, Белгород : Издательство Белгородского университета кооперации, экономики и права, 2019. 69 с.
- 5.Аренкова И.А., Лезиной Т.А., Ценжарик М.К., Черновой Е.Г. Управление бизнесом в цифровой экономике: вызовы и решения. СПб.: Изд-во С. Петерб. Ун-та, 2019. 275-277 с.
- 6.Бизнес, управление и право: теория и практика// Сборник материалов международного научного е-симпозиума. (Россия, г. Москва, 29-30 января 2015) 62 с.
- 7.Бородин А.И., Выгодчикова И.Ю., Наточеева Н.Н..Финансовый менеджмент: методы и модели учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки "Экономика" (уровень магистратуры) М.:Дашков и К.(Серия "Учебные издания для магистров") , 2022. 299 с.
- 8.Максуров А.А. Блокчейн, криптовалюта, майнинг: понятие и правовое регулирование, М.: Дашков и К, 2022. 27 с.

УДК 005.2

Концептуальные аспекты управления стандартизацией в нефтегазовой отрасли на базе интеграционно-сбалансированного подхода

Дуркин А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Исследование посвящено вопросам совершенствования нормативно-правового обеспечения управления стандартами в арктических условиях на основе интеграционно-сбалансированного подхода.

Применяемая методология - анализ существующей нормативно-правовой базы нефтегазовой отрасли в управления проектами сооружений в Арктике.

Необходимо выделить, что процесс проработки правового акта касаясь Арктической зоны России должен базироваться на итогах междисциплинарных анализов, рассматривающих особенности комплексного проблемного аспекта, чтобы лучше понять проблему с учетом региональных интересов страны в области геополитики, экономики, экологии; для обеспечения нацбезопасности РФ.

Различные проблемные аспекты региона регулируются стратегией развития Арктической зоны страны. Документация согласована Президентом Российской Федерации 20.02.2013. Среди значимых аспектов, которые являются частью стратегии, можно выделить базовые концепции проектирования результативного механизма госуправления в Арктической области; развитие имеющейся правовой документации; правовое отображение статуса региона в качестве специализированного объекта госрегулирования; регуляция коммуникации структур менеджмента (на каждом уровне). Весомая роль отводится соц. развитию; проработке отраслевых программных мер.

По нормам текущих СП 48.1330.20114 проектировщики реализуют контрольную деятельность в рамках возведения опасных объектов производства, опасных технологичных индивидуальных объектов. В иных ситуациях контроль реализуется в рамках вердикта застройщика. Он может отказаться от контрольной деятельности по причине экономии финансов, причем, подобная специфика зачастую реализуется на практике. В процессе подбора подрядчиков для процесса сбора исходных данных о местности в целях проектирования объектов строительства, проектной деятельности относительно объектов, которые располагаются в отдаленной Арктической зоне (сюда включено объектное обследование, оценивание техсостояния, экспертиза проектно-сметных документов), в соответствии с ФЗ №44-ФЗ главным индикатором можно назвать минимальную стоимость. Должным образом не принимают в расчет присутствие у вероятного застройщика положительного опыта реализации деятельности в контексте экстремальной климатической специфики.

Заказчиками в процессе подготовки документов для возможности проводить конкурсы либо аукционы, в техзадании используется список технологически обоснованных специализированных правил. Действия производятся в рамках опробованной методики. Орг. специалисты в области юриспруденции по заниженным ценам принимают заказы, опротестовывают жалобы, когда это требуется. В дальнейшем экономия финансов приводит к большому количеству просчетов, нивелирование которых требует использования финансов из бюджетной системы Российской Федерации. Определенные подрядчики пользуются услугами персонала с низкой квалификацией, применяют устаревшие технологии, материалы низкого качества. Исследование практического опыта конкурсов свидетельствует о том, что некоторые специалисты в области юриспруденции злоупотребляют имеющимися согласно законодательству Российской Федерации правами вследствие проблем текущего законодательства.

Они отрицательно воздействуют на общую конъюнктуру, наблюдаемую в строительной отрасли. Среди федеральной, отраслевой и локальной документации, регулирующих проектирование сооружений нефтегазовой отрасли, следует отметить:

1. Межгосударственный стандарт 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" (утв. постановлением Госстандарта СССР от 29 декабря 1969 г. N 1394) (с изменениями и дополнениями).

2. ГОСТ 15543.1-89. Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам. Настоящий стандарт распространяется на электротехнические и другие технические изделия, перечень электротехнических изделий. В стандарте устанавливаются общие технические требования по стойкости изделий к воздействию климатических внешних воздействующих факторов.

3. ГОСТ Р 56728-2015. Нацстандарт России. Регламентирует постройки, сооружения, общий способ выявления ветровых нагрузок на конструктивные элементы, которые ограничивают объём здания, разделяя его на отдельные помещения (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 19.11.2015 N 1892-ст) (ред. от 22.12.2020). Утвержден и введен в действие Приказом. Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

4. Пояснительную записку к проекту национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р «Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Защита от коррозии морских сооружений». Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защите от коррозии на всех этапах жизненного цикла конструкций из стали, инженерных сооружений, используемых для транспортировки газообразных, жидких веществ в рамках морских сооружений отраслей по добыче, перевозке, переработке нефти; портовых сооружений, используемых при температурных условиях от нуля градусов Цельсия до – 60 градусов.

В контексте регионального совершенствования следует выделить, что имеет значение проектирование новых инфраструктурных объектов, совершенствование отрасли образования, науки, возможность освоить ресурсы природы, совершенствовать пром. отрасль, принимая в расчет интересы этносов северного региона. В целях не допустить ускоренного истощения арктических ресурсов, целесообразно единовременное совершенствование российских субъектов для того, чтобы каждый сектор экономической отрасли улучшали равномерно, без превалирования каких-либо секторов. Это позволит сохранять весомые резервы сырья для следующих поколений граждан РФ.

Будущее рассматриваемого региона в ближайшие 50 лет может в заметной мере измениться. Устаревшие методы проектирования, составления планов уже не в полной мере соответствуют обновленным требованиям. Таяние ледников, грунтов, увеличение теплого сезона может привести к территориальному затоплению, потере областей вероятного проектирования, смене привычной специфики; отсутствию возможности быстро адаптироваться к новым условиям. Принимая вышеназванные аспекты в расчет, необходимо выделить, что освоение региона должно просчитываться, прогнозироваться и на ближайшую

перспективу, и на отдаленное будущее, принимая во внимание вероятные перспективы будущего совершенствования, итоги развития.

Размещение производственных объектов, иных важных для жизни объектов на территориях, которые осваивают, развивают, можно назвать главной целью в контексте разрешения проблемных аспектов строительства, когда нужно достичь компактность, устойчивость сооружений к воздействию холодных погодных условий. Необходимый перечень промышленных построек (разных видов построек), включающий сведения о габаритах, периоде эксплуатации, объемах возведения зданий, зависит от сферы применения разных систем расселения в рамках экстремальной специфики севера; масштабности развития разных сфер промышленной отрасли, а также производственных отраслей. Эксперты в области архитектуры, экономики, общественных наук, иных областях стараются помочь в разрешении появляющихся проблемных аспектов, принимая в рассмотрение специфику климата северных районов.

Весомое значение, общее влияние на особенности менеджмента проектами нефтегазовых сооружений оказывает документация правового характера.

Метод адаптивного градостроительного проектирования предоставляет возможность универсального разрешения имеющихся проблемных аспектов организации поселений в заданных областях в т. ч. касаясь адаптации к холодному климату, сильному ветру, снежной погоде, установки коммуникаций в области инженерии, обеспечения антисейсмической безопасности. Концепции составления планов, реализации проектов в регионе должны базироваться и на станциях обследования, и на вахтовых рабочих поселках, и на регулярном пребывании в регионе.

Таким образом, исследования в области стандартизации являются актуальными с учетом приоритетности развития арктических зон в современных условиях.

Библиографический список:

1. Градостроительная программа возрождения России // Библиотечка «Российской газеты». - 1995. - вып. 5. - С. 71.
2. Линейцев А. А. Проблемы строительства сооружений в Арктике / А. А. Линейцев. Текст : непосредственный // Молодой ученый. 2021. № 5 (347). С. 74-78.
3. Порфирьев Б.Н., Хлебникова Е.И. Строительство в условиях изменений климата в Арктике: риски и возможности их снижения // Экономика строительства. 2015. №6 (36).
4. Савенков А.Н. Арктика: правовое обеспечение устойчивого развития и сотрудничества // Труды Института государства и права РАН. 2018. №1.
5. Свод правил СП 42.1330.2011. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Urban development. Urban and rural planning and development. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89. Введено 20.05.2011.

УДК 005.2

Российский нефтегазовый комплекс в современных реалиях

Родыгин А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Различные интеграционные процессы на протяжении последних 60 лет привели к тому, что в настоящее время энергетический комплекс России является неотъемлемой частью энергетической отрасли Европы, рассматривая это понятие как географическое пространство с единой газотранспортной инфраструктурой, ориентированной на потребителя Евросоюза. Таким образом, ее объекты во всей Европе, части Северной Африки, Центральной Азии и Сибири (Западная часть) объединены в единую трансграничную систему, а Единая система газоснабжения России органически входит в ее состав в физическом смысле.

С учетом капитального строительства мощностей трубопроводного транспорта в Советское время традиционно «целевыми» экспортными рынками сбыта для российского газа и

нефтепродуктов были страны Европейского союза (ЕС), где Россия является одним из крупнейших экспортеров газа и вторым по объемам поставок нефти. Так, для нефтяной и газовой отрасли на территории Европы была сооружена колоссальная нефте- и газотранспортная инфраструктура. Если посмотреть на Газовый баланс Европы (Таблица 1), то можно отметить какое количество газа импортировала Европа в 2021 – 2022 годах.

Таблица 1 – Газовый баланс Европы* в 2021-2022 гг. (млрд. куб. м)

	2021 г.	2022 г.	Изменение (%)
Добыча природного газа	212	227	7
Импорт газа	346	318	-8
В том числе:			
Трубопроводный импорт	244	149	-39
из России	167	85,5	-49
Из других стран**	77	63,5	-18
Импорт СПГ	102	169	66
Изменение запасов и экспорт	32	0	
Внутреннее потребление	590	545	-8
*ЕС-27, другие страны Европы, Турция.			
**Из Азербайджана, Ливии и Алжира.			

По данным исследования аналитического центра «Инфотек», доказанные запасы природного газа в мире на данный момент выработаны на 40 % [1]. Исходя из этого можно предположить, что сырьевая база мировой газовой промышленности находится вблизи пика добычи.

Что касается России, то она по-прежнему является одним из ведущих экспортеров нефти и газа. Согласно Газовому балансу РФ в 2022 году произошел определенный спад в добыче газа. Данный спад вызван в первую очередь санкционной политикой Евросоюза и США, которая начала свой путь в 2014 году и достигла своего апогея в 2022 году. Однако решения по уменьшению поставок российских энергоресурсов в страны Евросоюза и ограничению их вывода на мировой рынок (посредством политических решений ЕС) создали для России определенные условия для развития внутреннего потребления высвобождающихся объемов и «поворота на Восток» в части экспорта энергоресурсов. Так, согласно подсчетам, выпадающие объемы составили около 90 млрд кубометров в 2022 году, а в 2023 году составят 120 млрд кубометров экспортных мощностей.

Сдвиги в глобальной экономике показывают (Рисунок 1), что «коллективный запад» теряет позиции, а Китай и Индия набирают вес. Промышленный рост Китая требует колоссальных энергозатрат (уголь, нефть, газ). Несмотря на довольно масштабный рост объема добычи угля (с 998 млн тонн в 2000 году до 4071 млн в 2021-м) КНР его не хватает, что для обеспечения потребности вынуждает закупать его у Индонезии (43 %), России (26,7 %), Монголии (7,9 %), и Австралии (5,7 %). Китай занимает 6 место в мире по добыче нефти – 199 млн. тонн в 2021 году, однако мощности по добыче не наращиваются уже на протяжении 9 лет, поскольку собственные запасы практически полностью исчерпаны. Что касается природного газа, то тут тоже наблюдается дефицит – так, в 2021 году в Китае добывалось 209 млрд. кубометров газа в год, тогда как стране требовалось 378 млрд. кубометров. Статистика British Petroleum (BP) приводит следующие данные: для покрытия потребности КНР 53,2 млрд. кубометров голубого топлива поступает через газопроводы в основном из Туркмении (31,5 млрд. кубометров), России (7,6 млрд.), Казахстана (5,9 млрд.)

и Узбекистана (4,3 млрд.). Прочие нужды покрываются за счет массовых закупок сжиженного природного газа (СПГ) [2].

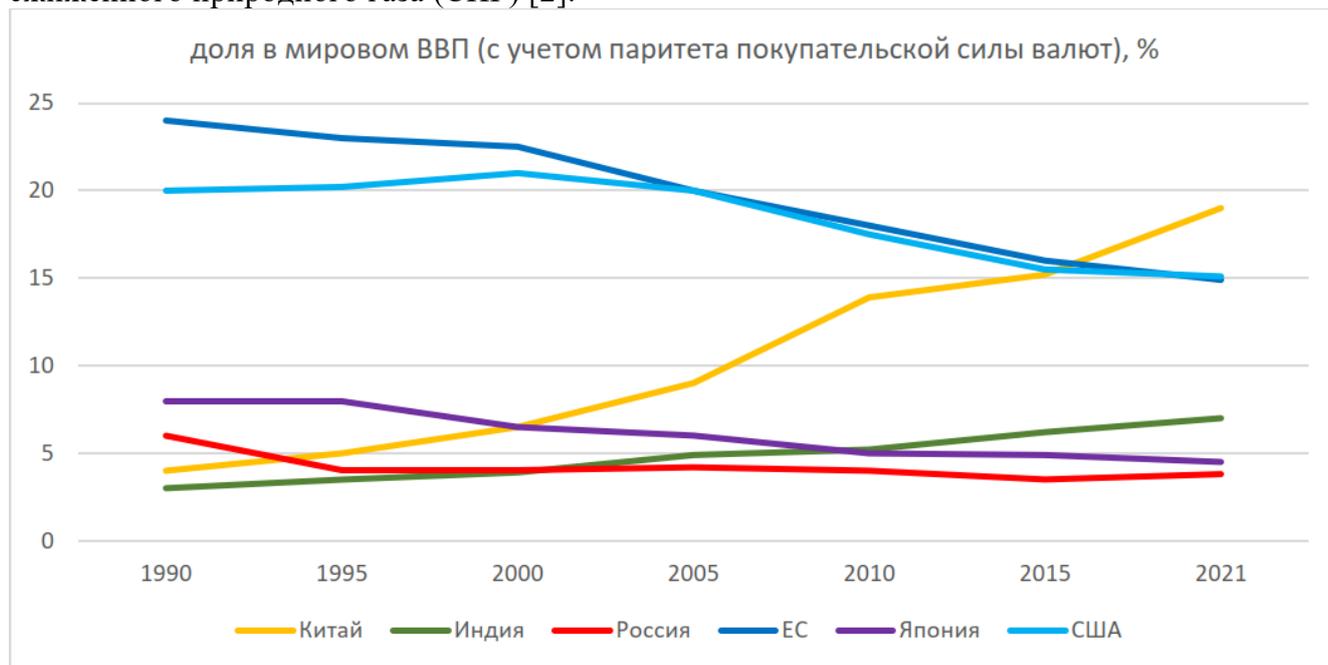


Рис. 1 – Сдвиги в глобальной экономике за последние 30 лет [3]

Огромные потребности в энергоресурсах КНР показывают, что глобальный энергетический кризис уже на пороге. А первые отголоски этого кризиса стали ощущаться с конца 2020 года, когда один за другим стали рушатся локальные рынки. Сначала это была Япония, которая столкнулась с острым дефицитом СПГ. Затем очередь дошла до Китая, где осенью 2021 года из-за нехватки электроэнергии останавливались целые отрасли промышленности. В настоящее время очередь дошла и до Европы.

Основываясь на вышесказанном, можно утверждать, что растущая экономика КНР требует больших энергетических затрат, которые в ближайшей перспективе будут только увеличиваться. А обеспечить потребность за счет собственных запасов невозможно уже сейчас. И Россия может использовать этот фактор в целях расширения и увеличения объемов российско-китайского сотрудничества в нефтегазовой сфере. Надвигающийся энергетический кризис Россия встречает во всеоружии. Прежде всего, это связано с тем, что Россия – одна из немногих стран, которая полностью удовлетворяет свои внутренние потребности по основным видам ископаемого топлива.

Сотрудничество в нефтегазовой сфере не ограничивается лишь торговлей углеводородов, оно может осуществляться и в плоскости воздействия на рынки с целью достижения относительных комфортных условий работы и в форме инвестиционного сотрудничества. Одним из примеров подобного сотрудничества можно назвать подписание «Газпромом» и китайской China National Petroleum Corporation (CNPC) соглашение, по которому будет ежегодно поставлять 10 млрд. кубометров газа. Данная сделка является уже третьей, по первым двум подписанным 2014 году «Газпром» должен поставить в Китай 38 млрд. кубометров газа в год в течении 30 лет. И в том же году началось строительство газопровода «Сила Сибири», который должен был связать Чаяндинское газовое месторождение в Якутии с государственной границей в районе Благовещенска. Кроме того, строится еще один магистральный газопровод мощностью 21 млрд. кубометров газа в год из Сахалина в Китай, где ресурсной базой будет морское Южно-Киринское месторождение.

Также приоритетными направлениями являются СПГ-проекты, где доля китайских игроков значительна. Из таких проектов можно выделить «Ямал СПГ» «НОВАТЕК», где китайские компании контролируют 29,9 % долю. Второй проект – «Арктик СПГ-2», где две китайские компании China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation (CNODC) и China National Offshore Oil Corporation получили по 10 % акций [4].

В нефтяном секторе также идет положительная динамика во взаимоотношениях Москвы и Пекина. Так, Роснефть подписала с CNPC десятилетний контракт на 80 млрд. долларов, по которому она поставит 100 млн. тонн нефти. А углублением данного сотрудничества является ускоренное развитие «Роснефтью» Северного Морского Пути (СМП), которое позволит относительно быстро доставлять нефть из России в Китай. Таким образом доля энергетического сектора в общем объеме китайских инвестиций постоянно растет.

Дополнительно «Роснефть» активно ведет работу над проектом «Восток ойл» на Дальнем Востоке, при помощи которого на Таймыре будет создана «новая нефтегазовая провинция» с двумя аэропортами и 15 промышленными центрами, в которую планируется инвестировать порядка 10 трлн рублей [5].

Также стоит отметить, действия и совместную линию России и Китая в нефтегазовом секторе на Ближнем Востоке, в первую очередь, в Ираке и Иране. Как отмечает в своих докладах Oil Price (OP), запасы нефти и газа в Ираке и Иране представляют для нефтяных гигантов даже больший интерес, чем Саудовская Аравия. Так нефтяные компании из России разрабатывают несколько крупных месторождений нефти и газа в Иране.

Данное сотрудничество позволяет выстраивать эффективные взаимоотношения с игроками на нефтегазовом рынке и определению России в глобальном энергетическом поле единого евразийского пространства, в рамках которого Большая энергетическая Европа утрачивает свое доминирование. Для налаживания многостороннего диалога с партнерами в Евразии необходимо иметь общую цель, в качестве которой может послужить Единое Евразийское Энергетическое Пространство (ЕЕАЭП) [6].

При этом России необходимо избежать прошлого европейского сценария развития энергетического сотрудничества, где в рамках цепочки создания стоимости нам были оставлены низшие звенья товарных энергетических цепочек.

Обширная территория Росси, лежащая восточнее Уральских гор в силу географических, исторических, экономических факторов, а также особенностей развития промышленных кластеров и инфраструктуры, обладающей значительным потенциалом роста в средне- и долгосрочной перспективе.

В частности, географическое положение центра Восточной России выражается в равноудаленности от центральной Европы, Ближнего Востока, Индии, Китая и других стран Юго-Восточной Азии, а также Японии и позволяет говорить о географическом факторе как залого успеха.

Для того, чтобы Восток России заработал, необходимо создание проектов комплексного освоения территории. В частности, один из вариантов взаимосвязи технических, людских, финансовых ресурсов при реализации комплексного проекта в нефтегазовой отрасли по созданию продукта с высокой добавленной стоимостью представлен на Рисунке 2.

Необходимо отметить, что исходя из текущей особенности проведения НИОКР в России, когда на долю государственного сектора приходится около 65 % всех работ, а также того обстоятельства, что на Востоке России необходимая для реализации проектов инфраструктура фактически отсутствует, то вопрос участия государства в реализации комплексного подхода является залогом достижения успеха.

Таким образом, в новых условиях внешнеполитической обстановки реализация вышеуказанных возможностей по развитию Востока России будет способствовать росту экспортного потенциала продукции с высокой добавленной стоимостью на Азиатском направлении в целом, и в Китай в частности.

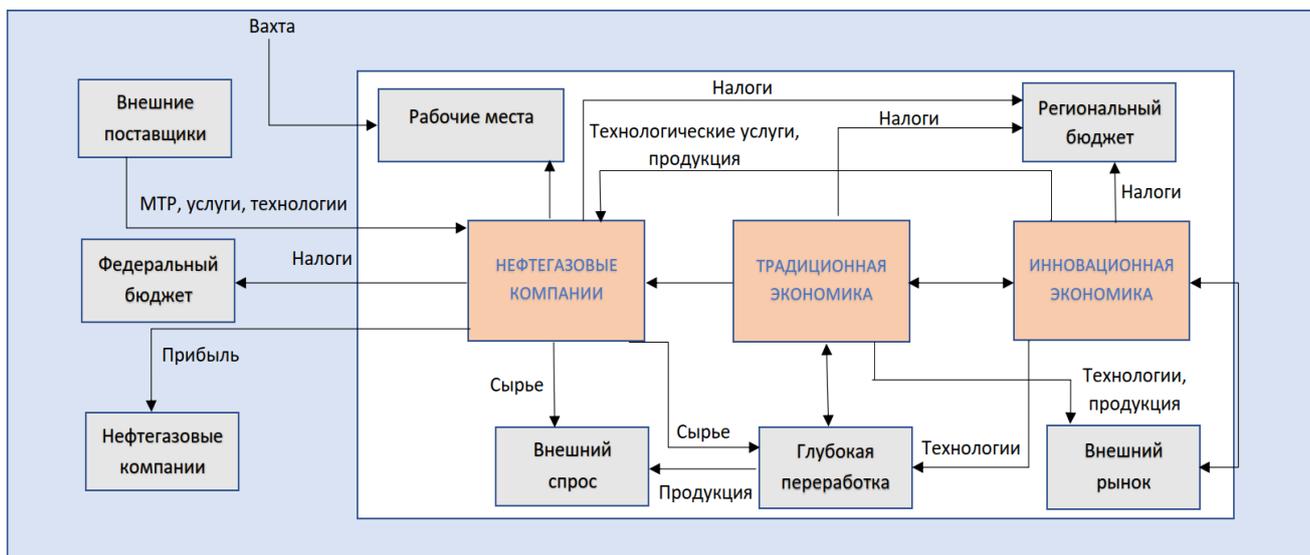


Рис. 2 – Формирование системы взаимосвязей нефтегазового комплекса с различными отраслями экономики [7]

Библиографический список:

1. Журавлев К. Партнер Китая и главный поставщик ЕС: какое место занимает Россия на мировом рынке газа // RGRU URL: <https://www.gazeta.ru/business/2022/06/10/14967368.shtml#:~:text=Доказанные%20запасы%20природного%20газа%20в,более%20чем%20на%20300%20лет> (дата обращения 26.01.2023).
2. Кудияров С. Ресурсный «пылесос» стареет. // ЭКСЕРТ. – 43 (1272) – 2022. С. 23.
3. Составлено автором по расчетам «Эксперта» по данным World Development Indicators Database. World Bank, 2022 (дата обращения 26.01.2023).
4. Захаров А.Н., Карпова А.А. Торгово-экономическое сотрудничество России и Китая в нефтегазовой сфере в условиях новой геополитической обстановки. // Neftegaz.RU. - №11 (131) – 2022. С. 94-99
5. Мануков С. ОР: после заключения мегасделки с Китаем Россия может не бояться отключения от SWIFT. // ЭКСЕРТ. – 2022
6. Конопляник А. Великий перелом в мировой энергетике. // ЭКСЕРТ. – 4 (1282) – 2023. С. 56.
7. Усс А., Крюков В., Баранов А., Сулов Н. Раскрыть потенциал Азиатской России. // ЭКСЕРТ. – 47 (1276) – 2022. С. 35

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

М					
Maksimova Liubov A.	500	Валяева О. В.	39	Ильясов В. Х.	237
S		Верисокин А. Е.	224	Исмаилов Р. А.	338
Serikov D. Yu.	494	Виноградов Н. Ю.	418	Исмаилов Ш. З.	197, 202
Spiridonov S. V.	494	Вишератина Н. П.	18	Исмайылова Ф. Б.	326
A		Волков А. Н.	137, 187	Исмайылова Х. Г.	326, 334
Аббасзаде Э. Э.	176	Вороник А. М.	462	К	
Аббасова С. В.	207	Г		Кабулов А. К.	281
Агупов М. А.	377	Галеев А. В.	483	Казакова Т. И.	256
Алекперов Ю. З.	326	Галеева М. А.	281	Казанцев А. С.	155
Алексеев А. В.	488	Гончаров И. О.	483	Калашников Д. С.	224
Алёшин С. И.	525	Горелкина Е. И.	131	Каплин А. Е.	488
Алиева О.А.	226	Горпинченко А. Н.	119	Кирилук Н. В.	508
Алиярова Х. Э.	215	Горячев А. А.	278	Киян М. М.	137
Амансарыев А. Б.	278	Горячева Е.	302	Киян П. И.	137
Андрианов Н. И.	468	Гречкин Е. С.	281	Кожевникова П. В.	390, 399
Асбапов Р. Р.	237	Григорьев Л. Ю.	249	Колоколова И. В.	94
Ахмедов Э. Г.	67	Грунковой Т. В.	387	Копейкин И. С.	477
Ахметжанова З. М.	103	Гуда П. Н.	506	Корепин А. А.	294
Б		Гурбанов А. Н.	307	Королева Д. А.	474
Бабичев Д. А.	368	Густов А. А.	288	Костилевский В. А.	480
Бабичева Е. Б.	368	Густов В. С.	275	Котик И. С.	39
Багавеев А. М.	302	Д		Котик О. С.	39
Байбекова Л. Р.	302	Данилов А. П.	172	Кочкина Ю. В.	18
Барышникова Е. И.	520	Данилов В. Н.	87	Краснов И. И.	172
Бейкель И. А.	454	Денисов М. А.	440	Ксёэнз Т. Г.	116
Белая И. В.	94	Дзвиняцкий В. Н.	440	Кувакина А. О.	242
Беляев С. Н.	381	Дорогобед А. Н.	404	Кудаков Д. В.	219
Беляков Е. В.	445	Дорофеев Н. В.	24	Кузнецова А. М.	33
Белякова А. А.	445	Дроздов А. С.	134	Кузнецова Г. Я.	194
Бембель С. Р.	46, 56, 59	Дунаенко А. В.	263	Кузьбожев А. С.	314, 318
Бердин И. В.	483	Дуркин А. А.	528	Кузьбожев П. А.	347
Бессолов Д. А.	423	Е		Кукушкин С. С.	342
Бирилло И. Н.	256, 314, 318	Ермоловский А. В.	155	Куницына Т. Н.	18
Близнюков В. Ю.	108	Ефимова О. В.	18	Кунцев В. Е.	374
Блинов Е. В.	408	Ж		Куранов А. В.	79, 87
Бобылева Т. В.	426	Жарикова Н. Х.	119	Курдагия Н. Э.	126
Богачук А. К.	266	Жданов К. Ю.	116	Л	
Богданов Б. П.	28	Желудова М. С.	79, 87	Ладейщиков С. В.	24
Богданов Н. П.	381	Жемчугова Т. А.	24	Лауденшлегер Л. О.	431
Богословский В. В.	13	З		Левенец Н. А.	395
Бондина А. Н.	342	Заборовская В. В.	28	Леонтьев С. А.	134, 234
Борейко Д. А.	356, 418, 423, 434, 440, 445, 450, 471, 494	Загитова Л. Ф.	511	Лещев В. И.	140
Бушнев Д. А.	39	Земенков Ю. Д.	284	Лобов А. В.	517
В		Земенкова М. Ю.	284	Логачёв Ю. Л.	462
Ваганов Е. В.	172	И		М	
Вагина Т. И.	87	Иванов А. П.	263	Малинин В. Г.	259
		Ивенина И. В.	393	Мальгин М. А.	291
		Игнатик А. А.	350	Мамедов Р. М.	163, 229
		Игнатовский С. И.	377	Мамедова Г. Г.	212
		Игумнов Д. В.	187		

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Мамедова С. Б.	215	Ростовщиков В. Б.	94	Уляшева Н. М.	168
Маруев К. Я.	426	Рубин М. Н.	483	Усманов С. А.	111
Марьин М. С.	271	Рыжих М. С.	359	Уткин Н. В.	46
Маслов А. А.	242, 249	Рябоконь А. В.	155	Ушаков К. М.	63
Матвеев А. А.	159	Рязанова Е. Н.	377	Ф	
Матвеева С. Ю.	84, 87	С		Фатхуллин К. Д.	387
Матейчук Л. В.	187	Савельева А. А.	39	Федоров К. М.	408
Матюшкин И. И.	483	Савенок О. В.	119	Филиппов П. В.	256
Махнин М. А.	330	Савич В. Л.	259	Фоменко А. А.	514
Медведев Н. Р.	42	Садманова М. В.	155	Фоминых О. В.	234
Меликов Г. Х.	197	Саетгараев А. Д.	39	Х	
Мещеряков М. С.	181	Салахов И. И.	278	Хабаров М. В.	434
Милей Е. С.	59	Саломатин А. С.	342	Харитонов Е. В.	302
Михеев Д. М.	140	Сальникова Ю. И.	147	Харченко В. М.	50
Михеев М. А.	168	Сардарова И. З.	307	Хасанов А. Т.	488
Морозова Е. Ю.	106	Сарычев И. Л.	318, 347	Ц	
Муртазов Э. З.	460	Сафаров Н. М.	334	Цуканова А. Н.	168
Мустафаев А. А.	176	Сафина Р. Э.	111	Ч	
Мучкинова Л. И.	259	Семиткина Е. В.	242	Чекардовская И. А.	454
Мушинский В. Л.	399	Серикова И. П.	356	Чекардовский С. М.	323, 454
Н		Ситдикова А. В.	111	Черепанов М. С.	377
Невестенко М. А.	155	Ситников Д. С.	311	Чижевская Е. Л.	284
Неркарарян А. Е.	50	Скоробогатов А. А.	275, 288	Чувашов А. А.	390, 399
Нечаев М. С.	53	Смирнов Ю. Г.	393	Чувашов Н. А.	374
Никитин И. Н.	488	Соловьев В. В.	431	Ш	
О		Соходон Г. В.	503	Шадрина А. В.	362
Овчарова Т. А.	103	Сохошко С. К.	172	Шайдаков В. В.	474, 477, 480
Отев К. С.	259	Стасенко А. А.	50	Шамсутдинова Л. Л.	79
П		Судаков В. А.	111	Шарифуллин А. В.	302
Павлов А. С.	471	Сулейманзаде Э. М.	163	Шарнов А. И.	126
Павловская А. В.	237	Сулейманов А. А.	197	Шептухин А. В.	119
Павлюк Р. А.	151	Султанова А. В.	229	Шиков И. А.	137, 187
Петренко Е. Л.	79	Т		Шилова С. В.	404
Плазун А. В.	172	Тарамов Ю. Х.	460	Шишкин И. В.	256, 314, 318
Подгальний Н. А.	291	Тарасова Ю. С.	155	Шпаковский Д. В.	390
Полишвайко Д. В.	418	Тарсин А. В.	381	Шуганов М. Н.	323
Полубоярцев Е. Л.	237	Терентьев М. Г.	106	Шуленин В. С.	219
Протопопов А. А.	155	Ткаченко В. Н.	151	Ю	
Пунанова С. А.	73	Ткаченко П. Е.	108	Юринов А. И.	302
Пушин А. П.	450	Тоначев К. С.	362	Я	
Пшенин В. В.	275, 288	Трапезников С. В.	342	Янчук В. М.	314
Р		Тронза В. С.	342	Яраханова Д. Г.	144
Ракк П. П.	159	Трохов В. В.	462		
Рогов Е. А.	128	Труфанов С. В.	181		
Рогожнева В. О.	56	У			
Родыгин А. А.	530	Ульныров И. Л.	53		
Рожкова Д. С.	36				