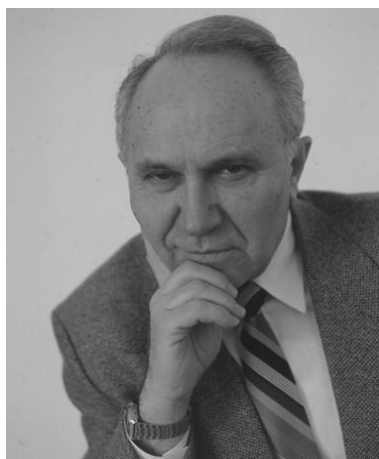


МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)



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

Рассохинские чтения

Материалы международной конференции

(3 – 4 февраля 2022 года)

Ухта
УГТУ
2022

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ

МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

(3 – 4 февраля 2022 года)

УДК 622.32(061.3)

ББК 33.36 я5

К 65

Конференция международная (3 – 4 февраля 2022 г. ; Ухта).

К 65 Рассохинские чтения : материалы конференции / под редакцией Р. В. Агинеи. – Ухта : УГТУ, 2022. – 556 с. : ил. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

ISBN 978-5-6045346-0-1

В Ухтинском государственном техническом университете прошла очередная международная конференция «Рассохинские чтения». Статусный форум в тринадцатый раз объединил представителей нефтегазовой отрасли, науки и органов государственной власти, став площадкой для обсуждения актуальных вопросов развития техники, технологии, ресурсной базы и промышленности.

Конференция проходит с 2009 года, она посвящена памяти выдающегося учёного и организатора научной деятельности Г. В. Рассохина, руководившего Ухтинским индустриальным институтом с 1980 по 1997 гг. Статус международной конференции форум приобрёл в 2017 году.

Традиционно в конференции 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. Леппке (зам. гл. редактора); канд. геол.-минерал. наук, доц. В. Б. Ростовщиков; канд. геол.-минерал. наук, доц. И. А. Маракова; канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; канд. техн. наук, доц. А. Н. Рочев; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; канд. техн. наук, начальник технического отдела ООО «Газпром трансгаз Ухта» И. А. Меркурьева; канд. техн. наук, доц. Семиткина Е. В., д-р техн. наук, профессор И. Ю. Быков; канд. техн. наук Д. А. Борейко; канд. техн. наук, доцент Е. Н. Мотрюк; канд. техн. наук, доц. П. В. Кожевникова; начальник международного отдела А. В. Рочева; специалист по работе со студентами ВО и СПО и странами Дальнего зарубежья В. Н. Понкратова (прогр. комитета); канд. техн. наук И. Д. Киборт (научный секретарь); Н. В. Фурсова (технический секретарь).

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

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: А. М. Набиева

© Ухтинский государственный технический университет, 2022

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

ISBN 978-5-6045346-0-1

План 2022 г., позиция 001(н).

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.

Уч.-изд. л. 29,26. Заказ № 368.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	12
Перспективные направления развития ресурсного потенциала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Швецов М.В., Северинова Л.Н.</i>	12
СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	17
Условия формирования и перспективы нефтегазоносности среднедевонско - нижнефранского комплекса на Среднепечорском поперечном поднятии <i>Ахметжанова З.М., Ростовщиков В.Б.</i>	17
Выбор поисковых критериев для открытия малоразмерных сложнопостроенных залежей нефти и газа на примере Паннонского бассейна (северная часть Республики Сербия) <i>Бембель С.Р., Милей Е.С.</i>	22
Симметричное электропрофилирование в комплексе с площадным вертикальным электротондированием при прогнозировании залежей сверхвязкой нефти, залегающих на глубинах до 300 метров <i>Валиев И.И., Судаков В.А., Фахриев Н.А., Новиков М.И.</i>	25
Возможности применения результатов динамического анализа материалов МОГТ-3D при прогнозе зон распространения коллекторов на малоизученных бурением площадях <i>Волков Д.С.</i>	28
Перспективы нефтегазоносности хадумской свиты Восточного Предкавказья по данным сейсмофациального и поверхностного атрибутивного анализа <i>Воронин М.Е., Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А.</i>	31
Перспективы открытия нефтяных месторождений в пределах восточной части шельфа Печорского моря <i>Гумеров А.Р., Хафизова Л.Р., Близнюков В.Ю.</i>	36
Применение принципа дифференциального улавливания углеводородов для прогноза фазового состояния залежей углеводородов в Верхнепечорской впадине <i>Гурова Д.И.</i>	43
Перспективы открытия новых залежей нефти на Лузском месторождении и его периферии <i>Заборовская В.В., Бугаева Е.В., Богданов Б.П.</i>	46
Анализ эффективности оперативного мониторинга полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D в Тимано-Печорском регионе <i>Емельянова О.Ф., Швецова М.Н., Вельтистов А.В.</i>	54
Система сравнительных оценок рисков геологоразведочных работ в разнотипных структурных зонах, с разной степенью изученности (Хорейверская, Верхнепечорская, Ижма-Печорская впадины) <i>Колоколова И.В.</i>	59
Технология отбора проб при опробовании водоносных горизонтов <i>Костоломов Е.В.</i>	66
Перспективы нефтегазоносности нижнесилурийских отложений юго-западной части Ижма-Печорской синеклизы <i>Куранов А.В., Желудова М.С., Шамсутдинова Л.Л.</i>	68

Пермско-триасовые терригенные отложения новый объект для поисков залежей нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Маракова И.А., Ростовщиков В.Б.</i>	74
Комплексное изучение доманиковых отложений естественных выходов пород восточной части Волго-Уральского бассейна <i>Радченко К.А., Ступакова А.В., Близнюков В.Ю.</i>	77
Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнего палеозоя Лайского вала Денисовского прогиба (по материалам скважины 1-Кэрлайская) <i>Котик И.С., Котик О.С., Бушнев Д.А., Валяева О.В., Савельева А.А., Саэтгараев А.Д.</i>	81
Определение технологических полей давлений и алгоритм обоснования конструкции скважины на нефть и газ <i>Логачев Ю.Л., Нор А.В.</i>	84
Перспективы нефтегазоносности терригенных отложений пермско-триасового возраста острова Колгуев <i>Нуртазаева М., Маракова И.А.</i>	91
Гидрогеологические закономерности размещения залежей углеводородов <i>Овчарова Т.А.</i>	94
Кинематическая обработка сейсморазведочных данных при наличии поверхностных неоднородностей <i>Половников С.С., Шабалин С.В.</i>	97
Анализ совокупных критериев нефтегазоносности для прогноза углеводородных ресурсов северного сегмента Урало-Монгольской складчатой системы <i>Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Демченко Н.П.</i>	101
Геохимический мониторинг нефтей в процессе разработки многопластовой залежи <i>Садманова М.В., Ермоловский А.В., Невестенко М.А., Тарасова Ю.С., Зубарева Е.В.</i>	107
Геолого-геохимические факторы состава УВ флюидов на больших глубинах <i>Сенин С.В.</i>	112
Эволюция представлений о геологическом строении Вуктыльского месторождения <i>Швецов М.В., Кочкина Ю.В., Вишератина Н.П., Могутов А.С., Кудашкина Е.А., Куницына Т.Н., Рудь Л.А.</i>	116
Этапы изучения «сланцевых толщ» нижнепермской терригенной молассы юга Верхнепечорской впадины <i>Швецов М.В., Мелькова Л.В., Вишератина Н.П., Кочкина Ю.В.</i>	121
Палеогеографические условия формирования хадумского горизонта Предкавказья <i>Шитова Я.А., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А., Стафеев А.Н., Близнюков В.Ю.</i>	127
СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	134
Анализ современного состояния изученности проблем, связанных с трудноизвлекаемыми запасами <i>Аббасова С.В.</i>	134
Современные методы бурения боковых стволов для вовлечения в разработку остаточных запасов углеводородов <i>Абдуллин А.Ф.</i>	140

Предотвращение отложений парафина, смол и асфальтенов путем применения тепловой обработки скважин <i>Акбашев Т.Р.</i>	144
Извлечение кислых компонентов из состава газлифтных газов <i>Алекперов Ю.З., Гадашова Э.В., Алиев И.Н.</i>	146
Оценка экономической эффективности разработки одного из нефтяных месторождений пермского края при бурении эксплуатационных скважин с зарезкой боковых горизонтальных стволов <i>Богаткина Ю.Г.</i>	149
Альтернативный способ гидрофобизации трещинного нефтенасыщенного карбонатного коллектора нефти и газа <i>Брагина О.А., Ружич В.В., Буглов Н.А., Ташкевич И.Д., Акчурин Р.Х., Близнюков В.Ю., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А.</i>	153
Оптоволоконный кабель для контроля температуры по стволу скважины Ярегского месторождения <i>Бучак Р.В., Миклина О.А.</i>	156
Об оценке коэффициента аномальности начальных пластовых давлений <i>Велиев Р.Г., Зейналова Г.А.</i>	159
Оценка влияния свойств пород и нефти на показатели вытеснения нефти водой в карбонатных коллекторах <i>Гайнуллин Р.Р.</i>	164
Оценка эффективности применения пенокислотной обработки призабойной зоны пласта <i>Ганиева Г.Р., Смелов А.А.</i>	167
Реологические свойства упруго вязко-пластичной жидкости при движении в трубах <i>Дадаш-заде М.А., Новрузова С.Г.</i>	170
Влияние реологических свойств упруго-вязко-пластичной жидкости на движение в трубах <i>Дадаш-заде М.А., Исаева С.А.</i>	174
Мониторинг деформаций земной поверхности участков шахтной разработки <i>Дудников В.Ю.</i>	177
Проблемы вскрытия и заканчивания скважин в условиях аномально низких давлений и полиминеральной агрессии <i>Дуркин В.В.</i>	180
О корреляции между режимом дренирования нефтяной залежи и составом добываемого газа <i>Исмаилов Г.Г., Исмаилов Ш.З., Исмаилов Ш.З., Султанова А.В.</i>	187
Методика тестирования жидкостей глушения скважин <i>Климанова Д.А., Никитин В.И., Мозговой Г.С., Шорников М.П.</i>	193
Применения технологии на основе электроимпульсного воздействия на горную породу с целью интенсификации притока к скважине <i>Лефтер А.П., Сафиуллина Е.У., Фабрицкая И.О.</i>	195
Экспериментальные исследования влияния процесса нуклеации на свойства газоконденсатных систем <i>Маликов Г.Х., Исмаилов Ш.З., Сулейманов А.А.</i>	202
Влияние пористой среды на фильтрацию нефти и природного газа <i>Мамед-заде А.М.</i>	208

Определение объема жидкости, поглощаемой пластом в процессе пуска газлифтной скважины	
<i>Мамедова Е.В.</i>	213
Схема реализации проекта по закачке CO ₂ с целью повышения нефтеотдачи Толумского месторождения	
<i>Мардамышин Р.Р., Морозюк О.А.</i>	215
Прогнозирование фазового поведения пластовой газоконденсатной системы в процессе разработки месторождения в условиях ограниченности начальных и прогнозных характеристик	
<i>Матейчук Л.В., Киян П.И., Волков А.Н.</i>	221
Применение закрытой системы нефтесбора для снижения температуры в горной выработке уклонного блока 4Т-4	
<i>Махмудов А.Э., Михеев С.С.</i>	224
Определение индивидуальных составов продукции морских газоконденсатных скважин в условиях групповой эксплуатации	
<i>Мачулин Л.В., Кулаков Ю.А.</i>	228
Структурные и технологические особенности повышения надежности газотурбинных приводов для нефтегазовой промышленности	
<i>Михайлов Д.А., Шейко Е.А., Пичко Н.С., Пичко А.П., Михайлов А.Н.</i>	235
Способ расчета коалесцирующих элементов в аппаратах подготовки нефти	
<i>Мякишев Е.А., Леонтьев С.А., Тарасов М.Ю.</i>	242
Использование экспресс-метода расчета технологических показателей разработки однородного пласта при вытеснении нефти водой для различных сеток скважин	
<i>Назипов В.Т.</i>	244
Микрофлора нефтяного пласта как фактор коррозионной опасности	
<i>Орлова И.О., Даценко Е.Н., Авакимян Н.Н., Чермит Т.А.</i>	249
Расширение зоны воздействия закачиваемым газом по продуктивным отложениям московского яруса среднего карбона Вуктыльского НГКМ	
<i>Панкратова Е.И., Жданов К.Ю., Тяжких С.В., Олесов Р.Ю.</i>	251
Растворы на углеводородной основе	
<i>Парфирьев В.А., Овчинников В.П., Рожкова О.В.</i>	254
Влияние обработки скважин с применением газоизолирующего агента на основе альфа-олефинсульфоната на состав попутно добываемой воды на месторождении УК	
<i>Петрухина Е.В., Щербакова К.В.</i>	260
Рекомендации к планированию и проведению трассерных исследований	
<i>Рочев А.Н.</i>	264
Применение теории подобия в построении математической модели надежности насосов	
<i>Фатхуллин К.Д., Грунско́й Т.В.</i>	267
Выбор методики расчета дебитов нефти горизонтальных скважин Ромашкинского месторождения	
<i>Ханнанов А.Д., Мугатабарова А.А.</i>	272
Расчет технологических показателей разработки однородного пласта с использованием модели непоршневого вытеснения нефти водой для различных сеток скважин	
<i>Хашимов Ф.Ф., Мугатабарова А.А.</i>	275

Перспективы развития нефтешахты №2 с учетом вывода из эксплуатации вентиляционного ствола «Лыя-Йоль» с последующим изменением схемы проветривания <i>Чупров М.Д.</i>	278
Совершенствование технологического процесса эксплуатации установки электроцентробежного насоса <i>Шайхулов Р.А., Шайхулова А.Д.</i>	280
Оценка термодинамического равновесия проб газа сепарации газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений <i>Шарипов А.Ф., Ксёиз Т.Г.</i>	282
Обоснование систем разработки нефтяных залежей с применением <i>Яраханова Д.Г.</i>	288
СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА.....	291
Исследование геотехнического состояния сооружений газотранспортной системы расположенной в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов <i>Белый Р.Е.</i>	291
Анализ опасности дрейфующих ледовых образований для подводного газопровода <i>Волков Д.С., Сарычев И.Л., Кузьбожьев А.С., Бирилло И.Н., Шишкин И.В.</i>	298
Система оценки энергоэффективности подогревателей газа, установленных на газораспределительных станциях <i>Галимов А.А., Хажиахметов В.Н., Асадуллин А.И.</i>	304
К вопросу о сложности обеспечения надежности трубопроводов в зонах склоновых процессов <i>Гильмияров Е.А., Иванов В.А.</i>	309
Преимущества использования органо-неорганических композиционных материалов в процессах транспорта, хранения и переработки нефти и газа <i>Григорьева Т.А.</i>	312
Влияние коррозии на обсадные колонны и анализ её причин <i>Евчук Е.А., Бастриков С.Н.</i>	314
Интеллектуальный предиктивный мониторинг при управлении надежностью и безопасностью систем транспорта и хранения нефти и газа <i>Земенкова М.Ю., Чижевская Е.Л.</i>	318
Получение изопентан-изоамиленовой фракции для производства МТАЭ <i>Иващенко И.С., Горбачев С.В.</i>	322
Оценка влияния высоковольтных линий электропередач переменного тока на подземные трубопроводы ООО «Газпром трансгаз Ухта» <i>Ивонин А.А., Максименко В.И.</i>	326
Оценка напряжённо-деформированного состояния трубы в дефектах потери металла при воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления <i>Игнатик А.А., Колесников М.В.</i>	331
Исследование напряженного состояния морских глубоководных трубопроводов при укладке j-методом <i>Исмайылов Г.Г., Шахларлы М.Э.</i>	337
Осложнения в подземных хранилищах газа в процессе отбора продукции и методы их предотвращения <i>Искендеров Э.Х.</i>	340

Возможности организации производства метионина в северных регионах России на основе местного сырья	
<i>Козлов А.М., Карпов А.Б., Ханина О.А.</i>	343
Подбор эффективных ингибиторов для защиты от углекислотной коррозии конденсаторпровода Вуктыл – Сосногорский ГПЗ	
<i>Кувакина А.О., Мелентьева К.С.</i>	345
Анализ применимости существующих методик определения работоспособности труб с трещинами для оценки степени опасности механических повреждений магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта»	
<i>Лаврентьев Н.Д., Погуляев С.И.</i>	351
Определение основного азота в бензиновых фракций смол коксования сланцев	
<i>Малькова А.Е., Гужель Ю.А.</i>	357
Повышение глубины отгона смол коксования сланцев на аппарате АРН-2	
<i>Михайличенко Е.С., Лескова С.А.</i>	359
Анализ химического влияния различных модифицирующих добавок для повышения когезионной прочности цис-1,4-полиизопренового каучука	
<i>Мищенко Е.С., Сигунова А.А., Карпов А.Б.</i>	361
Исследование и применение методов кибернетики при термическом крекинге пропана	
<i>Мустафаева Р.Э.</i>	365
Влияние термической и химической обработки на реологические свойства и давление возобновления перекачки высокопарафинистой нефти, транспортируемой по нефтепроводу «Южная Лыжа – Северная Кожва»	
<i>Некучаев В.О., Тарсин А.В., Михеев Д.М., Люосев В.В.</i>	368
Перспективы производства водорода на Сосногорском ГПЗ	
<i>Павловский Г.Е.</i>	373
Технические решения по оптимизации объектов линейной части МГ	
<i>Пасынков А.Н., Сарычев И.Л.</i>	377
Влияние перепадов производительности магистральных газопроводов на показатели энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов с различной номинальной мощностью	
<i>Пинигин Д.А., Закирзаков А.Г.</i>	380
Мировые тенденции в нефтехимии: синтез высших углеводородов по методу Фишера-Тропша (СФТ)	
<i>Ратьер Н.И.</i>	383
Варианты подготовки биогаза к сжижению	
<i>Рудакова А.Э., Митрофанова В.И.</i>	386
Оценка остаточного ресурса трубопровода по критерию трещиностойкости	
<i>Савич В.Л., Малинин В.Г.</i>	389
Оптимизация работы узла предотвращения гидратообразования на примере ГРС-3 «Ново-Александровка»	
<i>Сафин Р.М., Галимов А.А., Асадуллин А.И., Гаррис Н.А.</i>	393
Об особенностях сооружения подводных переходов магистральных трубопроводов: выбор технологии и используемое оборудование	
<i>Серикова Е.П., Борейко Д.А., Сериков Д.Ю.</i>	396
Прогнозирование деформаций грунтового массива в процессе ледового выплывания при проектировании подводных трубопроводов в условиях арктического шельфа	
<i>Силина И.Г., Иванов В.А.</i>	402

Перспективы производства сероуглерода в России <i>Ханина О.А., Рябоконт А.В.</i>	404
Сравнительный анализ технологии производства СКИ-3 с использованием различных модифицирующих добавок <i>Столярова П.С., Буранбаева М.М., Карпов А.Б.</i>	407
Синтез нефтепромысловых реагентов для трубопроводного транспорта нефти и нефтяных эмульсий из отходов нефтехимического производства <i>Харитонов Е.В., Байбекова Л.Р., Шарифуллин А.В., Сафиуллин А.Ф.</i>	410
Модельная установка для исследования противотурбулентных присадок и иных полимерных композиций, применимых на трубопроводных системах транспорта углеводородов <i>Харитонов Е.В., Байбекова Л.Р., Шарифуллин А.В., Сафиуллин А.Ф.</i>	414
Определение макропараметров моделей машинного обучения при прогнозировании влияния противотурбулентной присадки на гидравлическую эффективность нефтепроводов <i>Черенцов Д.А., Пирогов С.П., Якупов А.У., Воронин К.С.</i>	416
Оптимизация режимов работы подогревателей газа ПТПГ-30 <i>Янчук В.М., Кузьбожев А.С., Шишкин И.В., Бирилло И.Н., Кузьбожев П.А.</i>	419
Определение группового состава бензиновых фракций смол коксования сланцев с помощью ФИА-анализа <i>Яшуваев С.И., Белихина А.С., Майоров А.Р., Евстигнеева Е.А.</i>	423
СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ	426
Температурный режим скважины при бурении льдов в условиях станции «Восток» (Антарктида) <i>Блинов П.А., Козлова К.А.</i>	426
Формирование подхода к выбору вида функций относительных фазовых проницаемостей в условиях недостатка керновых данных <i>Игнатовский С.И., Рязанова Е.Н., Агунов М.А.</i>	431
Построение нечеткой модели оценки риска для работников нефтегазовой отрасли от лесных пожаров <i>Климова И.В., Смирнов Ю.Г., Севостьянова О.П.</i>	436
Использование ИК-анализа для повышения энергоэффективности процесса адсорбционной осушки природного газа <i>Ковалева Д.А.</i>	440
Транспортировка специальных сортов высоковязкой нефти в смеси с разбавителем и выбор моделей для расчета их вязкостных характеристик <i>Пискунов И.В., Башкирцева Н.Ю.</i>	443
Использование обобщенной функции желательности при выборе методики регенерации наночастиц магнетита в цикле очистки пластовых вод Усинского месторождения <i>Смирнов Ю.Г., Ивенина И.В.</i>	447
Использование технологии нечеткого моделирования при оценке достоверности петрофизических отношений между фильтрационно-емкостными параметрами <i>Чувашов А.А., Кожевникова П.В.</i>	451

Использование математической модели двойной пористости для определения показателей разработки неоднородного коллектора <i>Чувашов Н.А., Кунцев В.Е.</i>	453
Прогнозирование развития объёмов возобновляемых источников энергии на основе математических моделей диффузии инноваций <i>Шилова С.В., Куделин А.Г.</i>	458
СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ	462
Эффективность модернизации телесистемы ЗТС-42ЭМ-М <i>Бадиков Р.Ф., Вафин Р.М.</i>	462
Оптимизация затрат путём замены насосных агрегатов JN-320 производства NovaRotors на насосные агрегаты Netzsch для перекачки нефтеперекачивающей жидкости с повышенным содержанием механических примесей <i>Балин С.А.</i>	465
Пути оптимизации работы АВО в дискретном режиме <i>Беляев С.Н., Богданов Н.П.</i>	467
Фильтр-грязеуловитель НПС с усовершенствованием фильтрующего элемента <i>Бобылева Т.В.</i>	470
Исследование процесса калибрования стенки скважины тыльными конусами шарошек со смещенными осями <i>Борейко Д.А., Сериков Д.Ю.</i>	474
Исследование процесса работы блока осушки природного газа на комплексе по производству сжиженного природного газа на ГРС-4 г. Екатеринбурга <i>Быков Д.О., Фаррахов С.В.</i>	478
Комплексное решение по техническому обслуживанию и ремонту камеры сгорания газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1 <i>Калинин И.С.</i>	481
Анализ направлений повышения энергоэффективности компрессорной станции <i>Галимов Д.И., Шадрина А.В.</i>	485
Разработка рецептур буровых технологических жидкостей в сложных горно-геологических условиях <i>Каменских С.В., Быков И.Ю., Близиюков В.Ю.</i>	488
Анализ эксплуатационной надежности предохранительных клапанов <i>Лизунов Д.С., Быков И.Ю.</i>	492
Методика расчета остаточного ресурса датчикового оборудования <i>Моисеева Е.Д.</i>	496
Прочность тампонажного цемента с добавлением доменного шлака <i>Овчинников В.П., Рожкова О.В.</i>	499
Скважинное устройство для получения сверхкритического диоксида углерода с целью повышения нефтеотдачи пласта <i>Павлова П.Л., Михиенкова Е.И.</i>	502
Автоматизация процедуры поверки. Создание устройства определения вращения поршня и мобильного приложения для подготовки к поверке манометра избыточного давления грузопоршневого <i>Сахаров С.А.</i>	505

Обзор газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 с газотурбинным приводом различных производителей	
<i>Соловьев В.В.</i>	509
Формирование баз данных фактических механических характеристик металла труб магистральных и технологических нефтепроводов	
<i>Скородумов С.В., Пошибаев П.В.</i>	516
Актуализация нормативных документов по определению загрязняющих веществ сварочного аэрозоля в воздухе рабочей зоны	
<i>Терентьев М.Г., Соколова Ю.А.</i>	519
Разработка магнитного устройства для интенсификации процесса разделения водонефтяных эмульсий	
<i>Чайкина Я.И.</i>	524
Применение биополимерсолевых и аэрированных систем промывочных жидкостей в технологиях сооружения скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей	
<i>Шемелина О.Н.</i>	526
СЕКЦИЯ 6. IMPROVING THE INTERNATIONAL COMPETITIVENESS OF OIL AND GAS HIGHER EDUCATION INSTITUTION: SOLVING THE PROBLEMS OF PROMOTION INDUSTRY-SPECIFIC EDUCATION. (ПОВЫШЕНИЕ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО ВУЗА: РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПРОДВИЖЕНИЯ ОТРАСЛЕВОГО ОБРАЗОВАНИЯ)	530
Информационная безопасность как фактор повышения конкурентоспособности образовательной организации	
<i>Андрухова О.В., Кумага Н.К.</i>	530
Socio-economic aspects of the development of hard-to-recover heavy oil reserves	
<i>Ignatskaya L.Y.</i>	533
Current problems for university entrance in the oil and gas industry	
<i>Abbasov H., Polyakova I.</i>	536
International cooperation between Russian and UAE oil and gas universities in the field of experience exchange	
<i>Lavrenyuk M.</i>	538
Цифровая трансформация образовательной среды в России (на примере высшего образования)	
<i>Андрухова О.В., Ридван И.</i>	541
Competence based approach in the higher education system	
<i>Polyakov A., Abbasov H.</i>	543
Конкурентоспособность высшего нефтегазового образования	
<i>Укуёма Т., Андрухова О.В.</i>	547
Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя	
<i>Лукьянов С.А., Живаева В.В.</i>	550
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	554

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

УДК 622.279(470.13)

Перспективные направления развития ресурсного потенциала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Швецов М.В., Северинова Л.Н.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Основой добычи углеводородного сырья (УВС) ПАО «Газпром» в Тимано-Печорской провинции на сегодняшний день является Вуктыльский геолого-экономический район (ГЭР).

Инфраструктура региона, включающая газоконденсатные и нефтяные месторождения, магистральные газопроводы и нефтепровод, Сосногорский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) и Ухтинский нефтеперерабатывающий завод, образует единый функциональный комплекс «добыча – транспортировка – переработка», который является важной социальной составляющей жизни Республики Коми (рисунок 1).

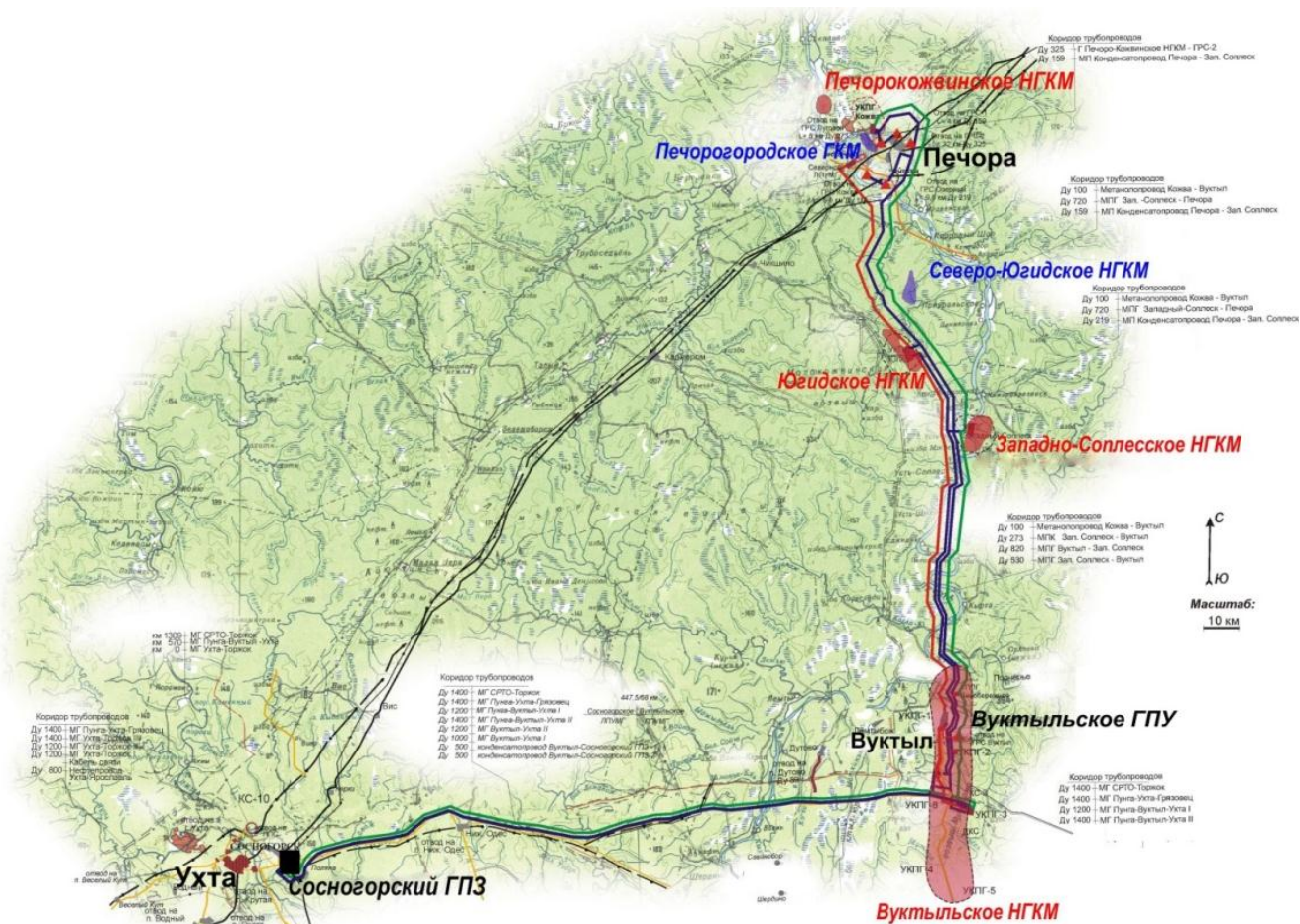


Рисунок 1 - Обзорная карта Вуктыльского ГЭР

В настоящий момент из семи нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) района эксплуатируются четыре: Вуктыльское, Югидское, Западно-Соллесское и Печорокожвинское. Два месторождения – Печорогородское и Северо-Югидское – находятся в стадии доразведки. Владелец лицензий на разведку и разработку месторождений является дочернее предприятие ПАО «Газпром» ООО «Газпром добыча Краснодар».

Основным объектом добычи газа Вуктыльского ГЭР является уникальное Вуктыльское НГКМ. Месторождение находится на завершающей стадии эксплуатации, которая характеризуется значительным истощением энергетического потенциала и высокой степенью выработанности запасов УВС.

Начиная с 1993 г. и по настоящее время Вуктыльское месторождение эффективно разрабатывается с применением закачки «сухого» тюменского газа в пласт из магистрального газопровода. Технология добычи ретроградного конденсата была разработана ухтинскими учеными на основе теоретических и экспериментальных исследований по изучению возможности извлечения остаточных углеводородов в условиях истощенной газоконденсатной залежи и успешно внедрена в производство. В основе технологии заложен процесс активации прямого испарения выпавшего в пласт конденсата в газовую фазу [1].

В качестве дополнительного направления повышения эффективности эксплуатации Вуктыльского НГКМ с 2016 г. реализуется «Программа опытно-промышленных работ по применению новых технологий увеличения углеводородоотдачи». Целью созданной Программы является увеличение коэффициента извлечения газа и конденсата за счет:

- расширения зон воздействия;
- смены направления потоков закачиваемого газа с помощью перевода нагнетательных скважин в добывающий фонд и обратно;
- разобщения объектов воздействия для осуществления одновременно-раздельной закачки газа.

В целом, реализация технологии извлечения ретроградного конденсата и Программы опытно-промышленных работ позволяют успешно поддерживать работоспособность всего комплекса по настоящее время.

В 2021 г. специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта впервые после 1972 г. выполнен пересчет запасов Вуктыльского НГКМ, а также обновлен проектный документ на разработку месторождения, утвержденный Государственной комиссией по запасам углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию. В ходе проведения работ по подсчету запасов был проанализирован огромный объем геолого-геофизической информации, накопившейся за более чем 50-летнюю историю разработки месторождения. В результате можно констатировать, что запасы газа и конденсата основной залежи, подсчитанные специалистами в 1972 г., подтвердились с точностью до 10 %. Это говорит о том, что несмотря на новые данные сейсморазведочных работ, модели залежей, созданные с помощью современных программных комплексов, а также другие знания о месторождении, подтверждают качество работы советских геологов. Одним из важных элементов проектного документа на разработку является проект доразведки месторождения. Уточнение геологического строения поднадвигового разреза Вуктыльского НГКМ в интервале глубин от 4300 до 5600 м планируется в процессе строительства поисковой скважины № 402-Вуктыльская и бурения дополнительных пяти разведочных скважин.

Основными перспективными объектами в поднадвиговой зоне Вуктыла являются карбонатные отложения доманиково-турнейского нефтегазового комплекса, ресурсная оценка которых выполнена на основании комплекса исследовательских работ, базирующегося на данных сейсморазведки МОГТ-2D и 3D, и составляет более 51 млрд м³ «сухого» газа.

Бурение поисково-оценочной скважины № 402 на Вуктыльском НГКМ начато 23 октября 2014 г. Скважина была пробурена до глубины 1261,5 м и в 2015 г. законсервирована в связи со сменой бурового подрядчика. Возобновление бурения произошло в декабре 2021 г. По вновь утвержденному проектному документу планируется использование современного оборудования и инструмента для бурения и испытания скважины, которое позволит осуществить проведение полного комплекса геолого-геофизических исследований, испытание пластов в открытом стволе, отбор керна, гидродинамические исследования, отбор глубинных проб воды и нефти (рисунок 2).

При строительстве скважины № 402 запланировано испытание в открытом стволе девяти продуктивных горизонтов, из которых пять – это поисковые объекты верхнего девона и нижнего карбона, еще четыре – это разведочные объекты в зеленецко-ньюмылгских отложениях, запасы по которым уже поставлены на Госбаланс, но требуют уточнения.

Помимо Вуктыльского в разработке на данный момент находятся также Печорокожвинское, Югидское и Западно-Соплесское месторождения. Все месторождения многопластовые, содержат от трех до девяти залежей в D₂-D₃, C₁-C₂, P₂ отложениях, и

характеризуются очень сложным геологическим строением. По величине начальных извлекаемых запасов все месторождения являются средними, основные запасы приурочены к средне-верхнедевонским терригенным отложениям. Пересчеты запасов утверждены в период с 2018 по 2021 гг.

Основные по запасам газа объекты представленных месторождений полностью разбурены, введены в полномасштабную разработку и находятся сегодня в третьей (Печорокожвинское, Югидское и Западно-Соплесское месторождения) [2], [3] и в завершающей стадии разработки (Вуктыльское месторождение) [4].

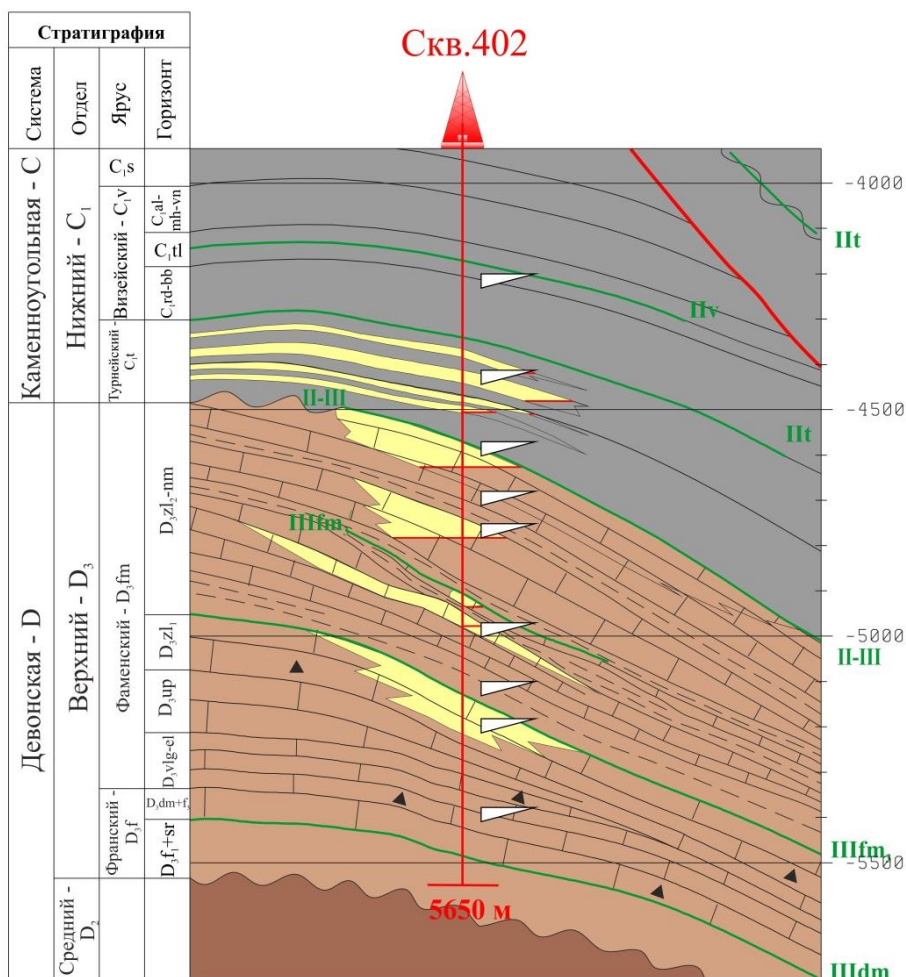


Рисунок 2 - Геологический разрез скважины № 402 Вуктыльского НГКМ

На каждом месторождении проектным документом предусмотрена программа доразведки и планируется доизучение залежей в процессе строительства эксплуатационных скважин.

Кроме разрабатываемых месторождений, два месторождения – Печорогородское газоконденсатное месторождение и Северо-Югидское НГКМ – находятся в доразведке и в разработку не введены.

Данные месторождения также характеризуются средней величиной извлекаемых запасов и сложным геологическим строением. Нефтегазоносными являются средне-верхнедевонские терригенные отложения. Открыты две залежи на Северо-Югидском и одна залежь на Печорогородском месторождении, пересчет запасов выполнен в 2015 и 2018 гг. Разработка залежей планируется с 2026 г. выводом поисково-разведочных скважин из консервации и бурением новых эксплуатационных скважин.

Сегодня комплекс ПАО «Газпром» в Республике Коми «живет» и развивается в соответствии с Концепцией комплексного развития, выполненной в 2017 г. филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в тесном взаимодействии со специалистами ООО «Газпром добыча Краснодар» и его подразделения – Вуктыльского газопромыслового

управления [5]. Концепция предполагает эксплуатацию действующих месторождений и ввод новых, реконструкцию объектов систем сбора, промышленной подготовки и межпромыслового транспорта, а также трубопроводов подачи УВС на Сосногорский ГПЗ. В основе Концепции, утвержденной Постановлением Правления ПАО «Газпром», заложены решения, позволяющие продлить эксплуатацию системы добычи, транспортировки и переработки УВС ПАО «Газпром» в Республике Коми на ближайшие 20 лет.

Перспективы развития нового центра газодобычи вокруг Нарьян-Марской группы месторождений базируются на освоении существующих месторождений и создании региональной геологической модели территории с целью выявления и лицензирования перспективных участков.

В 2021 г. лицензия на разведку и разработку Лаявожского и Ванейвисского месторождений переформлена на совместное предприятие ПАО «Газпром» и ПАО «Лукойл» – ООО «Лаявожнефтегаз» (рисунок 3).

Ведутся работы по подготовке месторождений к вводу в промышленную разработку[6].

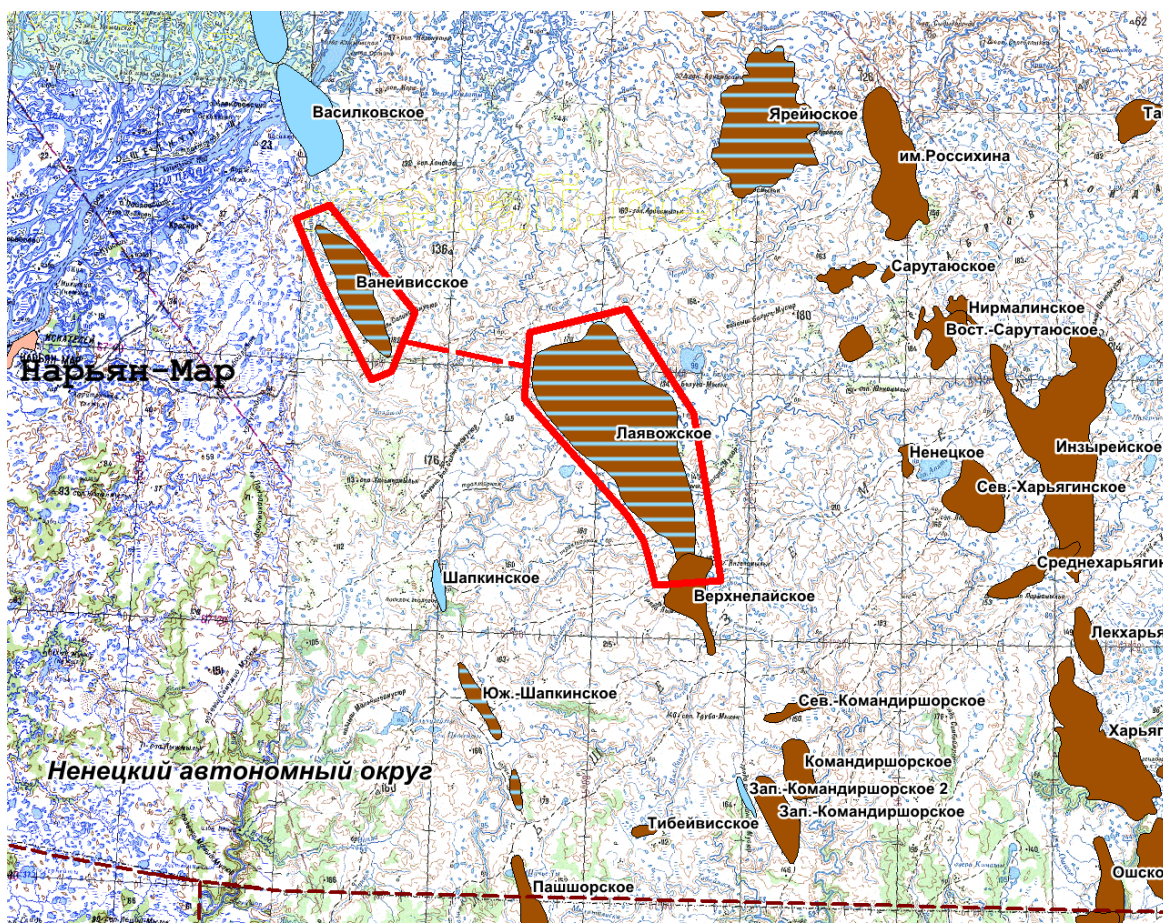


Рисунок 3 - Обзорная карта Лаявожского и Ванейвисского НГКМ

Добыча УВС на этих месторождениях начнется с разработки нефтяных объектов. Жидкие углеводороды предполагается направлять через Хыльчующее месторождение ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по существующему нефтепроводу на Варандейский терминал, а газ – по проектному газопроводу на проектный завод сжиженного природного газа в порту Индига. Реализация этого проекта будет зависеть от выполнения Федеральной программы по строительству железной дороги Сосногорск – Индига. Газ месторождений Нарьян-Марской группы может быть использован и в качестве сырьевой базы Сосногорского ГПЗ. Эффективность такого решения покажут будущие исследования.

С целью развития ресурсной базы и повышения привлекательности региона филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта и Ухтинский государственный технический университет (УГТУ) выполняют комплекс научно-исследовательских работ (НИР).

Силами специалистов УГТУ выполнена работа по исследованию верхнедевонских отложений доманикового типа на территории Предуральяского краевого прогиба. Филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в настоящее время выполняется работа по обоснованию новой сырьевой базы в южной части Верхнепечорской впадины. Планируется к выполнению совместными усилиями НИР по исследованию среднепалеозойских карбонатно-терригенных отложений Вуктыльско-Среднепечорского района.

Проводятся также исследования, направленные на повышение эффективности разработки действующих месторождений. Одним из результатов этих работ будет создание технологии извлечения ретроградного конденсата с применением неуглеводородных газов.

Важной задачей является ввод в эксплуатацию небольших месторождений с начальными запасами природного газа до 30 млрд м³. Значительные геологические, технологические и экономические риски не обеспечивают конкурентоспособности запасов и делают проекты разработки таких месторождений заведомо нерентабельными и непривлекательными. Себестоимость природного газа малых месторождений, как правило, в ценовом аспекте значительно дороже газа крупных месторождений. В связи с этим, руководством ПАО «Газпром» поставлена задача оптимизировать существующие технические требования к проектированию обустройства малых месторождений и разработать нормативный документ, применение которого позволит повысить рентабельность их разработки.

На сегодняшний день ПАО «Газпром» в Тимано-Печорской провинции ведет разработку четырех НГКМ, все месторождения очень сложные по геологическому строению и применяемым технологиям разработки.

Результаты опытных и научно-исследовательских работ, проводимых на Вуктыльском НГКМ, на протяжении последних 20 лет позволяют поддерживать в работоспособном состоянии систему добычи, транспортировки и переработки УВС ПАО «Газпром» в Республике Коми.

Комплексная программа развития Вуктыльского ГЭР, утвержденная в ПАО «Газпром», обосновывает работу газодобывающего и газоперерабатывающего комплекса Республики Коми до 2045 г.

Ввод в разработку Лаявожского и Ванейвисского НГКМ откроет новые перспективы для развития нефтегазодобывающего комплекса на Европейском Севере России.

Проводимые комплексные исследования нефтегазоносных территорий Тимано-Печорской провинции определяют и подтверждают перспективу развития газовой отрасли в Республике Коми.

Библиографический список:

1. Вуктыл. Дороги, которые мы выбираем / сост. Л.В. Жогова, Т.А. Векшина, И.В. Шаманаева; по ред. А.А. Захарова.- Сыктывкар: Коми республиканская типография, 2006.-704 с.
2. Дополнение к технологическому проекту разработки Западно-Соплесского нефтегазоконденсатного месторождения Республики Коми: отчет о НИР: 01/ПРОЧ-НИОКР/0016: в 3 кн. / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; рук. Ю.Б. Низовцева. – Ухта, 2021. – 521 с.
3. Дополнение к технологическому проекту разработки Печорокожвинского нефтегазоконденсатного месторождения Республики Коми: отчет о НИР: 01/ПРОЧ-НИОКР/0014: в 4 кн. / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; рук. Ю.Б. Низовцева. – Ухта, 2021. – 925 с.
4. Дополнение к технологическому проекту разработки Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения Республики Коми: отчет о НИР: 01/ПРОЧ-НИОКР/0089: в 3 кн. / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; рук. Ю.Б. Низовцева. – Ухта, 2021. – 914 с.
5. Концепция комплексного развития Вуктыльского геолого-экономического района: отчет о НИР: в 3 кн. / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; отв. исп. С.В. Труфанов. – Ухта, 2017. – 1207 с.
6. Проект на выполнение работ по объекту: "Доразведка Ванейвисского и Лаявожского нефтегазоконденсатных месторождений. Этап 1. Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д.. - Ухта: филиал Газпром ВНИИИГАЗ в г. Ухта, 2018.- 469 с.

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 550.8, 553.982.23

Условия формирования и перспективы нефтегазоносности среднедевонско-нижнефранского комплекса на Среднепечорском поперечном поднятии

Ахметжанова З.М., Ростовщиков В.Б.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация. Среднепечорское поперечное поднятие является одним из основных объектов в районе с развитой газодобывающей инфраструктурой, но с падающей добычей, где возможно открытие новых крупных нефтегазоконденсатных месторождений.

В первую очередь, это относится к среднедевонско-нижнефранскому НГК, в котором открыто крупное Западно-Соплесское нефтегазоконденсатное и Югидское газонефтяное месторождения.

Поэтому, в статье уделено главное внимание формированию среднедевонско-нижнефранскому НГК в пределах сложнопостроенного Среднепечорского поднятия. На нестандартное залегание ловушек и нефтегазообразование оказали влияние условия седиментации и постседиментационные процессы, которые неразрывно связаны: с одной стороны - с формированием и развитием Печорокожвинского авлакогена, с другой – с инверсионными процессами и орогенезом в Уральской складчатой области в конце перми-триаса.

Структурно-тектонические, литофациальные и геохимические критерии указывают на возможность открытия крупного месторождения в пределах Югид-Кыртинской антиклинальной зоны.

Ключевые слова: грабен, поперечное поднятие, песчаные бары, орогенез, тангенциальные напряжения, седиментогенез.

Актуальность: Среднепечорское поперечное поднятие (СППП) является основным из геологических объектов, где возможно открытие крупных месторождений газоконденсата в районе развитой газодобывающей инфраструктурой, испытывающей острый дефицит в разведанных запасах газа.

Геологическое строение СППП обусловлено историей формирования этого тектонического элемента. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов территории СППП позволяет выделить следующие благоприятные факторы для наличия залежей углеводородов:

1) Особенности структурного плана: приподнятая область и наличие крупных структур для аккумуляции УВ из соседних очагов генерации: Верхнепечорской и Большесыненской впадин с мощным углеводородным потенциалом в «доманикитах»;

2) Условия седиментации, позволившие сформировать мощные толщи коллекторов, представленных хорошо отсортированными кварцевыми песчаниками и глинисто-аргиллитовые покрывки. [1]

Геологическое строение

В состав Среднепечорского поперечного поднятия входят: Худоель-Войская антиклинальная зона, Даниловская депрессия, Аранец-Переборская антиклинальная зона, Югид-Кыртинская антиклинальная зона.

Самым приподнятым восточным ограничением севера Среднепечорского поперечного поднятия является Худоель-Войская антиклинальная зона, имеющая размеры 85×17 км. По фундаменту и нижнепалеозойским образованиям с запада она ограничена Припечорской зоной разломов, по нижнекаменноугольным и верхнепермским отложениям – Худоель-Соплесским надвигом.

Ширина Даниловской депрессии составляет до 8-15 км, длина 110 км. Кровля карбонатных отложений нижней перми залегает на глубине от 1000 до 4000 м. Ось прогиба ориентирована в северо-северо-западном направлении и параллельна осевой линии Аранец-Переборской антиклинальной зоны.

Аранец-Переборская антиклинальная зона выделена вдоль северо-восточного крыла Среднепечорского поперечного поднятия. По кровле карбонатов нижней перми - это узкая линейно-вытянутая структура 2-го порядка размерами 70×5-8 км. Глубина залегания кровли карбонатных отложений нижней перми колеблется от 1800 до 4500 м.[3]

Югид-Кыртинская антиклинальная зона отделяется от Верхнепечорской впадины, Аранец-Переборской и Худоель-Войской структурными зонами, Даниловской депрессией, с востока отделена от Большесынинской впадины субвертикальной Мичабичевской зоной разломов, в верхней части срезанной более молодым уральским надвигом. Размеры Югид-Кыртинской антиклинальной зоны составляют 160×10-15 км.

Условия формирования Среднепечорского поперечного поднятия

Поднятие имеет двойственную природу: с одной стороны - это продолжение Печоро-Кожвинского мегавала на юго-восток, с другой - приподнятая часть Предуральского краевого прогиба, вытянутая в субмеридиональном направлении и разделяющая Большесынинскую впадину на северо-востоке и Верхнепечорскую впадину на западе. Поэтому здесь отмечается сложная интерференционная структура, в которой проявлено взаимное влияние как северо-западной ориентировки структур Печоро-Кожвинского мегавала, так и субмеридионального простирания структур западного склона Урала.

В среднем палеозое Среднепечорское поперечное поднятие формировалось в едином плане с территорией Печоро-Кожвинского мегавала. В девонское время территории Среднепечорского поперечного поднятия и Печоро-Кожвинского мегавала представляли единый грабен, в котором накапливались мощные толщи девонских осадков. Суммарная толщина разреза осадочного чехла составляла 8-9 км.

Последующая инверсия в каменноугольно-нижнепермское время образовала здесь приподнятую область, замыкающую с востока Верхнепечорскую впадину. В перми и раннем триасе юго-восточная часть мегавала (Аранец-Переборская антиклинальная зона) была вовлечена в общее погружение Предуральского краевого прогиба, что подтверждается характером распространения преимущественно верхнепермских отложений. В позднем триасе, а возможно и в более позднее время, Аранец-Переборская антиклинальная зона подверглась существенной переработке под воздействием тектонических движений со стороны Урала. Северо-западное простирание сохранила только Аранецкая брахиантиклиналь. Остальные структуры, расположенные южнее (Переборская, Берёзовская и др.) получили новое меридиональное простирание. В результате верхняя часть разреза осадочного чехла была смята в линейные складки, осложненные серией надвигов, последовательно с востока на запад перекрывающих друг друга, типичных для Западно-Уральской области и Предуральского прогиба. Образовался сложно дислоцированный узел.

Наиболее перспективным нефтегазоносным комплексом для скопления крупных запасов газа является среднедевонско-нижнефранский, представлен терригенными песчано-глинистыми образованиями.

Условия седиментации среднедевонско-нижнефранского НГК

Среднедевонско-нижнефранский НГК в пределах Среднепечорского поперечного поднятия распространен повсеместно, образовался в результате прибрежно-морского и шельфового осадконакопления, представлен песчано-алевролитовыми коллекторами и глинисто-аргиллитовыми покрывками.

Формирование среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса происходило в условиях, когда большая часть территории была выведена в зону регионального размыва, границы осадочных бассейнов контролировались крупными прогибами в частности сложнопостроенного Печорокожвинский мегаграбена с устойчивым погружением Печорокожвинского грабена. Ограниченные массы обломочного материала сгружались в эти локализованные бассейны, где и формировались мощные толщи кварцевых от грубозернистых до алевролитовых фракций песчаников и глин.

Снос материалов происходил с запада и северо-запада (рис. 1.).

Внутри Печорокожвинского грабена зональность в распределении песчано-глинистого материала контролировалась внутренним строением осадочного бассейна, энергией речных транспортеров обломочного материала и гидродинамическими режимами в зоне накопления осадочного материала (рельеф дна, прибрежные течения и др.).

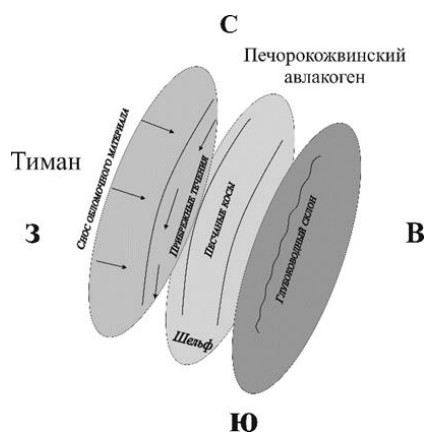


Рисунок 1 - Схема режимов и зон осадконакопления в южной части Печорожвинского авлакогена в среднедевонское время (Ахметжанова З. М.)

Одна из моделей формирования осадочных отложений в среднем девоне представлены в работах Е. О. Малышевой и В. А. Жемчуговой (рис. 2.).

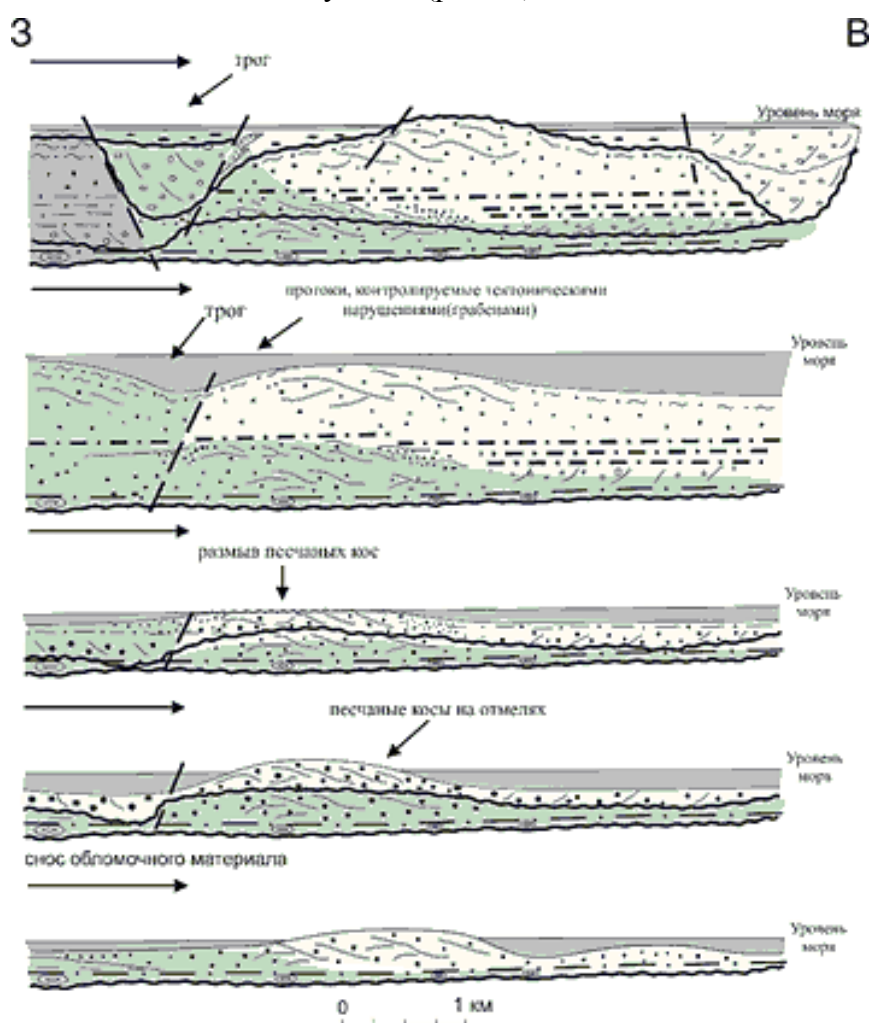


Рисунок 2 – Условия формирования среднедево-нижнефранского терригенного комплекса в южной части Печорожвинского авлакогена (Югидская площадь), (Малышева В. А.)

Отсутствие достаточно представительного информационного материала для моделирования моделирования в среднем девоне в пределах южной части грабена не позволяют представить обоснованную модель формирования среднедевонского комплекса. Но используя сейсмический материал и данные скважины №1 Югид-Вуктыльская, построены палеотектонические профили и разработана блок-схема осадконакопления для Югид-Кыртинской зоны (рис. 3, 4).

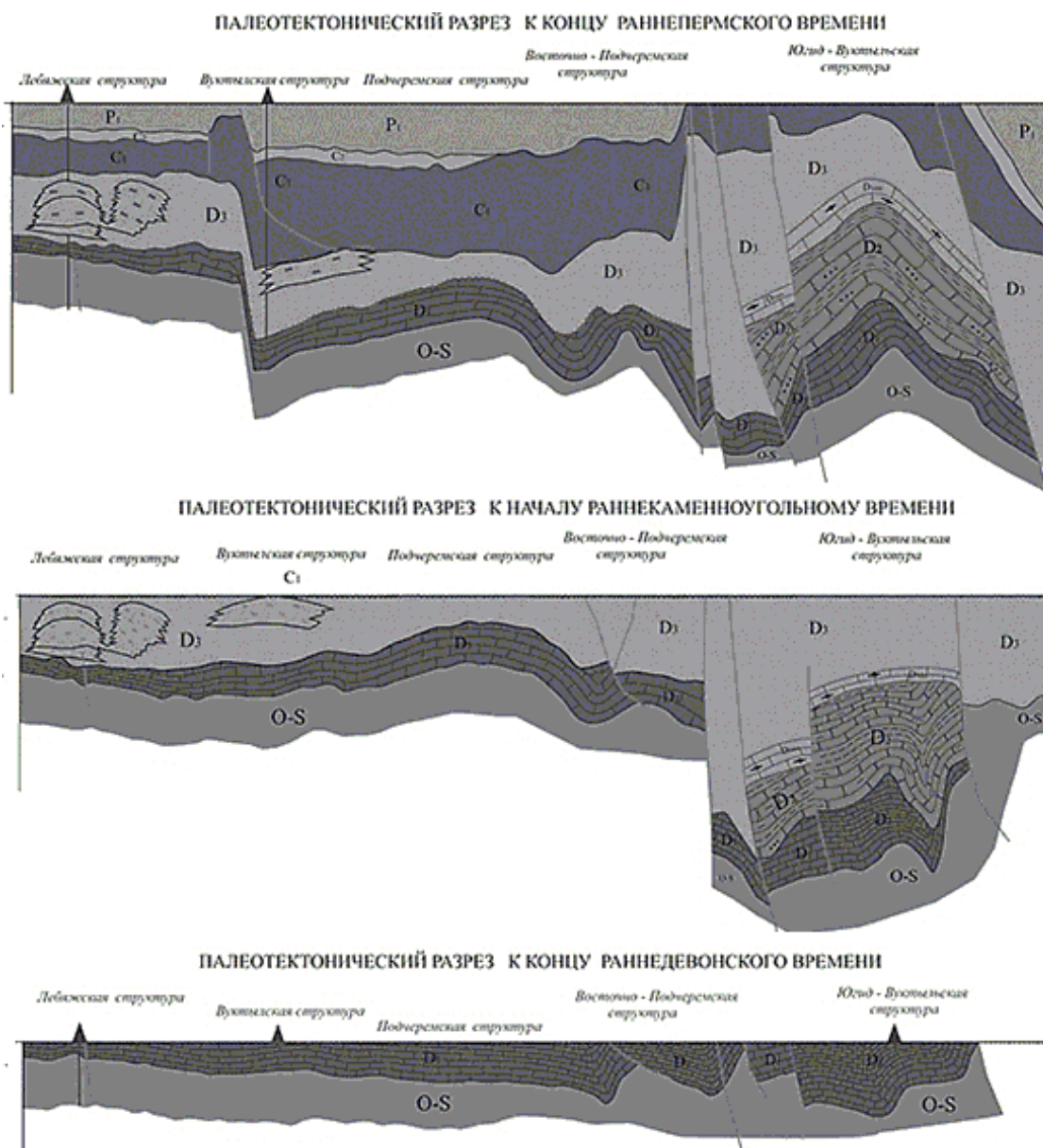


Рисунок 3 – Палеотектонические профили через Югид-Вуктыльскую антиклинальную зону (Ахметжанова З. М.)

Вдоль зоны припечорских разломов, контролирующих Печорожвинский грабен располагался параллельно разлому протяженный относительно трог, далее существовали на отмелях песчаные косы, которые сформировали баровые песчаные образования. Для этих зон характерно накопление грубозернистых песчаных образований, которые на восток замещались средне- и мелкозернистыми разностями, увеличивалось и количество глинистого материала.

Еджидкыртинская зона попадает в зону трога и песчаного бара. Вскрытая часть среднедевонско-нижнефранского разреза в скважине №1 Югид-Вуктыльская является подтверждением представленной модели (рис. 5).

Предверхнедевонский размыв практически не затронул территории контролируемые Печорожвинским грабеном, здесь сохранились наиболее полные разрезы среднего девона. Устойчивое погружение в верхнедевонское время сохранило от размыва нижнефранские терригенные отложения.

Перестройка структурного плана произошло в период крупной инверсии в конце поздней перми-триаса в период активизации орогенных процессов на Урале. Вертикальные и наложенные на них тангенциальные силы определили сложное строение Среднепечорского поперечного поднятия и сформировали Югид-Вуктыльскую структурно-надвиговую антиклинальную зону (рис. 4)

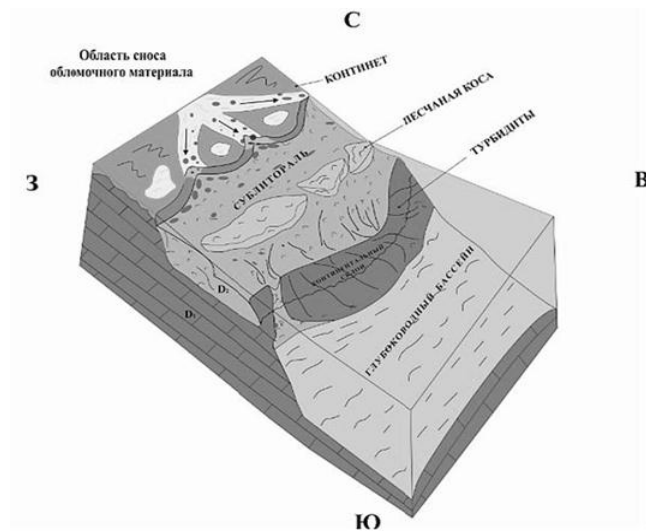


Рисунок 4 – Блок-схема осадконакопления в южной части Печорожвинского авлакогена в среднедевонское время (Ахметжанова З. М.)

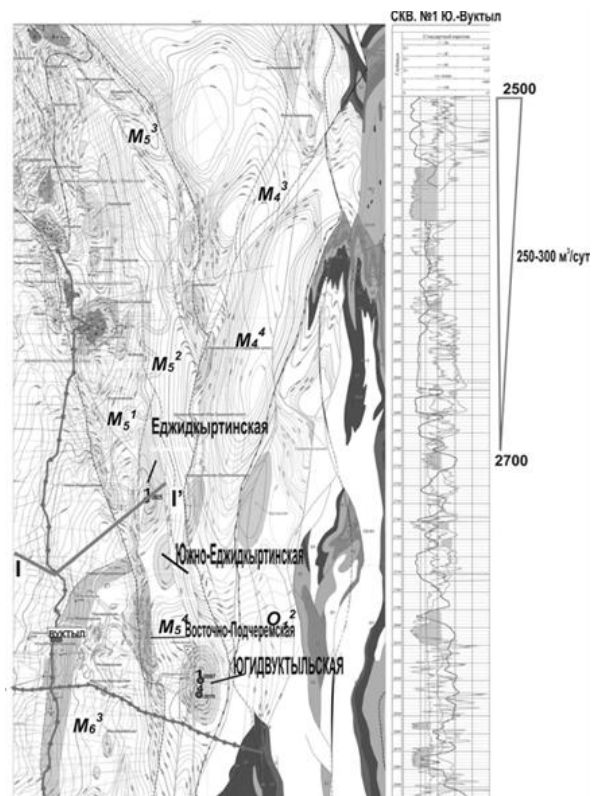


Рисунок 5 – Геолого-геофизические данные по скважине №1 Югид-Вуктыльская (Ростовщиков В. Б., Ахметжанова З. М.)

Нефтегазоматеринскими породам, прошедшими зрелую стадию газообразования являются «доманикиты» и подстилающие нижнедевонско-силурийские глинистые карбонаты. Наблюдается четкая зависимость заполнения ловушек по принципу дифференциального улавливания при движении нефтегазоводных флюидов из глубокопогруженных очагов генерации Большесынинской и Верхнепечорской впадин в приподнятые блоки СПП.

Здесь уже открыты крупные месторождения: Западно-Соплесское нефтегазоконденсатное и Югидское газонефтяное месторождения с залежами в кварцевых песчаниках среднего и верхнего девона.

Движение флюидов с востока из Большесынинской впадины и с юга из Верхнепечорской впадины, предопределило закономерное размещение: залежей Северо-восточный борт и южная часть СПП – это нефтегазоконденсатные месторождения (Западно-Соплесское, Печорогодское, Печорожвинское); центральная и северная часть СПП и

Печорокожвинского мегавала – газонефтяные месторождения (Югидское, Кыртаельское), юго-западный борт – нефтяные месторождения (Западно-Югидское, Южно-Кыртаельское, Каменское, Северо-Кожвинское, Южно-Лыжское).

На промышленную газоносность указывает открытие крупных Западно-Соплесского НГКМ на севере поднятия и газопроявления до значительных притоков на Югид-Вуктыльской структуре, где из песчано-алевролитовых отложений среднего девона из аллохтона получены притоки метанового газа в скважинах №1 и № 4 дебитом по пересчету до 300 тыс. куб. м/сутки. На Югид-Вуктыльской площади эффективные газонасыщенные мощности выделенные по комплексу ГИС.[2]

Выводы:

Для прогноза крупных нефтегазоконденсатных месторождений в пределах Среднепечорского поперечного поднятия имеются следующие основания:

1. Наличие крупных сложнопостроенных ловушек как в аллохтоне, так и в автохтоне;
2. Благоприятные литолого-фациальные условия для формирования ловушек в среднедевонско-нижнефранском НГК: наличие мощных толщ кварцевых песчаников-коллекторов и глинисто-аргиллитовых покрышек;
3. Наличие нефтегазоматеринских пород, представленных «доманикитами» с высоким углеводородно-производящим потенциалом с благоприятным расположением очагов генерации по отношению к области сбора углеводородов;
4. Наиболее перспективной зоной является Югид-Вуктыльская антиклинальная зона, где получены прямые признаки промышленных скоплений газа в скважине №1 Югид-Вуктыльская.

Библиографический список:

1. Грунис Е. Б., Ростовщиков В. Б., Сбитнева Я. С., Колоколова И. В., Ахметжанова З. М. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 7–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18.
2. Грунис Е. Б., Ростовщиков В. Б., Давыденко Б. И. Перспективы нефтегазоносности шовных зон северного сегмента Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 41–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-41-56.
3. Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности Западного склона Полярного и Приполярного Урала. - Санкт-Петербург-Ухта, 2015. – 264 с.

УДК 553.9

Выбор поисковых критериев для открытия малоразмерных сложнопостроенных залежей нефти и газа на примере Паннонского бассейна (северная часть Республики Сербия)

Бембель С.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Милей Е.С.

ООО "НТЦ НИС Нафтагас", г. Нови Сад

В последние десятилетия в нефтяной геологии отмечается смещение тенденций в сторону детального изучения труднодоступных, глубокозалегающих отложений и связанных с ними сложнопостроенных залежей углеводородов (УВ). Существует мнение, что около 80% месторождений нефти и газа уже открыто, а на сегодняшний день возможна доразведка только оставшихся 20%. Поскольку оставшиеся запасы нефти, газа и конденсата сконцентрированы в залежах, имеющих строение, отличное от традиционных, научно-технический вызов для геологов заключается в понимании и объяснении механизма формирования таких ловушек. Далее, на основе проверенных гипотез формирования можно сконструировать предсказательные инструменты и определить перспективы нефтегазодобывающей отрасли на ближайшее будущее.

Современные исследователи недр занимаются как улучшением традиционных подходов, так и развитием технологий и применением автоматизированных комплексов обработки информации, предпринимаются попытки привлечения машинного обучения для геологического анализа. Речь не о том, что традиционные методы устарели или содержат инклюзивные ошибки, но, чтобы разведать новые запасы УВ, нужно оттолкнуться от принципиально других основ или хотя бы пересмотреть традиционные знания о геологическом строении изучаемых территорий.

Одним из направлений, на котором, возможно, стоит сконцентрироваться геологам, является выбор и опробование поисковых критериев для залежей, структура которых не укладывается в традиционные геологические представления. Понимание, что перед нами сложнопостроенная залежь УВ, исходит из того, что применение классических методов изучения приводит к отрицательным результатам - открытия новых залежей УВ не происходит. Например, изучая многопластовые малоразмерные залежи Паннонского бассейна, мы столкнулись с тем, что общепринятые принципы геологического анализа и моделирования приводили нас к выводам об отсутствии промышленных скоплений нефти и газа. На практике, отойдя от стандартных подходов и выдвигая гипотезы, в частности о фрактальном строении залежей [2] и сдвигово-ротационных механизмах их формирования [4], принимались решения о заложении скважин, осуществляя которые были получены удивительные результаты, выходящие за рамки традиционных представлений о пластово-сводовых или массивных залежах.

Предлагаемые критерии и особенности строения являются результатом практического изучения в процессе доразведки месторождений сербской части Паннонского бассейна, оператором месторождений является сербская компания “НИС Нафтагас”. Подходы к изучению малоразмерных сложнопостроенных залежей УВ и фактические результаты обсуждалось в нескольких статьях [5, 6]. Опыт геологического анализа ряда месторождений нефти и газа северных территорий Республики Сербии показывает, что перспективные малоразмерные структуры связаны со сдвигово-ротационными процессами, локальными выступлениями фундамента и субвертикальными зонами деструкции горных пород.

На рисунке 1 приведен фрагмент временного сейсмического разреза одного из объектов исследований, где можно видеть наличие локальных выступов фундамента и аномалий волнового поля, характерных для геодинамически активных областей.

В ходе детального анализа материалов сейсморазведки были локализованы и закартированы аномалии «газовых труб» и участки субвертикальных зон деструкций (СЗД) горных пород. Исходя из имеющегося опыта анализа особенностей геологического строения месторождений Западной Сибири, необходимой предпосылкой для образования «газовых труб» является существование вблизи активного геодинамического очага следствия его проявления – зоны деструкции [2]. По мнению авторов, характер сейсмической записи, представленной на рисунке 1, в интервале пород фундамента соответствует особенностям и характеру волновой картины при наличии дизъюнктивного нарушения - разлома глубокого заложения.

На основании анализа сложнопостроенных залежей нефти установлены главные критерии поиска малоразмерных залежей УВ, характерные для северного района Республики Сербии (территория Северный Банат):

1. Наличие разлома глубокого заложения и близость к нему целевого объекта.
2. Локальный выступ фундамента, наличие субвертикальной зоны деструкции.
3. Устойчивое прослеживание отражающего горизонта, контролирующего целевые отложения.
4. Наличие сохранных пород-покрышек.

Общий геодинамический механизм формирования малоразмерных залежей в пределах сербской части Паннонского бассейна можно описать следующими основными геологическими событиями:

1. Возникновение локального импульсного источника энергии, вызванного глубинными флюидодинамическими процессами.
2. Формирование субвертикальных зон деструкций осадочных пород.
3. Импульсные локальные толчки, вызванные периодической реактивацией очагов СЗД, которые, в свою очередь, создают неравновесную систему в вышележащих осадочных толщах

(изменение рельефа). Возникают локальные источники сноса осадочного материала и зоны дезинтеграции горных пород.

4. Вследствие частых локальных изменений глубины осадочного бассейна происходит локальное перераспределение осадочного материала, в данном случае, формирование локальных и изолированных песчаных тел.

5. При последующей активизации очагов нефтегазогенерации глубинный флюид мигрирует в вышележащие отложения по созданным зонам деструкции горных пород.

6. При наличии непроницаемых пород над породами с достаточными фильтрационно-емкостными свойствами формируется малоразмерная локальная залежь УВ с высокой продуктивностью.

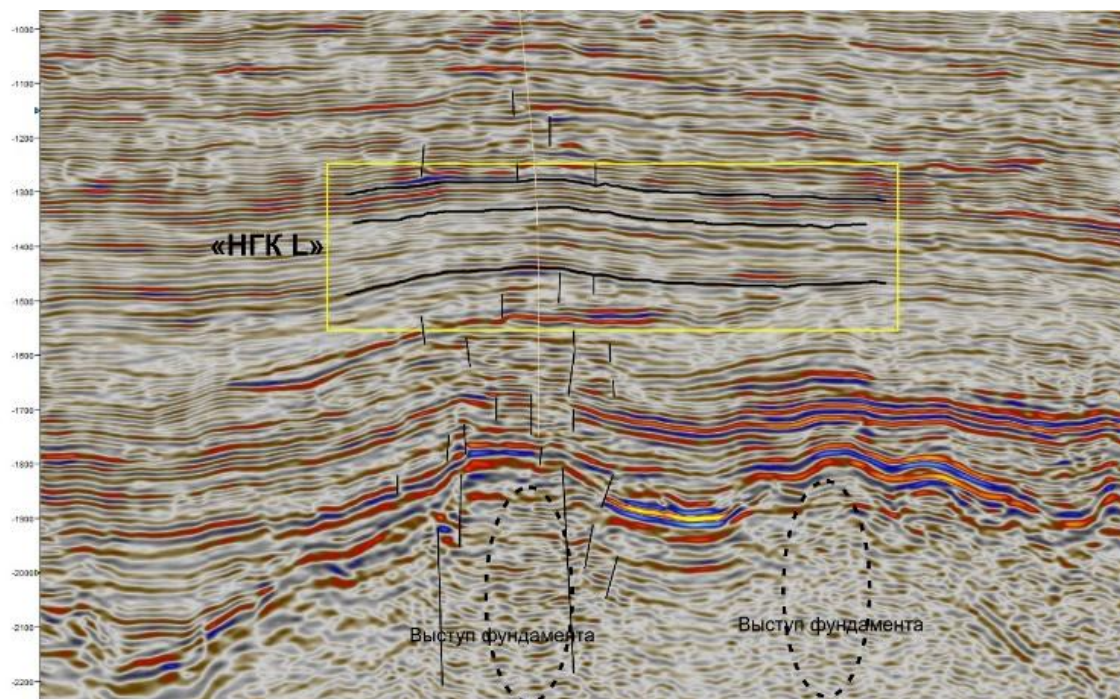


Рисунок 1 - Фрагмент временного разреза с интерпретацией локального выступа фундамента, дизъюнктивных нарушений и кровли верхнемиоценового нефтегазоносного комплекса

Выявленная область центрального выступа была выбрана объектом для доразведки, и в результате бурения было подтверждено наличие нефти и газа в трех комплексах терригенных отложений. На рисунке 1 показана траектория пробуренной скважины. После проведения комплекса ГИС в данной скважине определены более пяти перспективных интервалов, объекты были опробованы и на данный момент из них ведется добыча нефти и газа. Применение “умных” траекторий с отдельными целями на каждый комплекс позволили достичь 100% успешности при доразведки новых запасов. Экономическая эффективность, оцениваемая в компании коэффициентом PI, составила 1,9.

На основании результатов комплексного анализа авторами был сделан вывод, что особенность рассматриваемых отложений прибрежно-озерного седиментационного комплекса взаимосвязана с тектоническими факторами, контролирующими процессы осадконакопления (инициация и перераспределение осадочного материала).

Благодаря геологической интерпретации выделенных участков зон деструкций горных пород по методике [2] открывается возможность поиска и разведки групп малоразмерных ловушек, представляющих целую систему ловушек в широком интервале геологического разреза - от фундамента до верхнего мела. Для повышения эффективности разработки месторождений необходимо проведение доразведки на эксплуатационных участках и перспективных площадях по методике высокоразрешающей сейсморазведки 3Д [2].

Описанные геодинамические события сформулированы в соответствии с принципами «геосолитонной концепции» [1], а также согласуются с гипотезой о дегазации Земли П.Н. Кропоткина.

Библиографический список:

1. Бембель Р. М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
2. Бембель С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири: монография / С. Р. Бембель, – Тюмень: ТИУ, 2016. – 215 с.
3. Дойч Д. Структура реальности. – М.: Альпина нон-фикшн, 2017. – 430 с.
4. Милей Е. С. Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения. / Е. С. Милей, С. Р. Бембель // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2020. – №4. – С. 21-35. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-4-21-35>
5. Милей Е. С. Прогноз нефтегазоносности залежей в Паннонском бассейне на основе тектоно-структурного подхода. / Е. С. Милей, С. Р. Бембель // Материалы международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность – 2021». Москва, Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ, 27-28 мая 2021, <https://oilgasideas.ru/wp-content/uploads/2021/05/MileyES.pdf> (доступ свободный).
6. Милей Е. С. Тектоно-структурный анализ залежей в отложениях контакта осадочного чехла и кристаллического фундамента / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. // Известия вузов. Нефть и газ, 2020. – № 3. – С. 7-22.

УДК 550.837

Симметричное электропрофилирование в комплексе с площадным вертикальным электроразведыванием при прогнозировании залежей сверхвязкой нефти, залегающих на глубинах до 300 метров

Валиев И.И., Судаков В.А.,
Фахриев Н.А., Новиков М.И.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Наиболее крупные месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции находятся на поздней стадии освоения активных ресурсов, характеризующейся высокой степенью выработки основных наиболее продуктивных эксплуатационных объектов разработки, значительной обводненностью добываемой продукции и ростом энергетических и эксплуатационных затрат на добычу нефти. Ежегодно происходит ухудшение структуры запасов нефти с увеличением доли трудноизвлекаемых категорий: в низкопроницаемых коллекторах, сверхвязкой нефти, природных битумов и др.

Признание сверхвязкой нефти в качестве ближайшего энергетического сырья в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции предусматривает планомерное наращивание сырьевой базы данного вида углеводородов, подготовленной к промышленному освоению и ввод их в разработку.

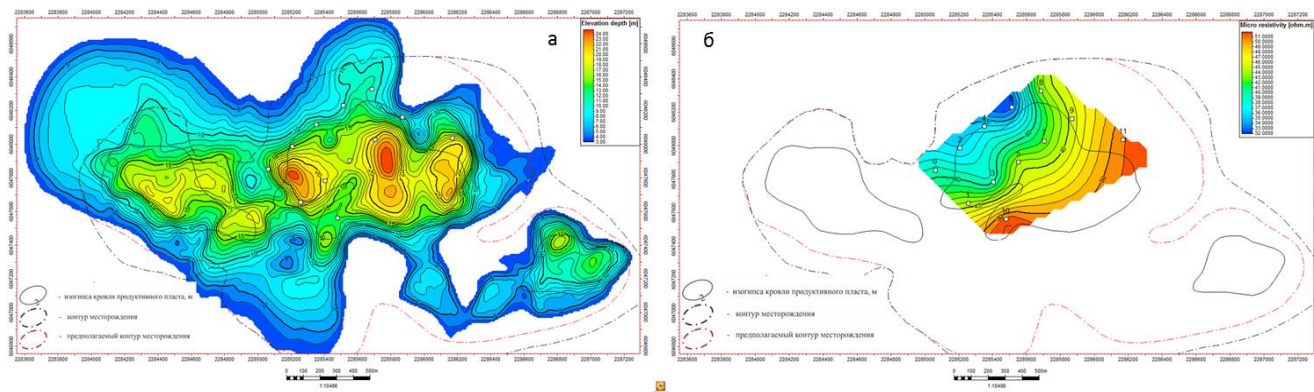
В настоящее время при выделении нефтеперспективных объектов, основной базой геолого-геофизической информации являются результаты структурного бурения, которое выполнялось в 1950-1994 гг. Однако, площадь, покрытая структурным бурением, имеет ограниченное распространение и информативность данных скважин невелика (отбор керна и его аналитические исследования не во всех скважинах, ГИС масштаба 1:500). Согласно существующей методике геологоразведочных работ, поисковые работы предусматривают бурение поисково-оценочных скважин, а разведка залежей сверхвязкой нефти – разведочных скважин. С целью повышения эффективности ГРП на СВН и оптимизации расходов, необходимо проводить работы по разработке инновационных наземных методов прогнозирования залежей сверхвязкой нефти, залегающих на глубинах до 300 м.

Для выполнения данной работы использовались следующие геофизические параметры (таблица 1).

Таблица 1 - Перечень геофизических параметров

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Описание
1	Rk	омм	Кажущееся сопротивление
2	ИК	омм	Метод индукционного каротажа
3	БК	омм	Метод бокового каротажа

В рамках исследований выполнено 2 профиля СЭП-ВП, с точками через каждые 50 метров и 11 точек ВЭЗ-ВП с увязкой данных ГИС на одном из мелкозалегающих поднятий сверхвязких нефтей в Республике Татарстан. Результаты выполненных работ приведены на рисунках 1 и 3.



а) карта нефтенасыщенных толщин, б) Карта вертикального электроразведки

Рисунок 1 – Сопоставление нефтенасыщенных толщин и кажущегося сопротивления

Электроразведочные работы методом ВЭЗ-ВП выполняются для литологического расчленения разреза по удельным электрическим сопротивлениям, выбора оптимальных разносов установки симметричного электрического профилирования. Наибольший размер линии АВ/2 для всех точек ВЭЗ составляет 500м, что обеспечивает глубину изучения разреза до 300 м. Исследования проводятся с использованием аппаратуры: генератора «АСТРА» и многоканального электроразведочного измерителя «МЭРИ-24». Направление разносов ВЭЗ выбирается параллельно простиранию основных форм рельефа. [1]

По карте вертикального электроразведки, которая была построена нами в программном обеспечении Schlumberger Petrel 2018, мы наблюдаем в районе измерений №№1,3,5,7,9,10,11 высокие сопротивления, которые вероятнее всего свидетельствуют нам о высоком уровне нефтенасыщенности на данных участках, что подтверждается картой нефтенасыщенных толщин.

Представлены результаты применения симметричного электрического профилирования с измерением вызванной поляризации для оконтуривания залежи природных битумов и высоковязкой нефти. Полевые работы проведены в профильно-площадном варианте. В масштабе 1:10000, 1:5000. [2]

Выбор установки СЭП-ВП с разносом 600 м обусловлен необходимостью определения геологической природы геофизических аномалий на относительных глубинах 150-300м. Аномалии на меньших разносах характеризуют строение приповерхностной части разреза, на большем – структуру продуктивных отложений в целом. [3]

Проведя измерения симметричного электропрофилирования по 2 профилям общей протяженностью более 2км каждый, с ориентировкой линий профилей вкост простирания свиты, мы на количественном уровне по данному графику выделили участки с высокими сопротивлениями, что предположительно является зоной с высокой степенью нефтенасыщенности (Рис. 2). После проведения интерпретации на количественном уровне, мы провели интерпретацию на качественном уровне построив карту по полученным данным в программном обеспечении Schlumberger Petrel 2018, по полученной карте мы наблюдаем корреляцию выделенного участка продуктивного пласта с данными по симметричному электропрофилированию (Рис. 3).

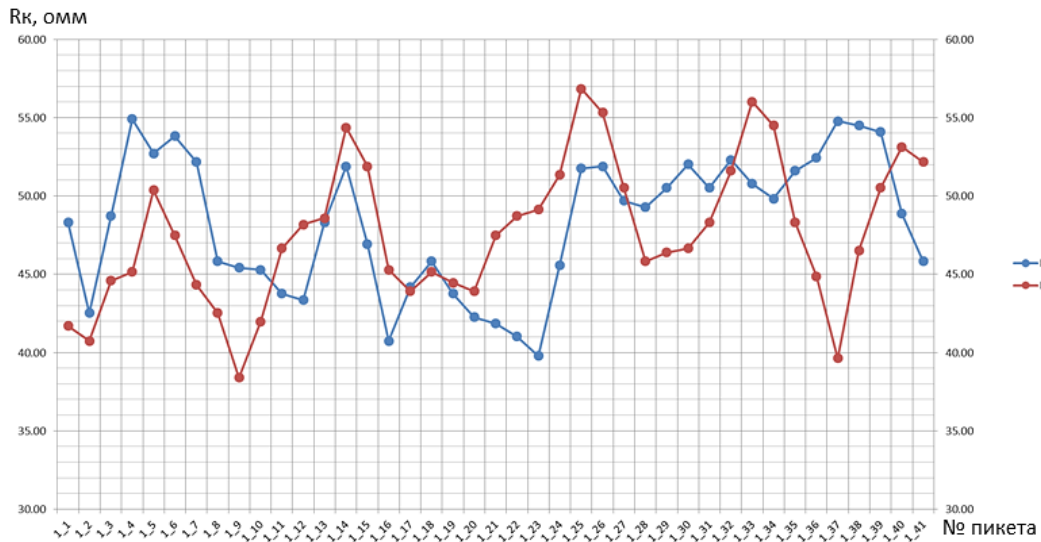


Рисунок 2 – Профили СЭП с интерпретацией на количественном уровне

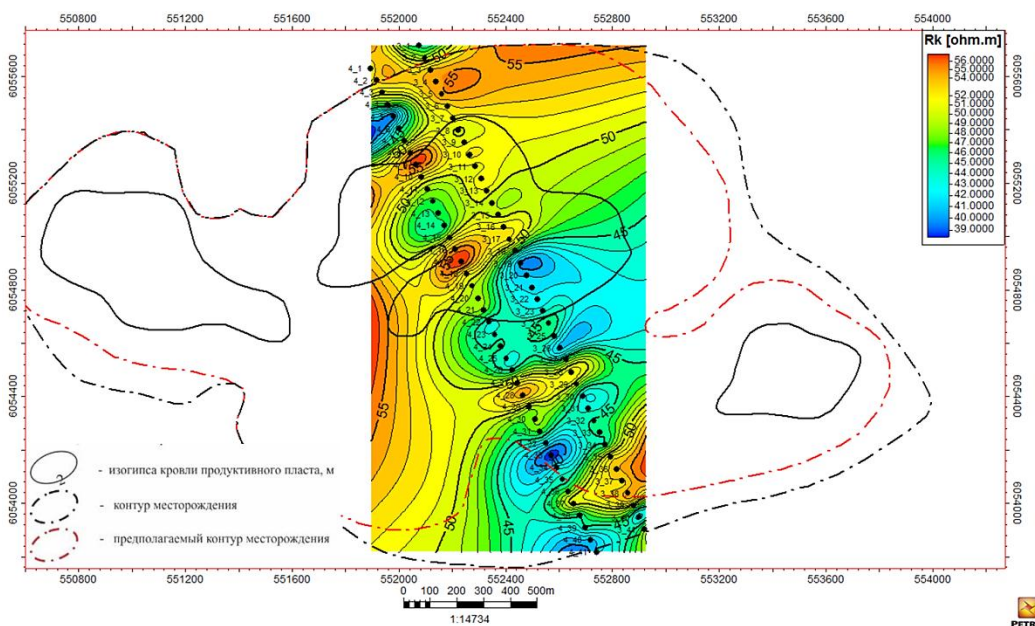


Рисунок 3 – Профили СЭП с интерпретацией на качественном уровне в ПО Petrel 2018

Результаты полученные по итогам полевого выезда, говорят о высоком потенциале симметричного электрического профилирования с измерением вызванной поляризации при оконтуривании залежей природных битумов и высоковязких нефтей.

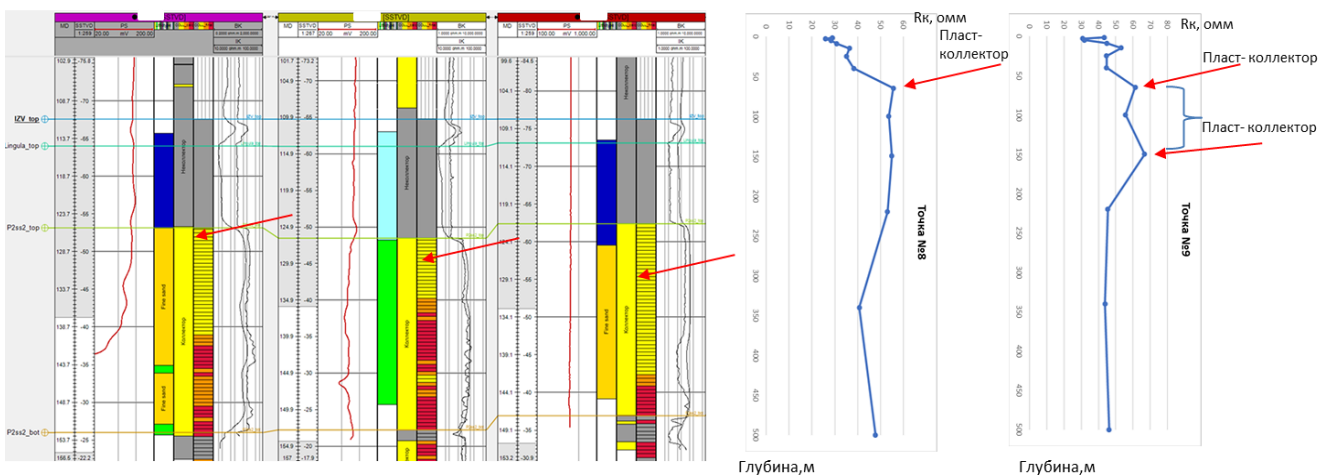


Рисунок 4 – Увязка данных ВЭЗ и ГИС

По полученным данным ВЭЗ-ВП были построены линейные геоэлектрические разрезы по сопротивлению, по которым были выделены пики кажущегося сопротивления, что вероятнее всего свидетельствуют нам о высоком уровне нефтенасыщенности на данных участках (пласт-коллектор), что было подтверждено при корреляции ВЭЗ и ГИС (ИК и БК) по которым был выделен коллектор (Рис.4). Комплексируя выше изложенные данные, были выделены нефтенасыщенные участки на глубине 70-100м.

Библиографический список:

1. Инструкция по электроразведке. – М.,Недра, 1984. – 310 с.
2. Справочник геофизика. – М.,Недра, 1979. – 518 с.
3. Регламент по проведению электромониторинга процесса разработки месторождений сверхвязкой нефти. Разработано ФГАОУ ВО КФУ.

УДК 550.3

Возможности применения результатов динамического анализа материалов МОГТ-3D при прогнозе зон распространения коллекторов на малоизученных бурением площадях

Волков Д.С.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва

Актуальность. Одними из потенциальных объектов поисков углеводородов (УВ) являются участки шельфовых морей Арктической зоны, содержащие порядка 50% неразведанных ресурсов. Эти поисковые объекты характеризуются высокой плотностью изученности сейсморазведкой МОГТ-2D/3D и относительно низкой бурением.

Прогноз зон распространения коллекторов на таких площадях с применением динамического анализа является актуальной научной и прикладной задачами.

Цель работы. Оценка эффективности применения динамического анализа сейсмических данных, как дополнительного инструмента для детализации геологического строения, выделения перспективных объектов и оптимизации дальнейших геологоразведочных работ (ГРП) малоизученных бурением площадей на шельфе.

Задачи:

1. комплексный анализ скважинных данных (ГИС (геофизические исследования скважин), испытания, опробование, бурение);
2. обзор петрофизических свойств горных пород (поиск корреляционных зависимостей между атрибутами и петрофизическими параметрами);
3. структурная интерпретация: корреляция отражающих горизонтов, выделение дизъюнктивных нарушений, построение карт изохрон, выделение аномалий сейсмической записи;
4. выполнение атрибутного анализа для прогноза зон развития высокочемких коллекторов в целевых интервалах разреза.

Объект исследования. Участки, расположенные в пределах сочленения Варандей-Адзвинской структурной зоны и Хорейверской впадины (северо-восточная часть шельфа Печорского моря). На объектах исследования (участки А и В) выполнена съемка МОГТ-3D в объеме 600 км² и пробурены скважины А-1 и В-1, вскрывшие отложения нижнего силура и карбона соответственно.

Основной интерес в работе представляют интервалы верхнепермских (терригенные пласты казано-татарского яруса), верхнекаменноугольно-нижнепермских (карбонатные пласты ассель-сакмарского яруса) и силурийских (карбонатные) перспективных отложений. Нефтегазоносность этих отложений доказана на многих месторождениях Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, и подтверждается притоками углеводородов скважин А-1 и В-1 на площади работ. Для оценки выявленных перспектив фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в зоне коллекторов и содержания УВ необходимы дополнительные геофизические и петрофизические исследования.

Изменение петрофизических свойств горных пород, характера их насыщения и литологического состава находят отражение как в фактическом материале (жерна, шлам, шлифы), так и в кривых данных ГИС. Комплексный анализ скважинной информации (А-1, В-1) не позволяет уверенно разделить облако точек коллектора и неколлектора, а также выявить надежные корреляционные зависимости упругих и петрофизических свойств горных пород с целью распространения ФЕС в межскважинном пространстве по причине ограниченного набора данных ГИС.

Ввиду малой изученностью бурением площади дополнительно рассмотрены на рисунке 1 случаи изменения объема порового пространства терригенных отложений верхней перми по результатам петроупругого моделирования на основе уравнений Гассмана. В качестве априорной информации использованы средние значения пористости Харьягинского ($K_p=26\%$) и Лемьюского ($K_p=21\%$) месторождений – аналогов, разрабатываемых на суше [1]. Установлено, что при случае нахождения коллектора с пористостью 21% точки коллектора и неколлектора продолжают перекрываться, при значениях пористости порядка 26% - слабо проявляется отличие между коллектором и неколлектором в поле акустического импеданса.

Следовательно, на площади возможно наличие зон распространения коллекторов с предполагаемыми по моделированию значениями пористости, но в поле упругих параметров они с большой вероятностью не проявятся («пропуск цели»).

Хаотичность распределения точек коллектора и неколлектора на кросс-плотах в перспективных интервалах карбонатной части разреза обусловлена недостатком площадных скважинных данных и сложностью строения коллектора, что не позволяет качественно выполнить моделирование и оценить возможность прогноза свойств горных пород в межскважинном пространстве.

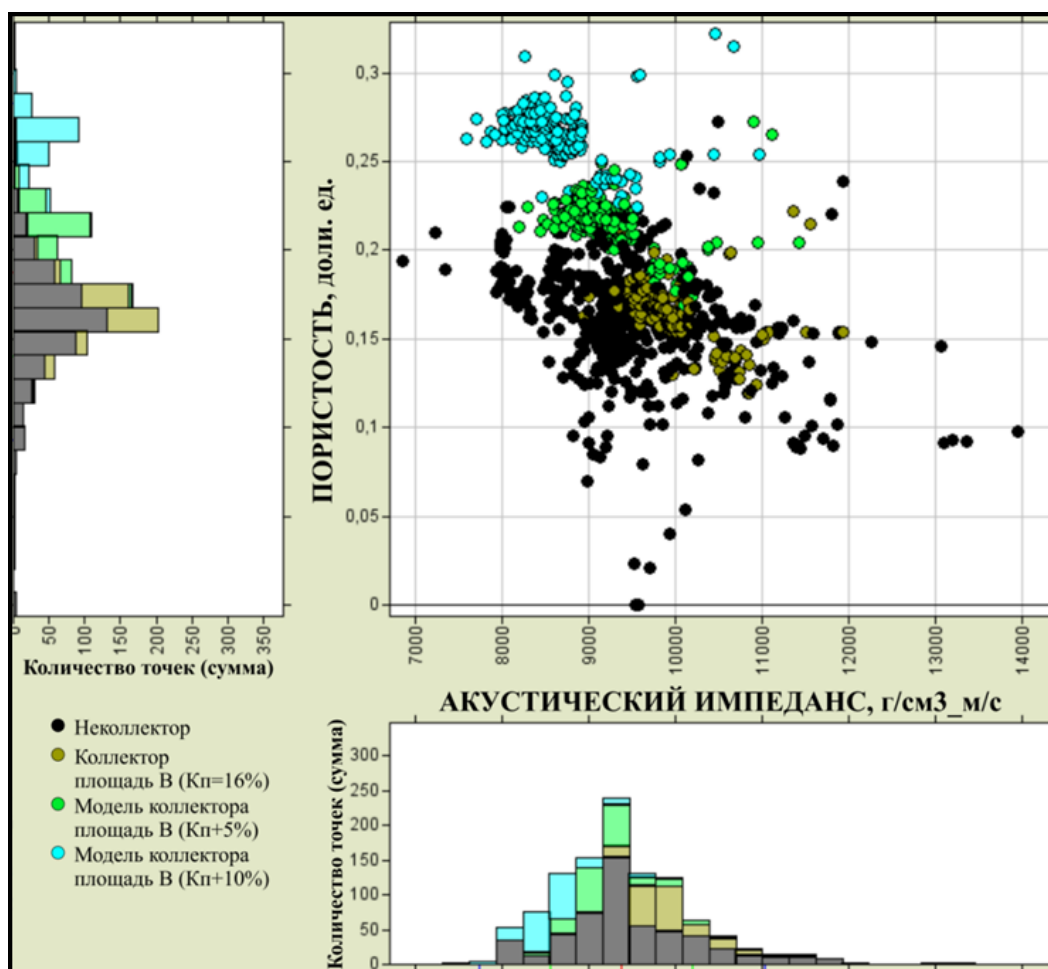
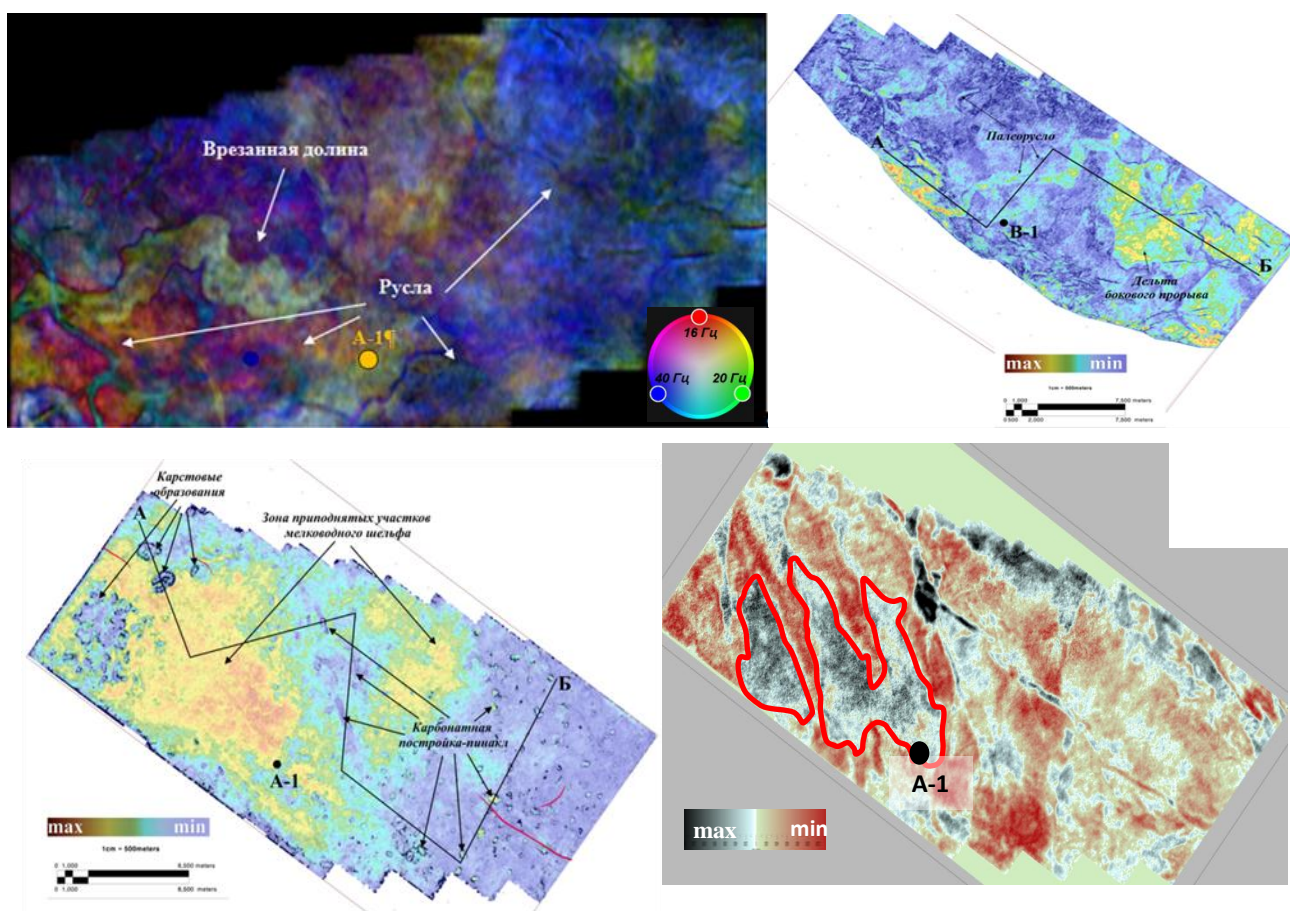


Рисунок 1 – Результаты петроупругого моделирования на примере верхнепермских терригенных отложений. Промоделированы случаи возможных значений пористости в коллекторе согласно априорной информации с месторождений-аналогов

По результатам комплексного анализа скважинных данных невозможно выполнение количественного прогноза фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве по материалам динамического анализа сейсмических данных МОГТ-3D. В данном случае применима только методика качественной интерпретации с использованием атрибутов волнового поля, где результаты акустической инверсии являются дополнительным атрибутом, характеризующим акустическую жесткость пласта.

Использование методики атрибутного анализа позволяет выделить и проследить некоторые аномалии, отождествляемые с геологическими объектами, которые потенциально могут быть ловушками УВ на изучаемых площадях. Дополнительное применение метода аналогии и априорной геологической информации даёт возможность выполнить обобщенную интерпретацию выделенных сейсмофациальных единиц, которые имеют подтверждение на сейсмических разрезах [2]. Результаты динамического анализа сейсмических данных МОГТ-3D приведены на рисунке 2. Установлены:



- а) спектральной декомпозиции в интервале кровли верхнепермских отложений (площадь А);
- б) RMS-амплитуды в интервале верхнепермского пласта коллектора (площадь В);
- в) комплексного атрибута RMS-амплитуды и когерентности в нижнепермском интервале разреза (площадь А);
- г) горизонтального среза амплитуд в нижнесилурийском интервале разреза (площадь А)

Рисунок 2 – Карта атрибута

В верхнепермском интервале разреза - система разветвленных русловых тел северо-восточного простирания. Выявлена аллювиальная долина северо-западного простирания, сформированная на рубеже пермского и триасового на площади А. Установлена русловая природа продуктивного песчаного пласта площади В и закартирована область его распространения.

В верхнекаменноугольно-нижнепермском интервале разреза - границы распространения карбонатной платформы с органогенными постройками типа «пинакл», выявлены зоны карстования.

В интервале силурийских отложений - выделены аномалии типа «палеоврез», сформировавшиеся в раннедевонское время, разрывные нарушения и зоны срезания продуктивного горизонта. Ниже по разрезу обнаружен продуктивный объект (получен непромышленный приток нефти), интерпретируемый как органогенная постройка. Объект расположен в приподнятом блоке, что достаточно характерно с геологической точки зрения для развития карбонатных построек в подобных условиях.

Выводы. Полученные результаты позволили иначе оценить перспективы площади. Получены детальные структурно - тектонические модели перспективных отложений, выполнен качественный прогноз зон с улучшенными ФЕС, выделены дополнительные объекты поисков залежей УВ, снижен риск бурения пустых скважин, что доказывает эффективность применения динамического анализа на всех этапах геологоразведочных работ.

Библиографический список:

1. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л. Теплов, П.К. Костыгова, З.В. Ларионова [и др.]. – СПб.: ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
2. S. Chopra, K.J. Marfurt. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. - Society of Exploration Geophysicists, 2007.

УДК 553.982

Перспективы нефтегазоносности хадумской свиты Восточного Предкавказья по данным сейсмофациального и поверхностного атрибутивного анализа

Воронин М.Е., Сауткин Р.С., Ступакова А.В.,
Краснова Е.А., Сулова А.А.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва

Одним из основных направлений развития нефтегазовой промышленности является исследование нетрадиционных источников углеводородов (УВ). В Предкавказье таким стратегически важным объектом исследований является хадумская свита. Нефтяные залежи установлены в Восточном Предкавказье (Восточно-Ставропольская впадина, Прикумская система поднятий, Терско - Каспийский прогиб). Промышленная газоносность открыта в Центральном Предкавказье (Ставропольский свод). Однако, изученность сланцевой формации данного региона остается не достаточной.

Цель работы заключается в уточнении геологического строения хадумской свиты и локализация на качественном уровне перспективных на нефть и газ участков.

Предкавказский регион имеет более чем столетнюю историю геологического изучения и характеризуется высокой геолого-геофизической изученностью. По Северо-Кавказскому региону собраны и систематизированы данные ГИС по более 1500 скважинам и более 10000 пог. км. региональных сейсмических профилей (Рис 1).

В 50-х годах прошлого века в связи с падением добычи нефти из среднемиоценовых залежей началась активизация разведочных работ на майкопские отложения в пределах Черногорской и Терско-Сунженской зон. Было пробурено несколько десятков скважин.

В 1970-1980 гг. предпринимались попытки изучить строение мезозойско-кайнозойского комплекса к северу от Азовской антиклинальной зоны. Однако, несмотря на значительный объем буровых работ и сейсмических исследований, строение глубоких горизонтов осадочного чехла в северных районах оставалось малоизученным, ввиду низкого качества получаемых материалов и неоднозначности структурных построений.

С 1990 г. сейсмические исследования в регионе были продолжены с 25-метровым шагом наблюдения, при обработке начали применяться миграционные программы, позволившие получать достаточно четкие временные разрезы.[1]

На основании проинтерпретированных сейсмических профилей (более 50 региональных профилей) был построен региональный композитный сейсмический профиль с учётом охвата

всего Предкавказского региона с востока на запад, пересекающий ряд месторождений УВ из хадумской свиты. Сейсмическая интерпретация по выбранным профилям позволила создать единое стратиграфическое пространство, что является важнейшей частью изучения истории геологического развития всего Предкавказского региона (рис 2).

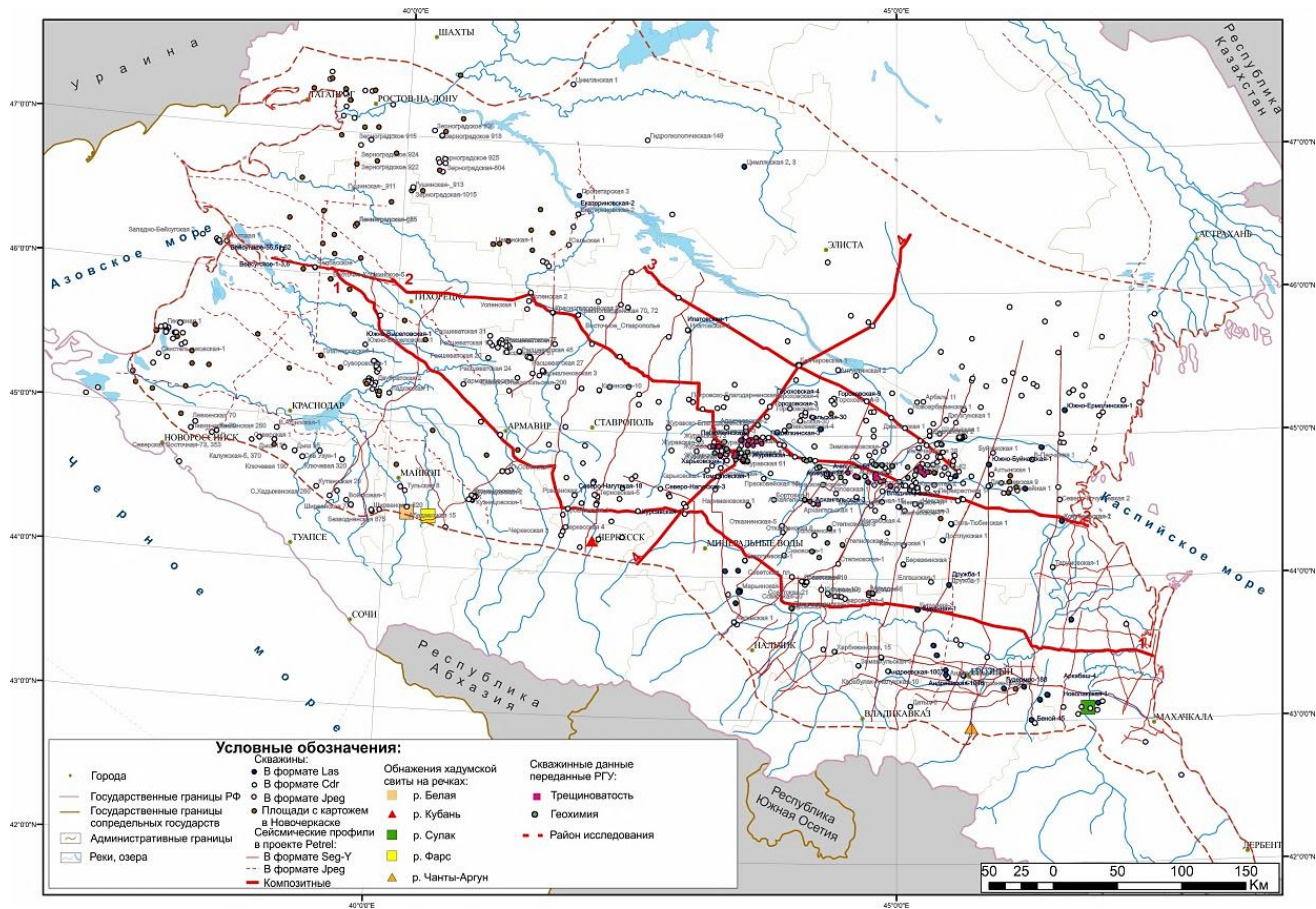


Рисунок 1 - Карта фактического материала (сейсмические профили и скважины)

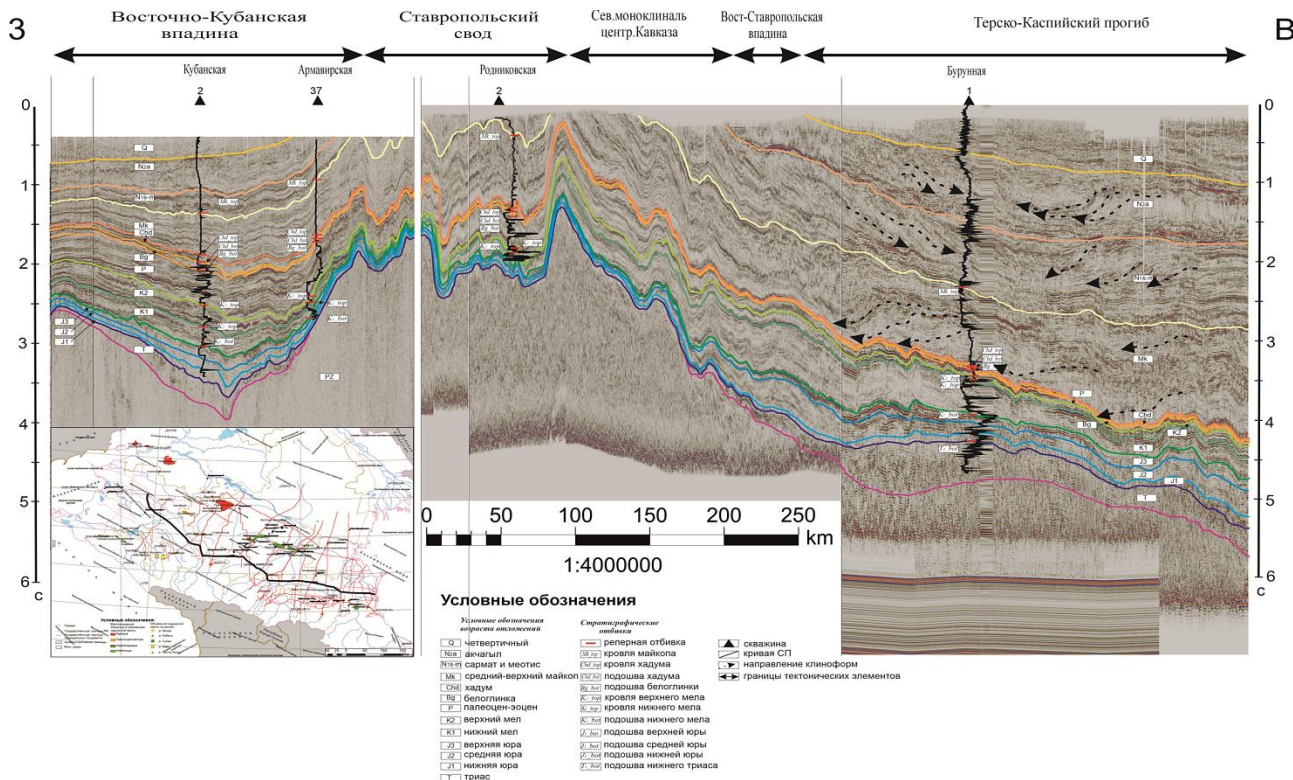


Рисунок 2 - Композитный сейсмический разрез района работ (Краснова и др., 2021г)

В основании разрезов залегают отложения верхнего палеозоя – каменноугольного возраста. На них с размывом и несогласием залегают отложения пермо - триаса и нижней юры выполняющие грабенообразные впадины субпараллельного простираения в двух территориально разобщенных региональных блоках: восточном и западном Предкавказье. Разделом между различными геологическими обстановками выступает Ставропольский свод. [4]

Важнейшей частью в изучении геологического строения региона является литологическое строение и изучение обстановок осадконакопления. Разными авторами (Семенов, Столяров 1988г) выделено четыре палеогеографических этапа развития хадумской свиты -пшехско-цимлянский (пшехская свита), раннесоленовский (острокодовые слои), позднесоленовский и вергулинеловый (подсвита Морозкиной балки) (рис 3).[2]

Так как нетрадиционный тип хадумской свиты распространен в восточном Предкавказье, акцент поиска был смещен в эту область.

Сводный стратиграфический разрез майкопских отложений Волго-Донского региона					
Возраст	Свита, подсвита, слои		Характеристика	Подразделения северокавказской шкалы	
Нижний Мiocен	цаганхакская свита (нижняя часть)		глины буровато-серые алевроитовые с фораминиферами зоны <i>Neobulimina elongata</i>	Верхний майкоп	
	Арьдкская свита		глины зеленовато-серые песчано-алевритовые с прослоями песков, фораминиферы зоны <i>Neobulimina</i>		
Верхний олигоцен	Нутринская свита		глины зеленовато-серые алевроитовые с комплексом фораминифер зоны <i>Cibicides omatus</i>	Караджалгинская+Ольгинская+рицевская свиты	
	кашмыцкая свита	верхняя подсвита	глины зеленовато-серые с "присыпками" алевроита, "водорослевидными" остатками, конкрециями сидерита, фораминиферы зоны <i>Cibicides omatus</i>	зеленчукская свита	
		нижняя подсвита	"Рыбные" слои	глины темно-серые с рассеянными остатками рыб (кости, чешуя), с фораминиферами зон <i>Haplophragmoides kjurendagensis</i> и <i>Spiroplectammina terekensis</i>	септариевая+алкунская свиты
			виргулинеловые слои	глины темно-серые известковые с чешуей рыб и фораминиферами зоны <i>Virgulinea ex. Gr. Pertusa</i>	баталпашинская свита
		верхнеморозинские слои	горизонт Морозинской балки		средний майкоп
Нижний - средний олигоцен	соленовская свита	икибурульские слои	глины зеленовато-серые неизвестковые с обедненным комплексом фораминифер зоны <i>Trochammina florifera</i> и <i>Pseudogaudrynia tripartita</i>	нижнеморозинские слои	
		остракодовые слои	глины светло-серые известковые, мергели с комплексом остракод и солоноватоводных моллюсков с <i>Ergenica cimianica</i>	полбинский горизонт	
	цимлянская свита	верхнецимлянская подсвита	глины зеленовато-серые неизвестковые с фораминиферами зоны <i>Spiroplectammina carinata</i>	верхнепшехские слои	нижний майкоп ("хадум")
		нижнецимлянская подсвита	глины буровато-серые, темно-серые известковые и неизвестковые с фораминиферами зон <i>Haplophragmoides deformabilis</i> и <i>Haplophragmoides fidelis</i> (<i>Plectofrondicularia volgensis</i>)	нижнепшехские слои	
Верхний эоцен	слои с <i>Cibicides salensis</i>		глины зеленовато-серые известковые "немайкоповидные"	белоглинская свита	
	белоглинско-солонская свита		зеленоватые известковые и неизвестковые глины и мергели		

Рисунок 3 - Сводный стратиграфический разрез майкопских отложений Волго-Донского и Предкавказского регионов (Семёнов, Столяров, 1988)

Для возможности прогнозирования новых перспективных для освоения участков высокоуглеродистой хадумской свиты был применен комплексный подход с увязкой сейсмофациального и атрибутивного анализа по региональной сети сейсмических профилей.

При интерпретации сейсмических профилей, в Восточном Предкавказье прослеживаются участки с повышенными мощностями хадумской свиты (от 20 до 100м). Повышение мощностей вероятно приурочено к контурным течениям (контуритовая сейсмофация) вдоль глубоководных впадин (рис 4).

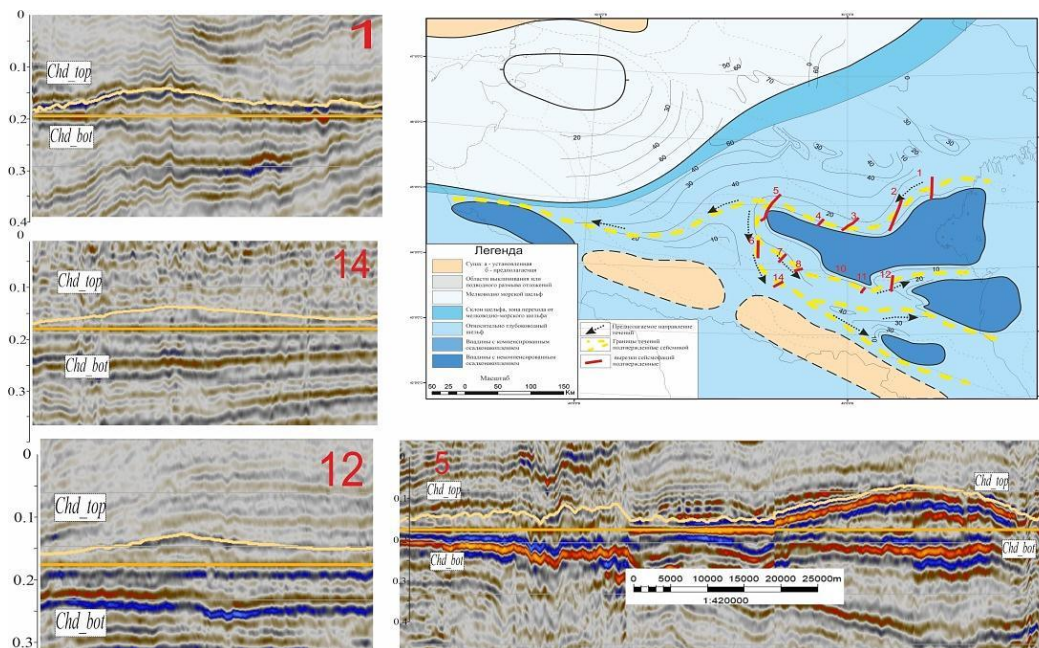


Рисунок 4 - Увеличение мощности хадумской свиты по Сейсмическим данным в ики-бурульское время. (Контуритовая сейсмофация)

Для района исследований были рассчитаны поверхностные сейсмические атрибуты максимальных и среднеквадратичных амплитуд, средних частот, извлечённых амплитуд (extract value). Все применяемые атрибуты можно использовать как некие достаточно формальные – качественные параметры сейсмозаписи, являющиеся трансформантами волнового поля. С их помощью, возможно, отметить и установить закономерности изменения волнового поля, которые были не замечены при изучении обычного временного разреза.

Из всего спектра используемых атрибутов, наиболее информативно себя показал атрибут средних частот, который позволяет определить зависимость частоты от толщины.

Интервал измерения охватывает верхнюю часть разреза хадумской высокоуглеродистой формации (подсвита Морозкиной балки и Баталпашинская свита). К данной части разреза приурочена основная нефтеносность Восточного Предкавказья. (рис 5). Полученные значения были разбиты на три класса: высокие (50-30Гц), средние (15-30Гц), низкие (0-15Гц)

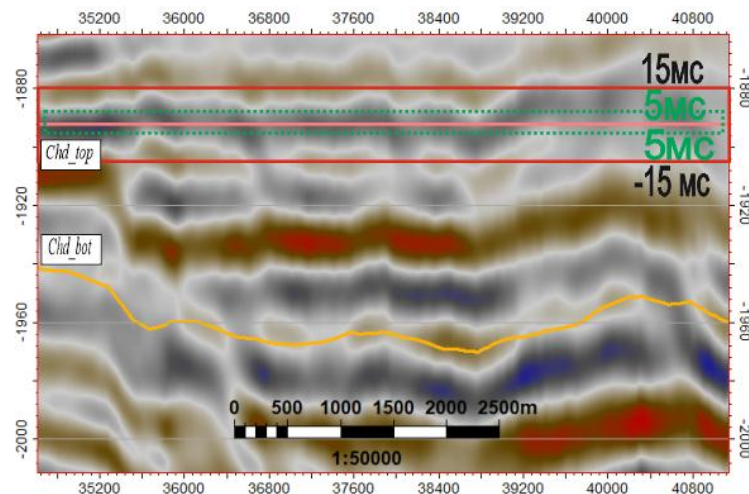


Рисунок 5 - Фрагмент регионального сейсмического профиля Reg27 с используемыми диапазонами временных значений для атрибутивного анализа участка 4

Одним из важнейших результатов анализа является подтверждение наличия и уточнения границ верхнехадумских (вергулинеловое и икибурульское время) течений в диапазоне средних частот (15-30 Гц). Участки повышенных мощностей хорошо подтверждаются средними и местами высокими значениями средних частот (рис 6).

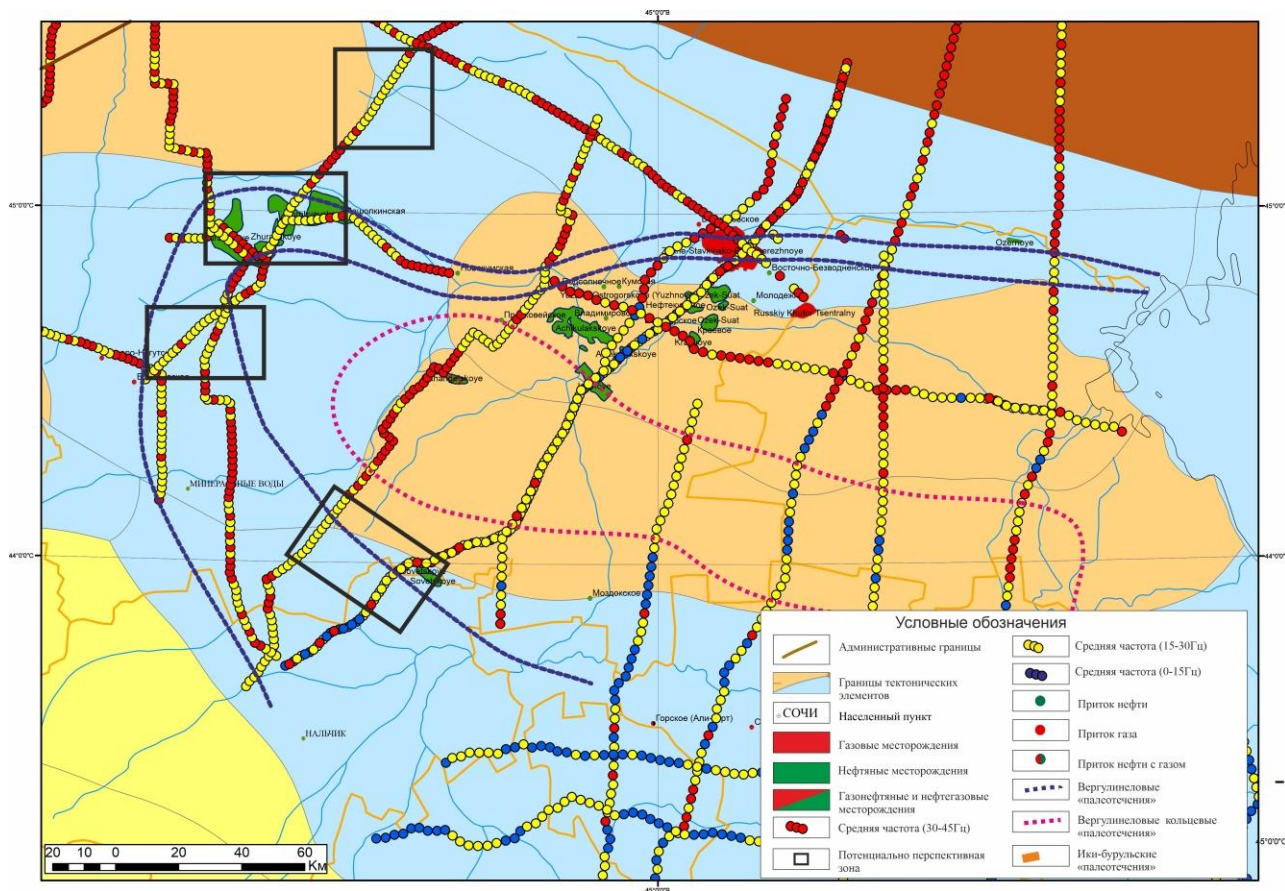


Рисунок 6 - Карта точечных атрибутов частот с нанесенными «палеотечениями». Восточное Предкавказье

Полученные поверхностные атрибуты были сопоставлены с успешно разрабатываемой Журавско - Воробьевской площадью. Промышленные нефтяные притоки из верхней части хадумской свиты полностью коррелируются со среднечастотными атрибутами. Скважины с отсутствием притоков приурочены к высокочастотным атрибутам. Таким образом, можно предположить наличие качественной взаимосвязи поверхностных среднечастотных атрибутов от нефтегазоносности отложений.

На основании данного предположения на качественном уровне, в совокупности атрибутного и сейсмофациального анализа, выделяется три локальные зоны, по своим характеристикам являющимися аналогами Журавско-Воробьевской площади (рис 7). Стоит отметить, что выделяемые зоны имеют схожее литолого-фациальное строение и характеристику сейсмических атрибутов. [3]

Выводы.

➤ Ставропольский свод является своеобразным разделом двух разных по строению и геологическому развитию территорий в хадумское время.

➤ Сейсмофациальный и атрибутивный анализы региональных геологических профилей позволили выделить верхнехадумские (позднесолоновские) течения приуроченные к открытым промышленным скоплениям УВ.

➤ Хорошая корреляция продуктивных хадумских отложений в Восточном Предкавказье с поверхностными сейсмическими атрибутами частоты и прогнозом новых скоплений УВ.

На качественном уровне в совокупности атрибутного и сейсмофациального анализа выделяются перспективные зоны со схожими сейсмофациальными обстановками.

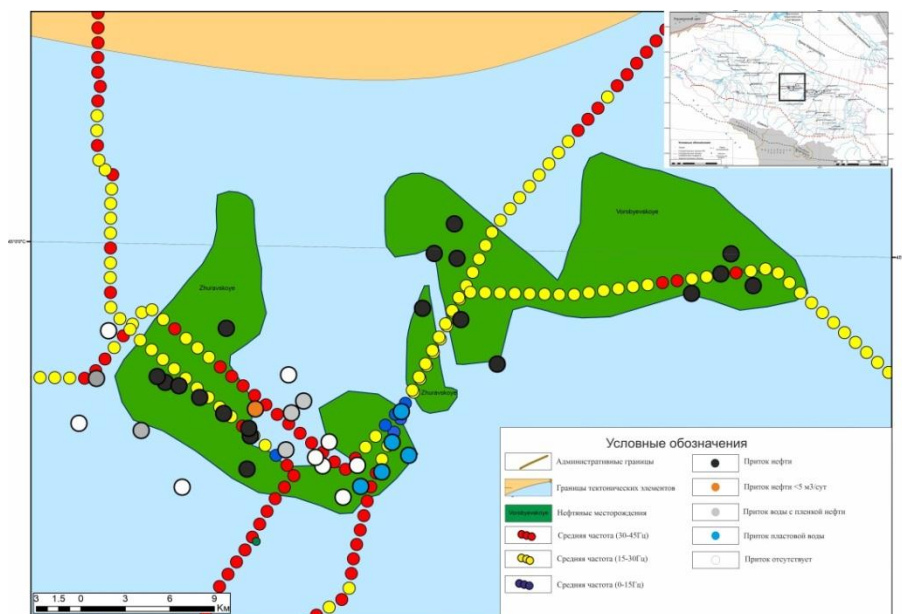


Рисунок 7 - Карта точечных атрибутов частот для Журавско-Воробьевской группы месторождений, сопоставленная с притоками из верхней части хадумской свиты (Морозкиной балки и баталпашинская свита)

Библиографический список:

1. Сейсморазведочные работы на хадумскую свиту Северо-Кавказского НГП // отчет РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016 – Москва.
2. А.С. Столяров. Соленовские отложения Нижнего Олигоцена Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака. (сообщение 2)// Литология и полезные ископаемые – 1999 – №4 – стр 420-431.
3. Браташ И.В. Оперативное изменение состояния запасов углеводородов залежей баталпашинской свиты и хадумского горизонта отложений нижнего майкопа Журавского месторождения // Краснодар –2015. – 109 с.
4. Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Степанов П.Б., Книппер А.А., Шитова Я.А. (2021). Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона. Георесурсы, 23(2), с. 99–109.
5. Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 208-226.

УДК 553.982

Перспективы открытия нефтяных месторождений в пределах восточной части шельфа Печорского моря

Гумеров А.Р., Хафизова Л.Р., Близнюков В.Ю.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва

Восточная часть шельфа Печорского моря в настоящее время остается слабоизученным районом, с которым связываются перспективы открытия нефтяных месторождений. В тектоническом отношении данная область приурочена к Коротайхинской впадине Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие породы фундамента, представленные кристаллическими образованиями архейско-раннепротерозойского возраста и верхнепротерозойским сланцевым комплексом, а так же породы осадочного чехла главным образом палеозойского и мезозойского возрастов, мощность которых достигает 12-13 км в наиболее погруженных частях впадины.

В строении осадочного чехла Коротаихинской впадины выделяют два структурно-формационных комплекса: ордовикско-нижнепермский – представлен широким фаціальным спектром отложений от лагунных эвапоритов, прибрежно-морских песчаников и глин до морских мелководных и относительно глубоководных известняков, глин и силицитов, и нижнепермско-триасовый терригенный [4]. Формирование этих комплексов проходило в различных тектоно-динамических условиях и наблюдается отчетливо выраженная дисгармония в их строении: интенсивное проявление складчатости и тектонических нарушений в терригенном комплексе при относительно спокойном залегании более древних карбонатных отложений.

Ордовикско-нижнепермский преимущественно карбонатный комплекс формировался в условиях пассивной окраины Печорской плиты Палеоуральского океана. Наличие шельфовых, глубоководных и рифовых отложений в разрезах силура, нижнего и верхнего девона, а также карбона установлено в обнажениях в обрамлении впадины и в ряде скважин, пробуренных на соседних тектонических структурах.

В период герцинской и киммерийской складчатостей на Полярном Урале и Пай-Хое сформировался Коротаихинский прогиб, который с раннепермского времени начал заполняться мощными толщами терригенных отложений. Данный комплекс сильно дислоцирован в эпохи главных фаз орогенеза на Полярном Урале и Пай-Хое с образованием чешуйчато-надвиговых структур. Завершение активных тектонических процессов на Урале произошло в конце триасового времени, а на Пай-Хое - в меловом периоде [6].

Коротаихинская впадина – сложно построенная тектоническая структура Предуральско-Предпайхойского краевого прогиба. Впадина простирается в северном направлении до 300-320 км на суше и имеет свое морское продолжение на шельфе Печорского моря. Впадина имеет резко ассиметричное строение: пологое юго-западное крыло, моноклинально погружающееся в сторону осевой зоны, и крутое северо-восточное, осложненное рядом тектонических пластин.

По результатам структурной интерпретации сети 2D сейсмических профилей детализирована тектоническая схема района исследования (рисунок 1). В рельефе кровли разновозрастного карбонатного комплекса (ОГ Ia) отчетливо выражены следующие элементы второго порядка: Лабогейская моноклираль, Хейягинская депрессия, Привайгачская моноклираль и Васьягинско-Сабриягинская складчато-надвиговая зона. Кроме того, в пределах Хейягинской депрессии по структурной карте кровли силура обособляются две отдельные структуры третьего порядка – Матвеевская впадина и Бельковская мульда, разделенные Северо-Коротаихинской седловиной.

В волновом сейсмическом поле Коротаихинской впадины выделяются следующие отражающие горизонты (ОГ): Б – подошва юрских отложений; А₂ – реперное отражение, предположительно подошва верхнего триаса; А₁ – реперное отражение в среднетриасовых отложениях; А-I – подошва триасовых отложений; Ia – кровля каменноугольно-нижнепермских карбонатов; IIv – подошва визейских отложений; IIId – подошва доманиковых отложений; III-IV – граница раздела силура и девона; V – подошва карбонатной толщи среднего ордовика; VI – поверхность протерозойского фундамента.

Пример структурной интерпретации представлен на профиле 129023 (рисунок 2).

В результате интерпретации по всем основным отражающим горизонтам были построены карты изохрон. Полученные карты умножались на соответствующие им средние скорости, взятых из фондового отчета [1] для получения структурных карт.

Важно отметить, что большое влияние на структурный план района исследования оказывают многочисленные разрывные нарушения, в связи с чем в процессе картопостроения учитывались проинтерпретированные разломы.

Структурные планы от поверхности байкальского фундамента и до триасового комплекса включительно между собой имеют достаточно схожую морфологию – погруженная часть, соответствующая Хейягинской депрессии, ограничивается двумя моноклиналями и Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоной.

Кроме того, на структурных планах прослеживаются две субширотные линии разрывных нарушений – предположительно сдвиги.

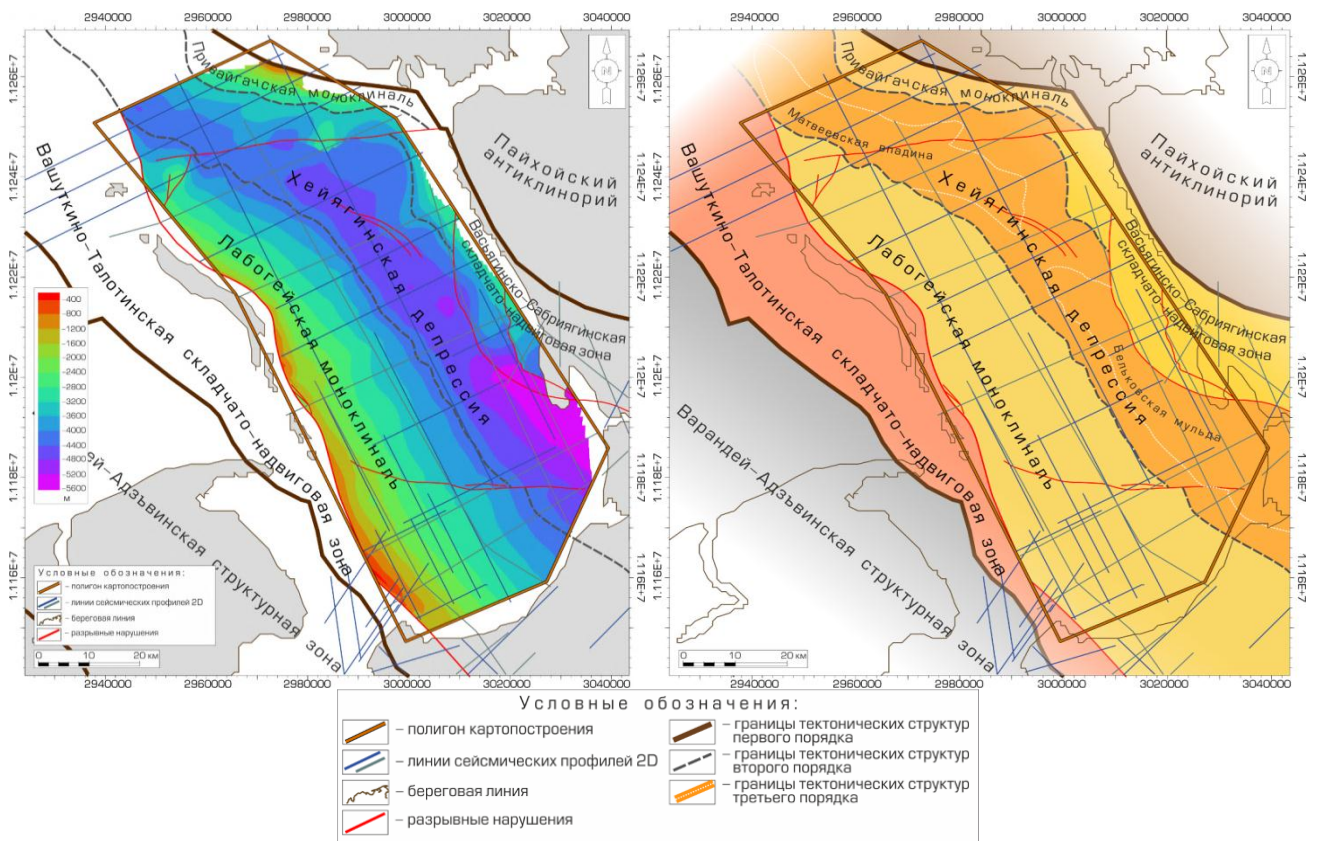


Рисунок 1 - Структурная карта кровли разновозрастного карбонатного комплекса (слева) и тектоническая схема морского продолжения Коротаихинской впадины (справа)

Сложной с точки зрения интерпретации является область, расположенная в западной части исследуемого полигона вдоль Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны. В литературе эта зона трактуется как положительная структура цветкового типа – выжатый вверх блок, заключённый между Вашуткино-Талотинским надвигом и оперяющими его взбросо-надвигами противоположного, юго-западного падения.

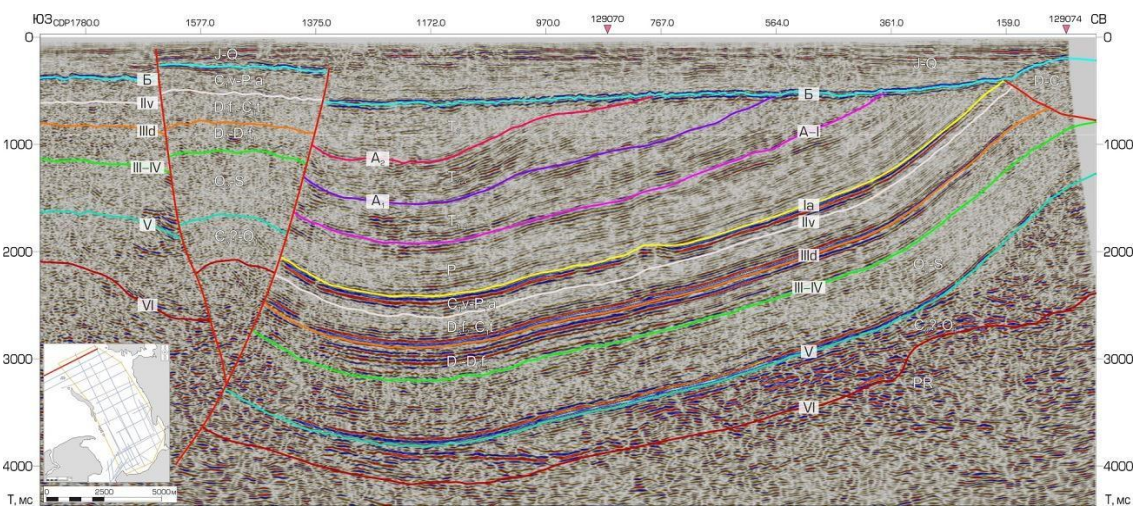


Рисунок 2 - Временной сейсмо-геологический разрез по профилю 129023

Структурный план подошвы юрских отложений сильно отличается от всех нижележащих. Это связано с мощной эрозией в конце триасового-начале юрского периода. Следует заметить, что комплекс юрско-четвертичных отложений развит лишь в морском продолжении Коротаихинской впадины.

С позиции нефтегеологического районирования рассматриваемая территория относится к Приновоземельско-Припайхойской НГО, граничащей и во многом связанной с Варандей-Адзьвинской НГО.

В пределах Тимано-Печорского НГБ разными авторами выделяется до восьми нефтегазоносных комплексов (НГК) с промышленной нефтегазоносностью: 1. среднеордовикско - нижнедевонский (O_2-D_1) карбонатный; 2. среднедевонско - нижнефранский ($D_2-D_3f_1$) терригенный; 3. верхнедевонско - турнейский (D_3dm-C_1t) карбонатный; 4. каменноугольный нижне - средневизейский (C_{1v1-2}) терригенный; 5. нижнекаменноугольный верхневизейский - нижнепермский ($C_{1v2}-P_1$) карбонатный; 6. нижнепермский (артинско - кунгурский) (P_{1a-kg}) терригенный; 7. верхнепермский (P_2) терригенный; 8. триасовый (Т) терригенный [3].

В Коротаихинской впадине и в частности в пределах её морского продолжения месторождения пока не открыты. Однако в разрезе присутствуют отложения всех НГК (рисунок 3). В большинстве НГК предполагаются низко-среднеемкие коллекторы. Высоко - и среднеемкие коллекторы распространены только в триасовом и верхнепермском НГК [5].

Отдельное внимание следует уделить вопросам работы углеводородных систем. С целью определения основных трендов геолого-геохимической истории развития и реализации углеводородного потенциала предполагаемых материнских толщ на данной территории было проведено двумерное бассейновое моделирование.

Для данной работы был выбран профиль 411303, проходящий в крест структур Коротаихинской впадины и пересекающий Лабогейскую моноклираль, Хейягинскую депрессию и Васьягинско-Сабриягинскую складчато-надвиговую зону.

По результатам моделирования можно сказать, что присутствует как латеральная миграция, наиболее проявленная в прибортовых частях впадины, так и вертикальная.

Настоящая модель при расчете миграции, аккумуляции и создании залежей учитывала только структурный план, следовательно, все залежи приурочены к ловушкам структурного типа. Однако в рассматриваемом регионе, и, главным образом, в пермско-триасовом терригенном комплексе, возможно развитие неструктурных ловушек (литологически и тектонически экранированных), которые не были учтены данной моделью.

Возможные залежи УВ следует ожидать в пермско-триасовых инверсионных валах, а также в карбонатах каменноугольного возраста (рисунок 4).

Также по результатам моделирования была построена шкала событий углеводородных систем морского продолжения Коротаихинской впадины (рисунок 5).

На основании полученных структурных планов отмечено несколько локальных перспективных структур преимущественно в прибортовых частях впадины, часть из которых описана в более ранних работах по данному региону и имеют собственные названия. Ниже в качестве примера рассмотрим две из них.

Матвеевская структура представлена брахиантиклинальной складкой, заключенной между двумя разрывными нарушениями, оперяющими Вашуткина-Талотинскую складчато-надвиговую зону (рисунок 6). Структура сквозная и прослеживается от кровли силурийских отложений и до нижней части триасового комплекса. Ловушки, связанные с данной структурой, пластово-сводового, тектонически экранированного типа. Контур ловушки для пермского терригенного комплекса проведен по изолинии -2000 м. Площадь 15,4 км².

Структура «Без названия 1» расположена в восточной части исследуемой площади и связана с пермско-триасовым терригенным комплексом (рисунок 7). Ловушка пластово-сводовая, тектонически экранированная. Контур предполагаемой ловушки проведен по замкнутой изолинии -2820 м. Площадь составила 15,9 км². Кроме того, необходимо обратить внимание, что в данном комплексе в восточной части территории возможно развитие литологически экранированных ловушек, связанных с отложениями конусов выноса.

В пределах описанных структур определены геологические и извлекаемые ресурсы доманиково-турнейского карбонатного НГК, визейско-нижнепермского карбонатного НГК и пермско-триасового терригенного НГК. При оценке ресурсов по каждому НГК значения расчетных параметров принимались как средние значения по месторождениям-аналогам, расположенным в относительной близости к объекту и имеющим продуктивные пласты в соответствующем НГК.

Результаты оценки ресурсов каждого НГК в выделенных структурах, а также суммарные значения геологических и извлекаемых ресурсов по каждой ловушке представлены в таблице 1.

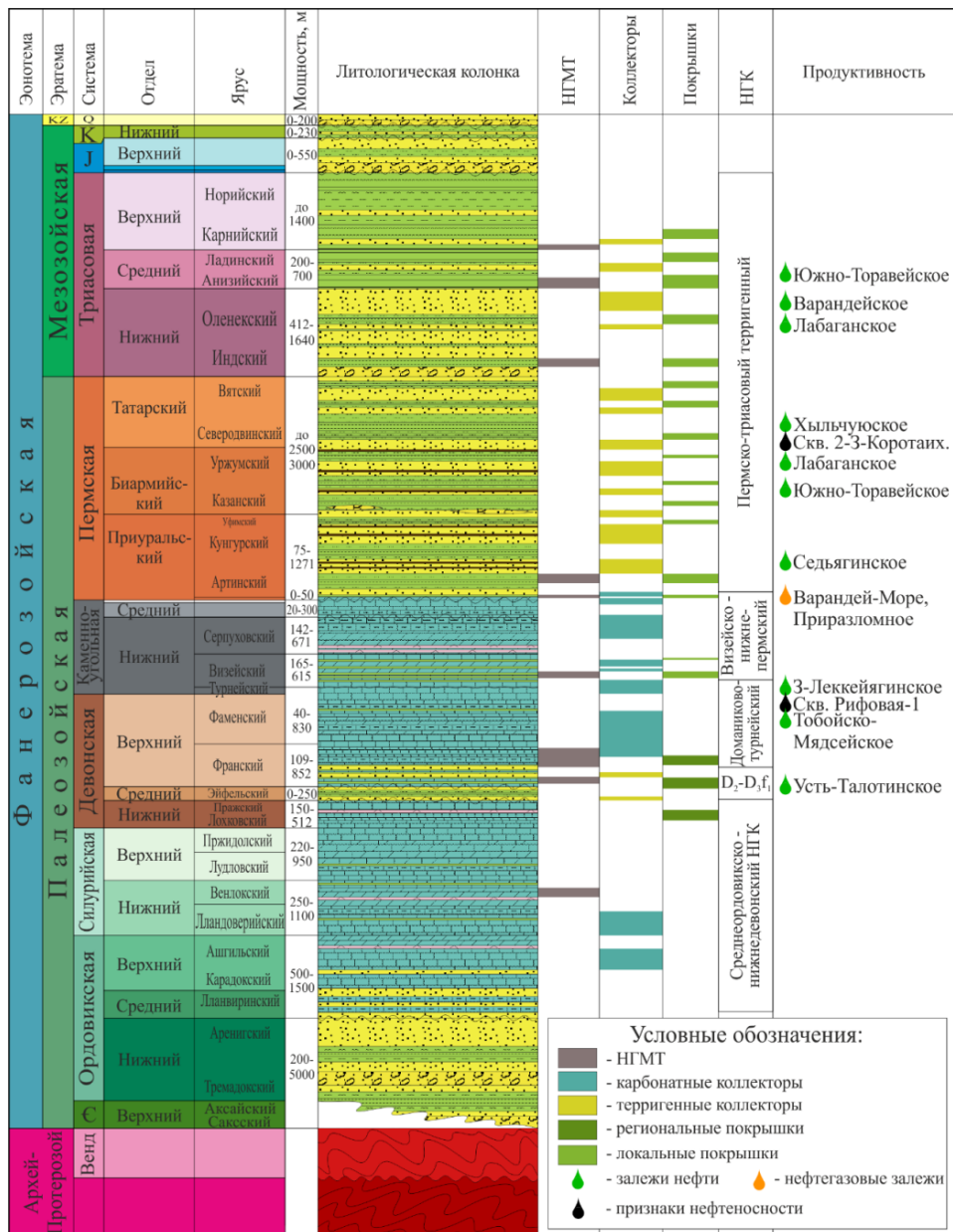


Рисунок 3 - Сводная литолого-стратиграфическая колонка с отмеченными элементами углеводородных систем и продуктивными интервалами в пределах соседних районов

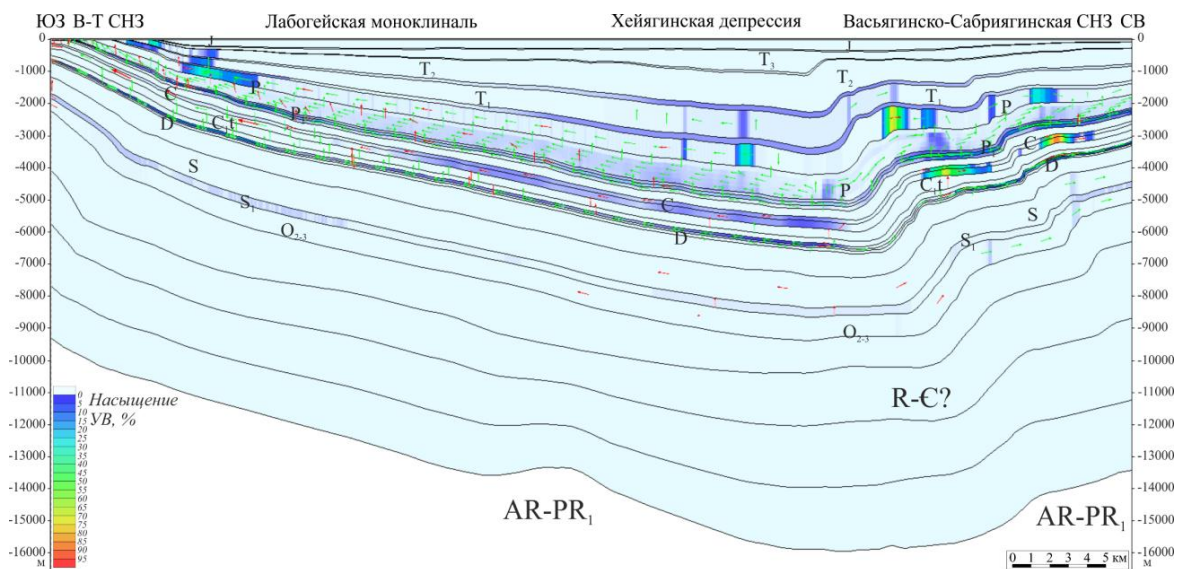


Рисунок 4 - Степень насыщения осадочной толщи углеводородами и направления миграции

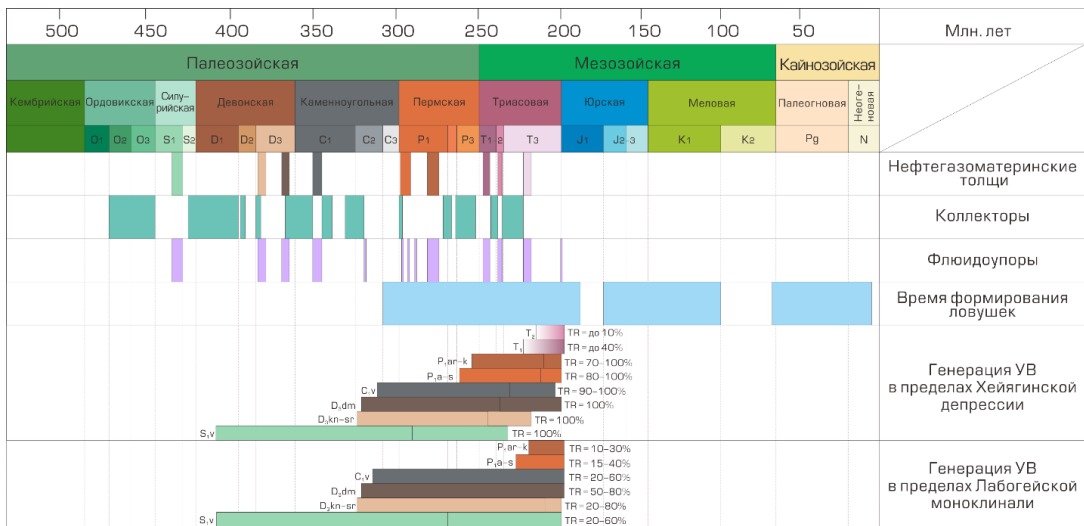


Рисунок 5 - Шкала событий УВ систем морского продолжения Коротаихинской впадины

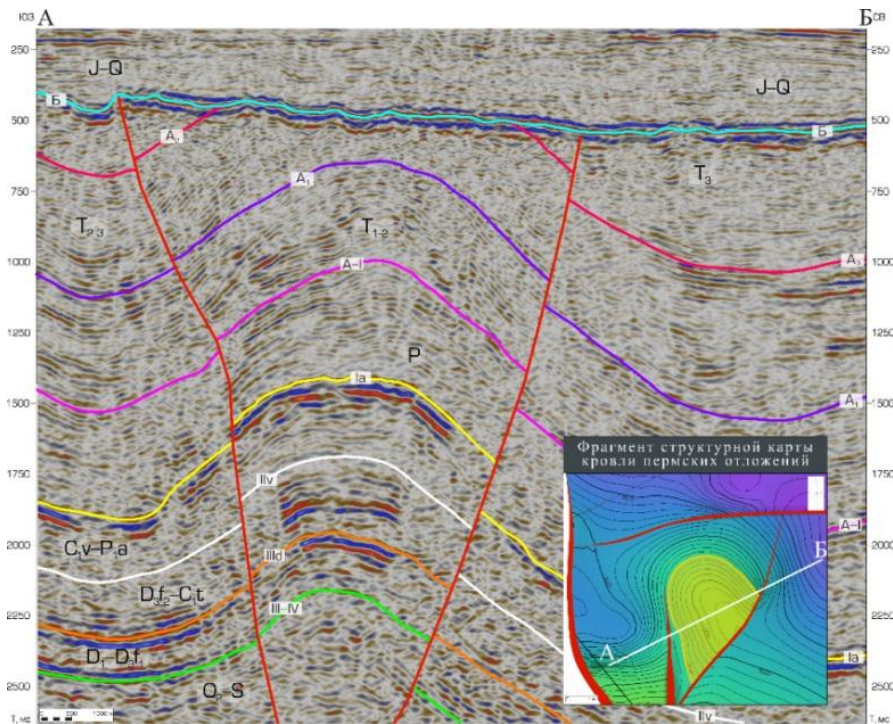


Рисунок 6 - Фрагмент сеймопрофиля 129019, пересекающего Матвеевскую структуру

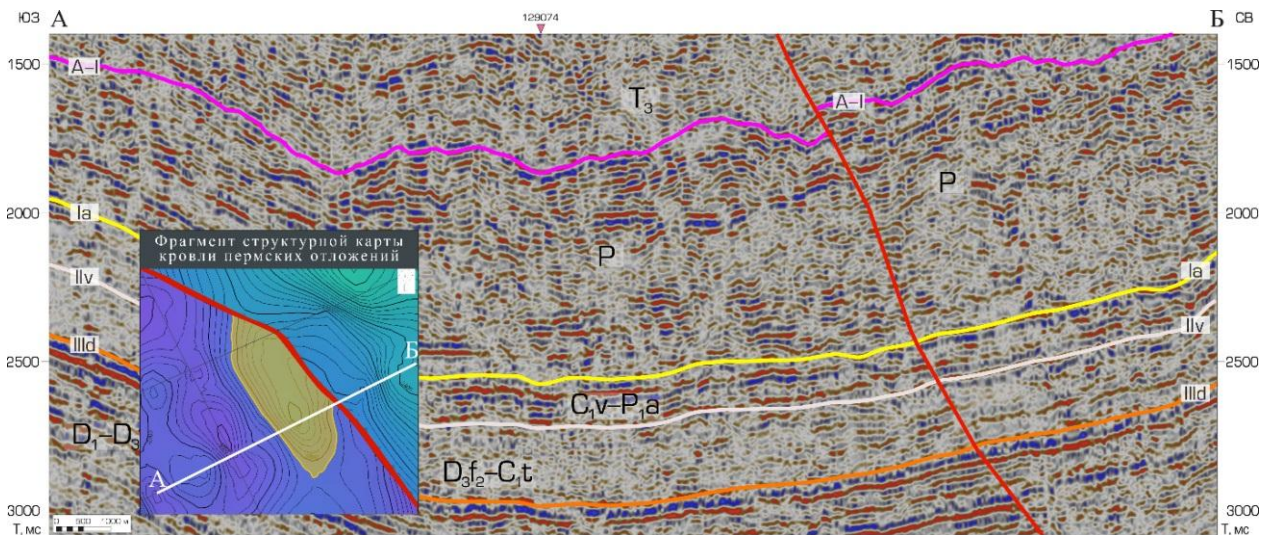


Рисунок 7 - Фрагмент профиля 129034, пересекающего структуру «Без названия 1»

Таблица 1 - Значения оцененных ресурсов локализованных структур

НКГ Структура	P-T терр, (геол./извл.) млн. т.	C _{1v} -P _{1a} , (геол./извл.) млн. т.	D _{3dm} -C _{1t} , (геол./извл.) млн. т.	Суммарные геол. ресурсы, млн. т.	Суммарные извл. ресурсы, млн. т.
Матвеевская	27,7/5,5	14,2/2,8	10,4/3,1	52,3	11,4
Зеленецкая	16,8/3,4	12,8/2,6	7,9/2,4	37,5	8,4
Вайгачская	-	24,6/4,9	18,5/5,5	43,1	10,4
Без названия 1	28,6/5,7	-	-	28,6	5,7
Сумма	73,1/14,6	51,6/10,3	36,8/11,0	161,5	35,9

Отметим, что оценивались ресурсы по нефти, что, противоречит популярному представлению о том, что Коротайхинская впадина преимущественно газоносный район. Однако на этот счет есть ряд объяснений. Во-первых, почти все оцененные структуры расположены на глубинах до 3,5 км, что, по итогам бассейнового моделирования, укладывается в ГЗН. Структура, располагаемая глубже 3,5 км, соответствует доманиково-турнейскому НКГ с хорошей НГМТ с керогеном II типа, что также подтверждает предположение о нефтенасыщении. Во-вторых, в данном случае, вероятно, имеет место «краевой эффект»: по нефти оценивались относительно крупные и многослойные локальные поднятия, расположенные в прибортовых частях Коротайхинской впадины, тогда как по газу оценивались сравнительно небольшие по площади поднятия центральной части впадины, причем только по одному или двум верхним комплексам, доступным для бурения.

Во всяком случае, полученные результаты подтверждают наметившуюся в последнее время тенденцию к увеличению доли нефти в структуре прогнозных ресурсов Коротайхинской впадины. Как отмечено в одной из публикаций О.М. Прищепы с соавторами, «...фазовый состав внешней прибортовой и внутренней зон впадины сегодня вызывает большие сомнения и, по мнению некоторых исследователей (ВНИГРИ и ТП НИЦ), может оцениваться как существенно нефтяной» [2].

Также для структур были оценены вероятности геологического успеха (таблица 2).

Таблица 2 - Вероятность открытия залежи в пределах выделенных структур

Структура	Pg ₁ (P-T)	Pg ₂ (C _{1v} -P _{1a} -s)	Pg ₃ (D _{3dm} -C _{1t})	PoS
Матвеевская	0.05	0.04	0.03	0.12 = 12%
Зеленецкая	0.04	0.03	0.02	0.09 = 9%
Вайгачская	-	0.04	0.03	0.07 = 7%
Б/н 1	0.05	-	-	0.05 = 5%

Представленные значения, конечно, характеризуют очень высокую степень геологического риска. Однако важно понимать, что с одной стороны на столь высокий риск описанных в работе объектов влияет недостаточность геологических данных и низкая плотность сейсмической съемки, но с другой стороны прирост объемов геолого-геофизических данных может приблизить к нулю вероятность открытия месторождений.

Выводы. В пределах Коротайхинской впадины существовали все условия для генерации и аккумуляции нефти и газа. Наличие в разрезе НГМТ, а также степень их катагенетической зрелости создали все предпосылки масштабной генерации УВ для формирования месторождений нефти и газа.

В пределах шельфового продолжения Коротайхинской впадины отмечается наличие пластово-сводовых, тектонически и стратиграфически экранированных ловушек, расположенных в нераспределенном фонде недр и представляющих потенциальный интерес для дальнейшего изучения. Кроме того, отмечены области, в пределах которых предполагается развитие более сложных литологически экранированных ловушек.

Рассчитаны извлекаемые ресурсы нефти по четырем структурам, которые составили 35,9 млн. т. Также оценена вероятность геологического успеха для каждой структуры. Значения варьируют от 5 до 12%, что связано с характером и полнотой имеющейся геолого-геофизической информации.

В дальнейшем рекомендуется рассматривать морское продолжение Коротаихинской впадины в качестве возможно-перспективного региона, разработка потенциальных структур которого может быть актуальна при необходимости наращивания ресурсной базы акватории Печорского моря.

Библиографический список:

1. Горшков А.С. и др., Отчет о выполнении работ «Создание геолого-геофизической модели строения акваториального продолжения (Печорское море) Коротаихинской впадины и Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны (на основе региональных сейсморазведочных работ)» (Государственный контракт № К.41,2013.008), ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», 2016
2. Прищепа О. М. и др. Перспективы нефтегазоносности и программа изучения Коротаихинской впадины //Геология нефти и газа. – 2009. – №. 2. – С. 2-8.
3. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) // Геология и геофизика. 2011. Выпуск 8. С. 1129-1150.
4. Ступакова А. В. и др. Перспективы нефтегазоносности Коротаихинской впадины Тимано-Печорского бассейна //Георесурсы. – 2017. – №. Спецвыпуск ч. 1.
5. Супруненко О.И. и др. Оценить перспективные и прогнозныe ресурсы Баренцева и Карского морей. Отчет по объекту № 70 (Государственный контракт № ВК-02-06/365 от 16 октября 2002 г.). ВНИИОкеангеология, С.-Пб., 2004.
6. Юдин В.В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. – Екатеринбург: Наука, 1994, 283 с.

УДК 553.982.23.051:551.736

Применение принципа дифференциального улавливания углеводородов для прогноза фазового состояния залежей углеводородов в Верхнепечорской впадине

Гурова Д.И.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва

Верхнепечорская впадина является структурой первого порядка Предуральского краевого прогиба. Перспективы нефтегазоносности впадины весьма высоки, даже несмотря на то, что сегодня нефтегазопроисковые работы здесь практически не ведутся. Мировая практика поисковых работ в краевых прогибах указывает на высокий нефтегазовый потенциал этих территорий. Площадь впадины более 20000 кв.км, мощность осадочного чехла достигает 10 км, в разрезе выделяются нефтегазоносные и нефтегазоперспективные комплексы, а также разнообразные ловушки для аккумуляции углеводородов.

Фазовая зональность распределения углеводородов во впадине существенно меняет базовые представления о возможностях прогноза залежей углеводородов, в частности для прогноза и поисков дефицитных легких нефтей.

В пределах Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба в ловушках каменноугольно-нижнепермского возраста распределение углеводородов имеет фазовую зональность: на юге аккумулируется газ, севернее, в центральной части впадины, в ловушках, расположенных гипсометрически выше, аккумулируется газоконденсат с нефтяной оторочкой, в северной – северо-западных частях впадины по данным ГИС выделяется нефтенасыщенный коллектор. Такое распределение углеводородов согласовывается с принципом дифференциального улавливания Максимова-Савченко-Гассоу, который отражает механизм распределения флюидов по мере их миграции из нефтегазоматеринских толщ к ловушкам

углеводородов по латерали, когда более погруженные положительные структуры заполняются газообразными флюидами, а вверх по восстанию последние сменяются нефтью (с различным газонасыщением и плотностью).

Для выяснения наблюдаемых особенностей фазового состояния углеводородов в каменноугольно-нижнепермском природном резервуаре впадины автором проведены исследования зависимости между свойствами углеводородов в ловушках и расположением их по площади. Для анализа использованы данные по содержанию тяжелых углеводородов в залежах нефти и газа из «Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации» [1]. Результаты проведенного анализа указывают на закономерное увеличение содержания тяжелых углеводородов в северном - северо-западном направлении (таблица 1).

Таблица 1 - Изменение фазового состояния залежей Верхнепечорской впадины с юга на север – северо-запад

	Месторождение	Тип месторождения	Пласт	Тяжелые УВ без C5+в, %
Ю	скв.1-Новая	Н	C _{1s}	по данным ГИС
	скв.1-Шорьель	Н	P _{1a+s}	
	Вуктыльское	НГК	P _{1-C}	15,49
	Мишпарминское	ГК	C _{2m-C₃}	12,78
	Рассохинское	Г	C ₃ +P _{1a+s} +ar ₁	-
	Рассохинское	Г	P _{1ar₂}	-
	Пачгинское	Г	P _{1a+s} +ar ₁	-
	Курьинское	Г	P _{1ar}	6,50
	Курьинское	Г	P _{1k}	5,40
Ю	Анельское	Г	P _{1-C₃}	0,96

Наличие данной зависимости и фазовое распределение углеводородов в Верхнепечорской впадине свидетельствуют об определенной миграции углеводородов с юга на север - северо-запад по восстанию пластов. Следовательно, залежи, приуроченные к карбонатным отложениям каменноугольно-нижнепермского возраста, образованы за счет генерации нефтематеринскими толщами, расположенными южнее (возможно юго-восточнее) впадины, и миграции углеводородов на север – северо-запад (рисунок 1).

В опубликованных работах У.К. Гассоу (1961 г.), С.Ф. Федорова (1961 г.), В.А. Кошляка и И.А. Якупова (1963 г.), Н.И. Никонова (1983 г) и др. авторы также приводят примеры изменения фазового состояния ловушек с изменением глубины по латерали на отдельных тектонических элементах, в том числе Предуральского краевого прогиба [2,3].

На рисунке 2 представлена переинтерпретация материалов сейсморазведки МОГТ-2D в северной части Верхнепечорской впадины, в результате которой по ряду характерных признаков в интервале средне-верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений были выделены аномалии, отождествляемые с карбонатными постройками.

Также выполнена переинтерпретация данных ГИС. Скважина 1-Шорьельская пробурена в пределах выделенной карбонатной нижнепермской постройки. В данном интервале выделяются два локально распространенных пласта глин. Под ними выделяются пласты нефтенасыщенных коллекторов.

Достаточно высокие значения удельных электрических сопротивлений по данным ПЗ и ИК в скв. 1-Шорьельская говорят о высоком коэффициенте нефтенасыщенности коллекторов. Над покрывками уверенно выделяются водонасыщенные пласты, что указывает на то, что глины являются покрывками для залежей углеводородов под ними.

В районе другой скважины (1-Западно-Дутовская), пробуренной недалеко от скважины 1-Шорьельская, нижнепермские карбонатные постройки по сейсмике не выделяются. При интерпретации данных ГИС 1-Западно-Дутовская данные покрывки также выделяются, но под ними коллекторы водонасыщены [4,5].

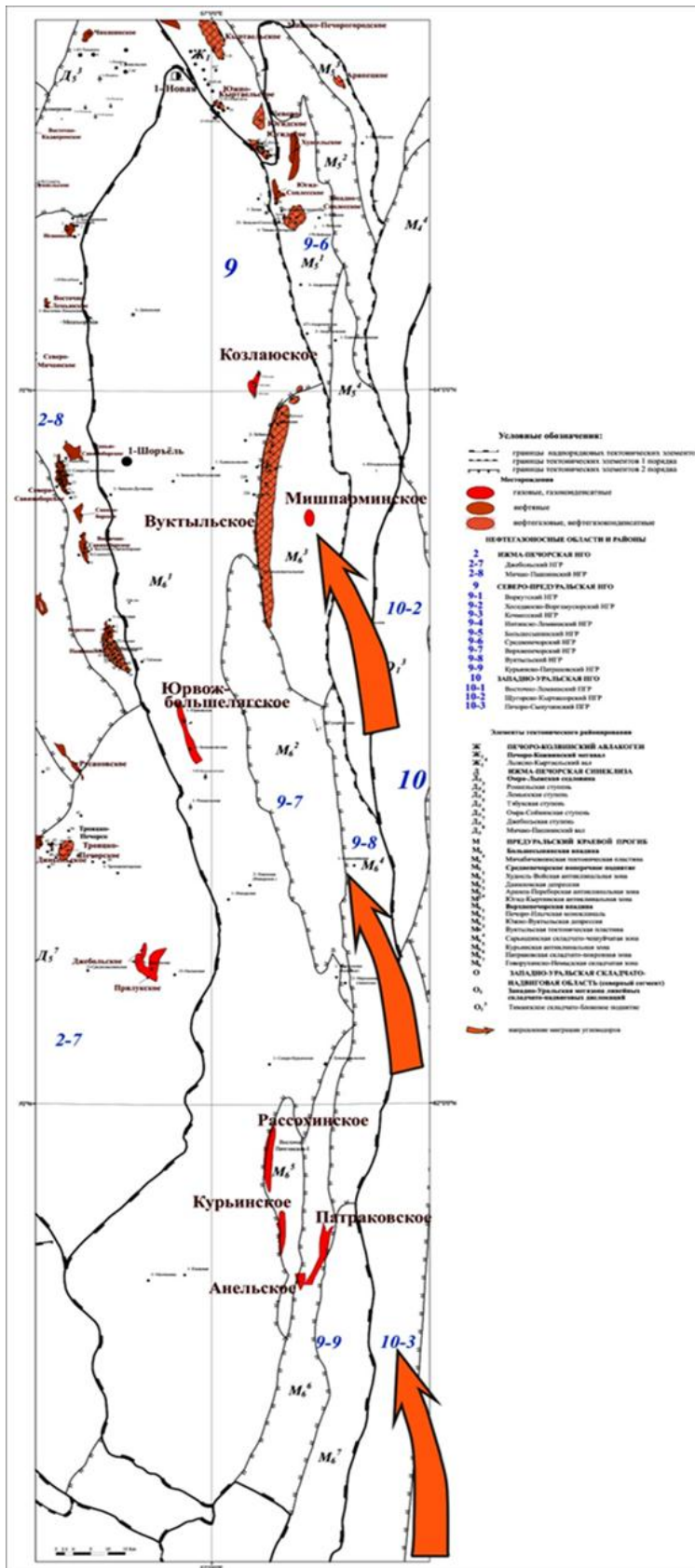


Рисунок 1 - Нефтегазоносность каменноугольно-нижнепермских отложений Верхнепечорской впадины (Карта нефтегазогеологического и тектонического районирования ТПП, ОАО «ТП НИЦ», 2012 г.) аппарата ГТП

Кунгурские глины, к подошве которых приурочен отражающий горизонт (Ik (P_{1k})), являются надежными флюидоупорами, но залегают намного выше кровли нижнепермских построек. И при корреляции сейсмических волн по подошве кунгурских глин над нижнепермскими постройками в структурном плане образуется моноклираль. Если проводить корреляцию непосредственно по подошве локальных покровшек, которые залегают в кровле карбонатных построек, то выделяются антиклинальные перегибы.

По выделяемым замкнутым контурам закартированы перспективные на нефть и газ структуры и оценены ресурсы каменноугольно-нижнепермских объектов. В качестве объектов оценки ресурсов были приняты рифовые постройки, по кровле которых на временных разрезах отмечаются антиклинальные перегибы. Для нижнепермских объектов подсчетные параметры приняты по аналогии с Колвинским и Южно-Сынинским месторождениями и данными по скважине 1-Шорьельская. Для объектов карбона в качестве месторождения - аналога принято Веякошорское месторождение, где в отложениях средне-верхнего карбона в рифовых отложениях открыта залежь нефти. Извлекаемые ресурсы объектов варьируют от 1 млн. до 15 млн. тонн.

Непосредственно в Верхнепечорской впадине из карбонатных отложений нижней перми в 1989-1990 г.г. в скважинах 1-Козлауская получен приток нефти с фильтратом глинистого раствора в объеме 0,7 м³ при депрессии 13.17 МПа за 124 мин (инт.3200-3350 м), 3 Козлауская- глинистый раствор, перемешанный с нефтью, объемом 0,85 м³ (инт.3192-3311м). В скв. 11-Ронаельская по данным керна в интервале ассельско-сакмарских отложений (1203-1226 м) присутствуют выпоты нефти.

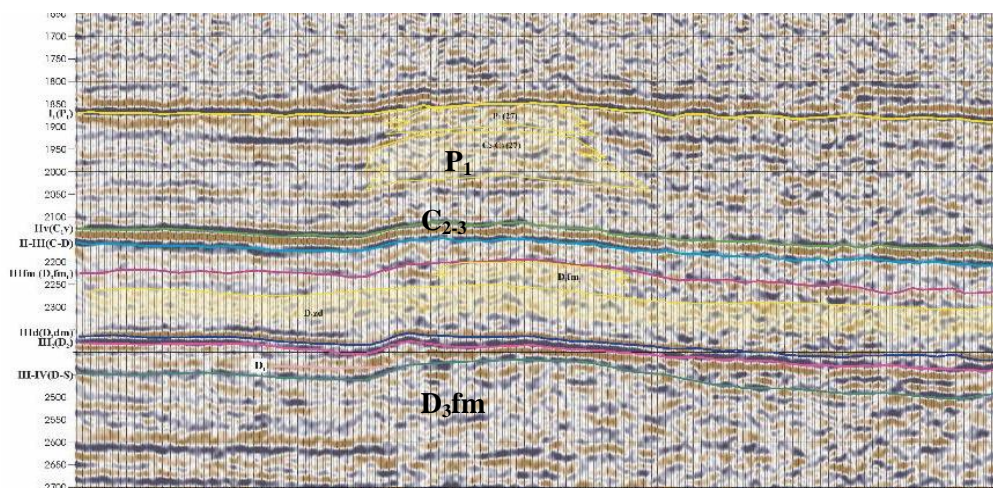


Рисунок 2 – Пример выделения каменноугольно-нижнепермских карбонатных построек
Фрагмент временного разреза

Таким образом, фазовая зональность распределения углеводородов в Верхнепечорской впадине имеет важнейшее значение для оценки нефтегазоносного потенциала и планирования направлений геологоразведочных работ. В южной части впадины открыты газовые месторождения (Рассохинское, Патраковское и др.), севернее (Вуктыльское, Козлаюское месторождения) - газоконденсатные залежи окантованы нефтяной оторочкой, в северной – северо-западной части, где открытий еще нет, но есть перспективные объекты (по данным сейсморазведки и ГИС), можно ожидать залежи нефти мелких и средних по запасам.

Библиографический список:

1. Государственный Баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2017 г. – М.: Федеральное агентство по недропользованию "Роснедра", Российский Федеральный Геологический Фонд "Росгеолфонд". – 2017.
2. Гассоу У.К. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых основе / У.К. Гассоу. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1961. – 232 с.
3. Никонов Н.И. Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегавала / Н.И. Никонов, А.С. Головань // Геология нефти и газа. – 1983. – №1. – С.8-13.
4. Гурова Д.И. Перспективы нефтегазоносности нижнепермских карбонатных отложений Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба / Д.И. Гурова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – №7. – С. 6-14.
5. Колоколова И.В. Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины (Тимано–Печорская нефтегазоносная провинция) / Колоколова И.В., Гурова Д.И., Хитров А.М. // Геология нефти и газа. – 2021. – №1. – С. 19-29.

УДК 553.982.23 (470.13)

Перспективы открытия новых залежей нефти на Лузском месторождении и его периферии

Заборовская В.В., Бугаева Е.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Богданов Б.П.

ООО «ТП НИЦ»

Лузское нефтяное месторождение в административном отношении находится на территории Печорского района Республики Коми. Ближайшими месторождениями, запасы которых утверждены ГКЗ, являются месторождения Верхнелыжско-Лемъюского и Кыртаельско-Печоргородского НГР Ижма-Печорской и Печоро-Колвинской НГО.

Лузское месторождение было открыто в 1965 г., введено в разработку в 2002 г., которую ведут сменяющиеся недропользователи, добывая в сутки в среднем 50-100 т, и это при том, что на месторождении выявлено на комфортных глубинах до 2 500 м 7 разноразмерных залежей с извлекаемыми запасами свыше 6 млн. т.

По состоянию на 01.01.2012 г. пробуренный фонд на месторождении (в пределах лицензионного участка) составил 17 скв., в т.ч. 10 – в добывающем.

В разработке находились пласты Фо и А и залежь D₃src.

Залежь в пласте Фо(D₃fm₁) введена в пробную эксплуатацию в 2002 г. Залежь разрабатывается 4 скважинами (201, 303, 306 и 308). Среднесуточный дебит нефти одной скважины по пласту составляет 18,1 т/сут., жидкости 48,3 м³/сут.

Залежь в отложениях D₃ src введена в пробную эксплуатацию в 2007 г. Залежь разрабатывается механизированным способом 5 скважинами (301, 311, 312, 315 и 323). Среднесуточный дебит нефти одной скважины по пласту составляет 4,2 т/сут., жидкости 9,45 м³/сут.

Залежь в пласте А (D₃f₁) введена в пробную эксплуатацию в 2007 г. Добыча нефти ведется скважиной 305 со среднесуточным дебитом нефти 7 т/сут.

Периодически возобновляемые на месторождении геологоразведочные работы (ГРП) приносят открытия новых залежей нефти - всплеск таких работ в 2008-2013 годах с проведением сейсморазведки МОГТ-3Д и разведочного бурения в комплексе с подземным ремонтом скважин привел к увеличению суточной добычи до 149 т. При этом через 47 лет на месторождении была открыта самая масштабная по размерам и дебитам залежь в рифогенных отложениях доманикового горизонта франского яруса верхнего девона, что показано ниже на примере скважины №325.

В течение 11.06.2012- 14.07.2012 скважина 325-Лузская находилась в освоении методом свабирования интервалов перфорации 2284-2289, 2265-2279, 2265-2279, 2250-2262 м в рифогенных отложениях доманикового горизонта. 12.07 в скважину был спущен ЭЦН-5-50-2100, с использованием которого за 16 часов 13.07.2012 было добыто 13,44 м³ нефтесодержащей жидкости, в которой доля нефти ориентировочно составила 7,44 тонны.

Этот результат в совокупности со свабированием уверенно свидетельствует об открытии на Лузском месторождении новой залежи в рифогенных отложениях доманикового горизонта. Ранее нефтенасыщенный интервал по данным ГИС прогнозировался в интервале 2184-2189 м наклонно-направленной скважины №323. Анализ результатов свабирования и геофизических материалов по скважинам №№ 325, 323 показал, что водонефтяной контакт (ВНК) залежи может находиться на отметке минус 1903 м (рис.1).

Открытие этой залежи – событие ожидаемое, поскольку оно вписывается в закономерность: в Ижма- Печорской нефтегазоносной области в отложениях доманикового барьерного рифа открыты Низевое, Южно-Низевое, Макарьевское, Верхневольминское, Восточно-Шельяюрское, Демаельское, Южно-Седмесское нефтяные месторождения.

Геология и возможности добычи названных месторождений сравнительно хорошо изучены: месторождения содержат залежи нефти массивного типа со сложным распределением фильтрационно-емкостных свойств, которые хорошо поддаются изучению комплексом сейсморазведки 3D и бурения. Начальные дебиты нефти в оптимально расположенных скважинах при фонтанной эксплуатации составляют 100-200 т/сут.

Справедливости ради надо сказать, что в начале 2011 г. главный геолог ООО «ПЭК» Богданов Б.П. в служебной записке на имя генерального директора обосновал наличие на месторождении доманикового рифа и его возможную продуктивность в пробуренной скважине №315, при этом было указано, что «в скважине №315 рифовый разрез **доманикового** возраста, как и во многих скважинах Лузского месторождения, вскрыт в интервале 2008-2124 м (рис.2). Рифовая, биогенная природа этого разреза не вызывает сомнений (описание шлама подтверждает это) (рис.3). Анализ кривой ПС показывает, что весь интервал 2008-2124м характеризуется отрицательной аномалией, а это чаще всего свойственно зонам коллекторов. А анализ кривых потенциал-зонда и градиент-зонда показывает на глубине 2026 м резкое уменьшение кажущихся сопротивлений, что может указывать на контакт нефть-вода. В пользу

появления коллекторов в этой части разреза косвенно свидетельствуют материалы ГТИ: с глубины 2006 м увеличилась скорость проходки при бурении. Было предложено в скважине 315-Луза испытать интервал 2008-2020 м на характер насыщения и наличие коллекторов в кровле «рифогенных» пород **доманикового** возраста». По организационным причинам скважина не испытывалась.

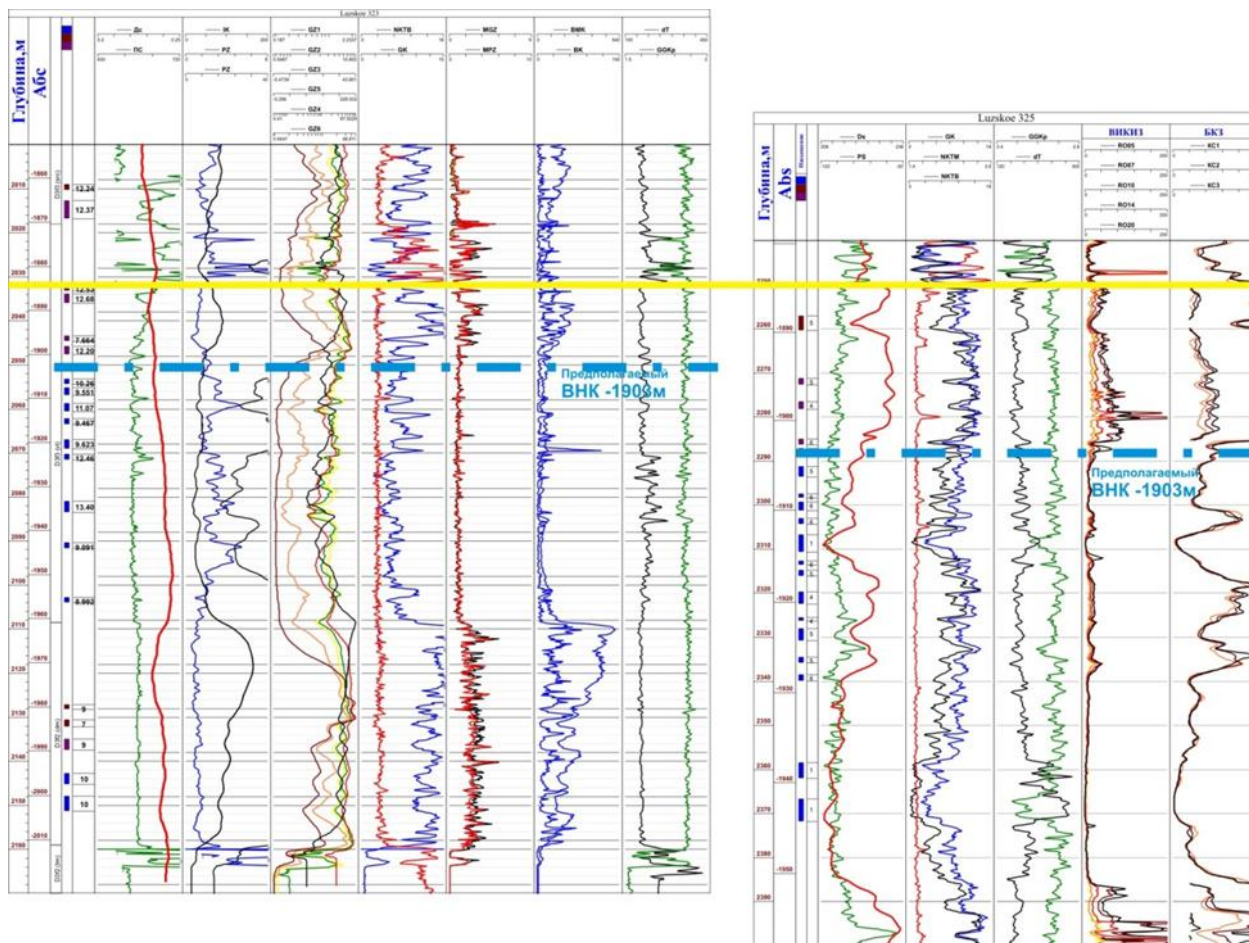


Рисунок 1 - Доманиковый риф на каротажных диаграммах скважин 325, 323 - Луза

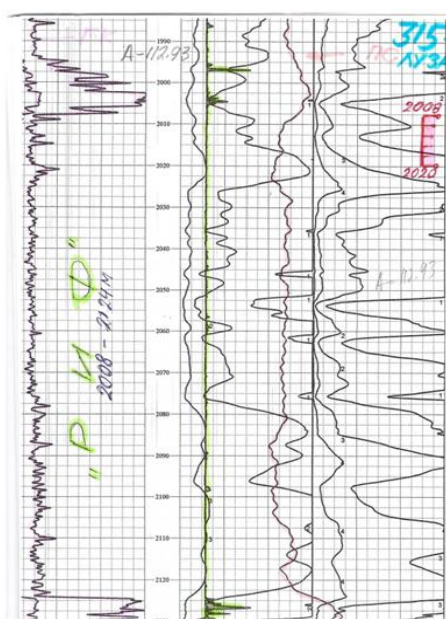


Рисунок 2 - Каротажная характеристика доманикового рифа в скв.315-Луза

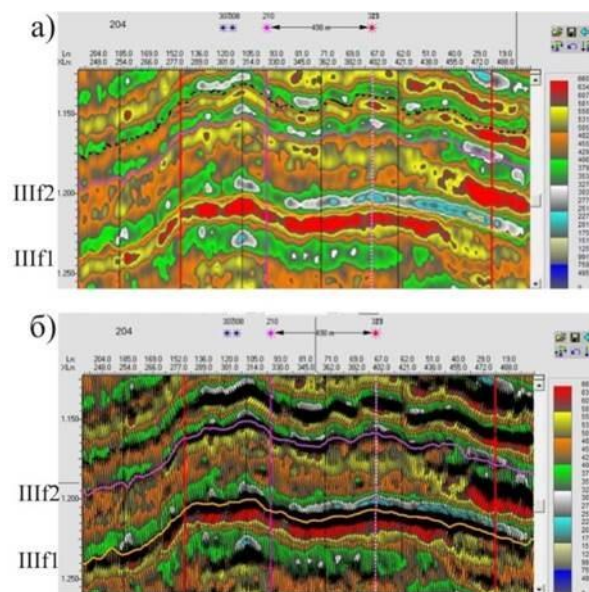


Рисунок 3 - Волновая картина в интервале ОГ IIIf₁ и IIIf₂ Лузского месторождения

После получения притока нефти из доманикового рифа в 2012 г. был проведен анализ геолого-геофизической информации по этим отложениям во всех скважинах месторождения, в результате которого установлено, что отложения доманикового горизонта вскрыты всеми скважинами Лузского лицензионного участка и некоторые из них рекомендованы для ремонта и последующего испытания.

При этом произошло очень показательное явление в скважине №307, которая была отремонтирована и перфорирована в интервале доманикового рифа в декабре 2012 г и давала в сутки 29 т нефти и 10 м³ воды в течение 20 дней. И вдруг 19 января 2013 г. в скважине 307-Лузская было установлено полное обводнение продукции. 20 января на устье была отобрана проба воды и 23 января передана на анализ в лабораторию ООО ТП НИЦ в г. Ухта. 24 января получены анализы пробы воды. Сопоставление состава воды с составом проб воды, отобранной 22.07. 2012г. из интервала 2284-2289, 2265-2279, 2250-2262 м в скважине 325, отобранной 24 октября 2012 г. из интервала 2284-2289, 2265-2279, 2250-2262, 2184-2224 м в скважине 325, отобранной 15 февраля 2012 г. в интервале 2000-2010 м в скважине 323, показывает идентичный состав названных проб по содержанию анионов и катионов, плотности, общей минерализации, другим показателям.

На основании такого сопоставления были сделаны следующие выводы:

1. Состав воды указывает на принадлежность ее к доманиковым (нижнесирачойским) отложениям.

2. Появление воды без признаков нефти указывает на прорыв ее к нижним дырам перфорации на глубине 2295 (минус 1902) м и задавливанию притока нефти из общего интервала 2275-2295, 2205-2241 м.

3. Появление воды указывает на высокую пластовую энергию воды в нижней части доманикового рифа, подошва которого в этой скважине находится на глубине 2446 м.

4. Появление воды 19 января 2013 г. через 21 день после начала эксплуатации скважины 28 декабря 2012 г. указывает на то, что нижняя глубина интервала перфорации на отметке 2295 м выбрана без учета возможности быстрого прорыва подошвенных вод.

5. Быстрому прорыву подошвенных вод также способствовал выбор ЭЦН с производительностью 60 м³ - более оптимальным следует признать ЭЦН-35.

6. На основании этих выводов следует составить планы работ на скважине 307 по ликвидации прорыва пластовой воды и возвращении ее в фонд добывающих. По-видимому, рационально в скважине прекратить отбор до исчезновения прорыва подошвенных вод, а потом запустить скважину с меньшим насосом.

7. При освоении залежи доманикового рифа в других скважинах следует выбирать интервалы перфорации на 5 м выше принятого ВНК на отметке минус 1903 м, применять насосы меньшей производительности.

8. Анализ воды подсказал причину обводнения скважины 307 через 4 дня после ее прорыва.

После установления продуктивности доманика в июне 2012 г. в головном офисе компании «Кувейт Энерджи» в Кувейте геофизиками Н. Касампути, Д. Маджумдером и главным геологом ООО «ПЭК» Б.П. Богдановым был построен по сводному полигону МОГТ-3D комплект карт изохрон и структурных карт по отражающим горизонтам в ассельско-сакмарских, среднекаменноугольных, пласте Ф0, сирачойских, доманиковых, тиманских, силурийских отложениях.

С кровлей доманикового горизонта отождествляется отражающий горизонт III_f₂(D_{3f}₂), по которому построена высокоточная структурная карта с сечением изогипс 5 метров с возможностью преобразования в карту с сечением изогипс 1 метр (рис.4).

Это стало возможным после исключения из построений данных по наклонно-направленным скважинам, времена и отметки по которым не вписывались в стройные карты изохрон. Эти высокоточные структурные карты позволили нанести контуры ВНК известных залежей, увидеть далекое на восток распространение залежей в пермских и каменноугольных отложениях, определить сейсмофациальные (литологические) особенности разрезов карбонатного и терригенного девона, особенности строения кровли силурийских карбонатных отложений, обоснование продуктивности которых приведен ниже на примере Западного Тэбука.

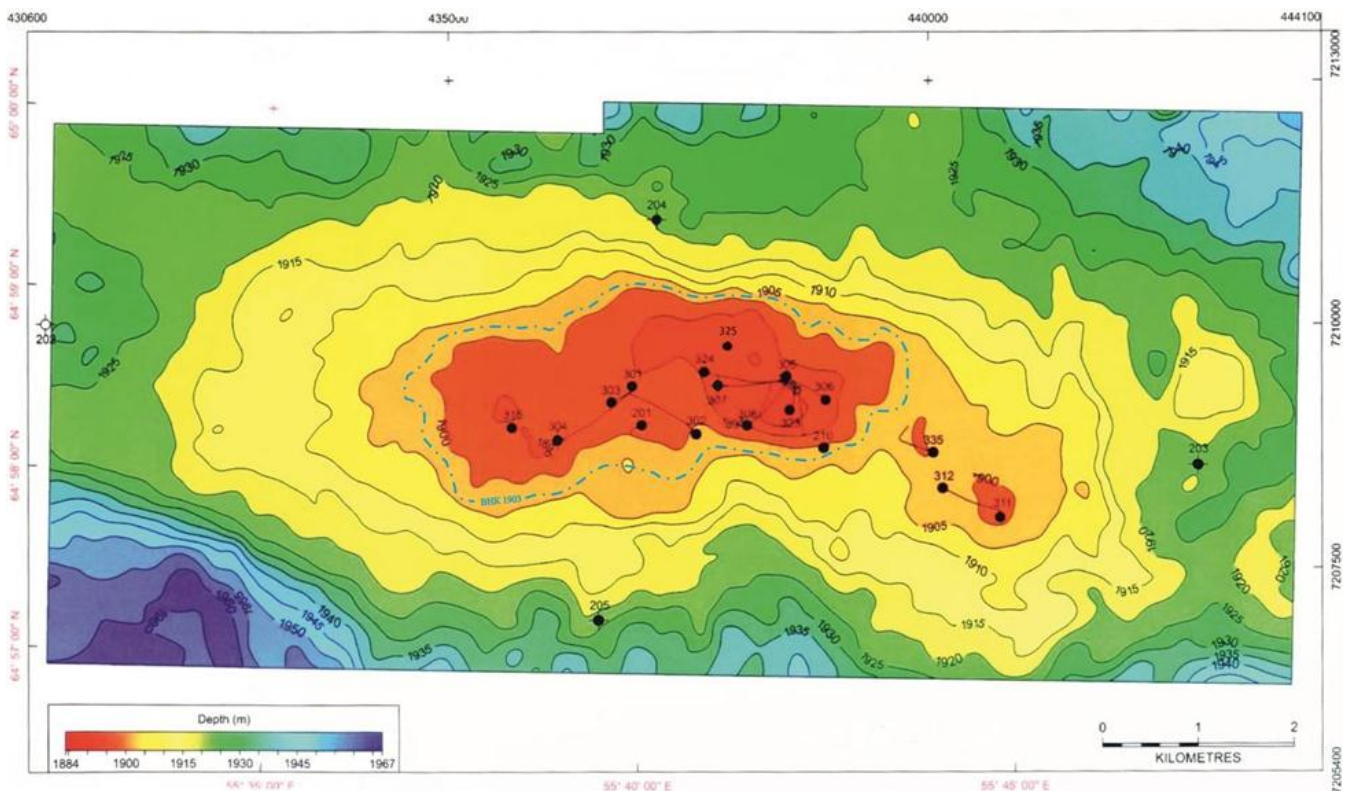
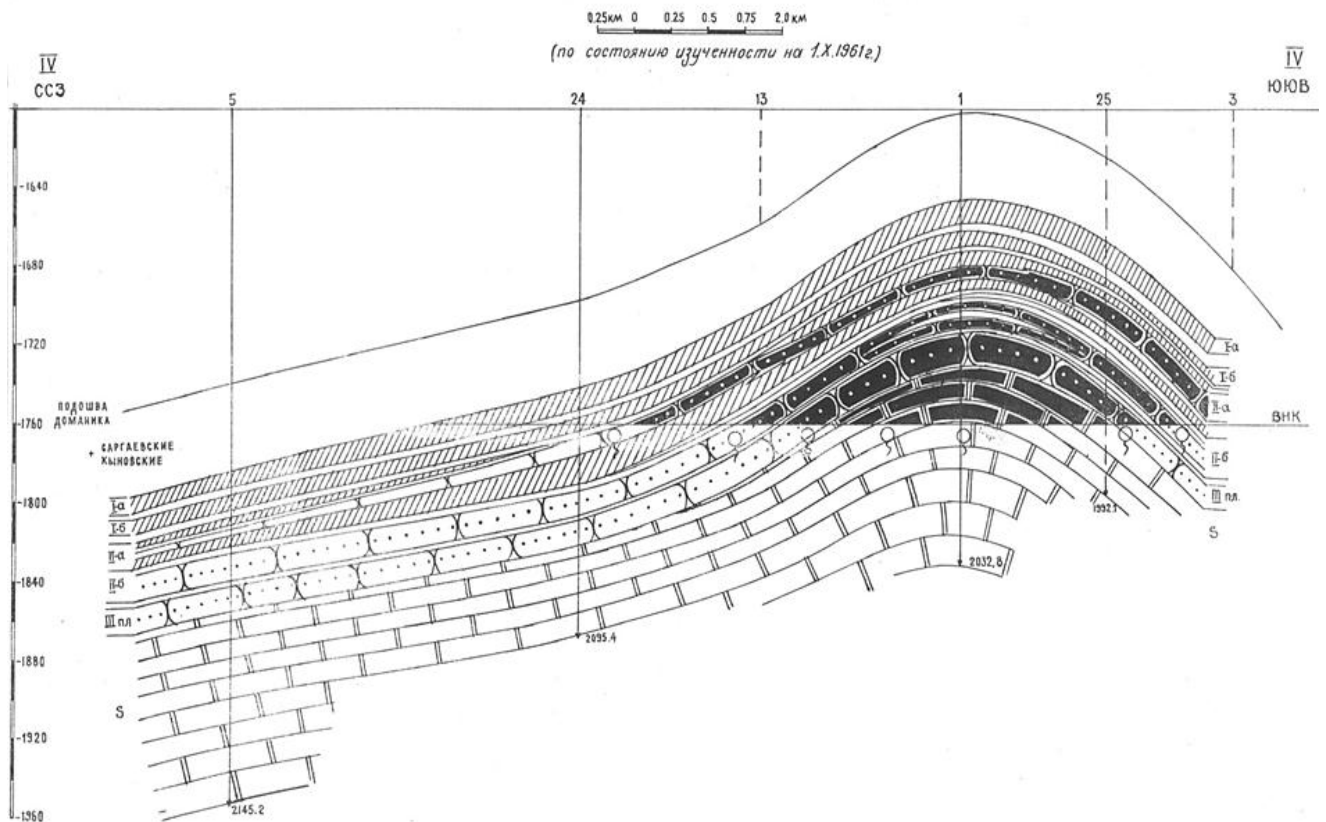


Рисунок 4 - Структурная карта по ОГ $\text{Шf}_2(\text{D}_{3f_2})$ в кровле доманикового рифа

В северных НГО Тимано-Печорской провинции одним из основных нефтегазоносных комплексов является ордовикско-нижнедевонский карбонатный, в котором большинство из десятков открытых залежей содержат известняки и доломиты нижнего силура. Юг провинции с крупнейшей по площади Ижма-Печорской НГО с полным набором НГК выделяется отсутствием нефтяных залежей в отложениях силура, притом, что залежи газа и его проявления известны в южных НГР области на Прилукомском и Нижнеомринском месторождениях. Мы смеем заверить, что отсутствие в этой НГО нефтяных залежей в силуре, и неясные перспективы этих отложений кажущиеся- с начала поисков и разведки Западно-Тэбукского месторождения известна промышленная нефтеносность здесь васькеркской свиты силура []. Процитируем фрагмент текста отчета «Тимано-Печорская провинция. Альбом-справочник (А.В.Пиндайкина и др.,и АССР)»: «васькеркский продуктивный горизонт, вскрытый на площади большинством скважин, представлен толщей крепких тонко - и скрытокристаллических доломитов и доломитизированных известняков, в верхней части с повышенной выщелоченностью, пористостью и трещиноватостью. К верхней части свиты приурочены промышленные скопления нефти. Залежь нефти массивная, с водонапорным режимом. Размеры ее равны 9,4 x 1,7 км, этаж нефтеносности - 30 м. Над залежью залегает глинистая межпластовая пачка небольшой мощности (рис.5).

Контур нефтеносности в доломитах проведен на тех же отметках, что и в песчаниках вышележащего III пласта: минус 1760 м - на западе и минус 1752 м - на востоке залежи. Продуктивный пласт в контуре нефтеносности залегает в среднем на глубинах: кровля 1932 м, подошва 1949 м. Промышленные притоки нефти из доломитов васькеркской свиты получены в скв. 14 (дебит 20,6 т/сут. с 10 % воды) и в скв. 16 (дебит 62 т/сут. через 12 мм штуцер). Однако, весьма близкое сходство полученной нефти с нефтью III пласта и иной характер работы скв. 16 позволяло предполагать возможность затрубного сообщения опробованного интервала с III пластом, что не позволяло уверенно говорить об обособленности силурийской залежи. В начале 60-х годов, когда велась разведка Западного Тэбука, не были открыты силурийские залежи севера ТПП, а потому не хватило уверенности заявить и поставить на баланс эту силурийскую залежь. У нас есть глубокая убежденность в наличии отдельной от пласта 111 эйфельского горизонта залежи в нижнем силуре, о чем свидетельствует на востоке отметка ВНК минус 1752 м в пласте 111.



Контур нефтеносности в доломитах проведен на тех отметках, что и в песчаниках

Рисунок 5 - Массивная нефтяная залежь в нижнесилурийских доломитах Западно-Тэбукского месторождения (Альбом-справочник, 1977г.)

На дату подсчета запасов продуктивная часть васькеркской свиты характеризуется следующими данными: общая мощность пласта (до ВНК) колеблется от 9 до 26 м, при среднем ее значении 17 м, эффективная мощность - от 8 до 26 м, при среднем значении 12,4 м. Эффективная мощность нефтенасыщенных доломитов определена по карте изопахит, исходя из представления о массивном типе залежи. Площадь нефтенасыщенной части подсчитана планиметром. По аналогии с фаменскими известняками подсчетные параметры приняты: коэффициенты пористости - 0,12 и нефтенасыщенности - 0,8, пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти - 0,77, уд. вес нефти - 0,86, коэффициент нефтеотдачи - 0,2, газовый фактор - 94 нм/т и содержание гелия - 0,052 в газе нефти при ОР и 0,092 - в газе в промышленном секторе.

Запасы нефти и растворенного в ней газа были подсчитаны объемным методом по категории С1, и утверждены ГКЗ без изменений.

В процессе разработки залежи в доломитах васькеркской свиты определено колебание нефтенасыщенных мощностей от 0 до 29 м, среднее значение пористости -10 %, размеры залежи определились в 10,5 x 1-2 км, этаж нефтеносности 40 м» конец цитирования..

Считается, что силурийская залежь была введена в разработку в 1963 г., но эта информация требует отдельного объяснения, так как от этого зависит открытие новых залежей углеводородов на большом пространстве Ижма-Печорской НГО от долготы Верхнего Сэбыся до Верхнепечорской впадины и далее на восток, в том числе на Лузской площади.

По результатам бурения и сейсморазведки МОГТ-3D на Лузской площади были выполнены структурные построения по ОГ III-IV в кровле силурийских отложений, которые были дополнены на ее западную периферию по данным МОГТ-2D. Оказалось, что здесь локализуется в контуре замкнутой изогипсы минус 2210 м при амплитуде 60 м антиклинальное поднятие изометричной формы с двумя вершинами амплитудой от 30 до 50 м. Площадь поднятия около 160 кв.км. При принятых параметрах (рис.6) геологические ресурсы могут составить до 10 млн.т.

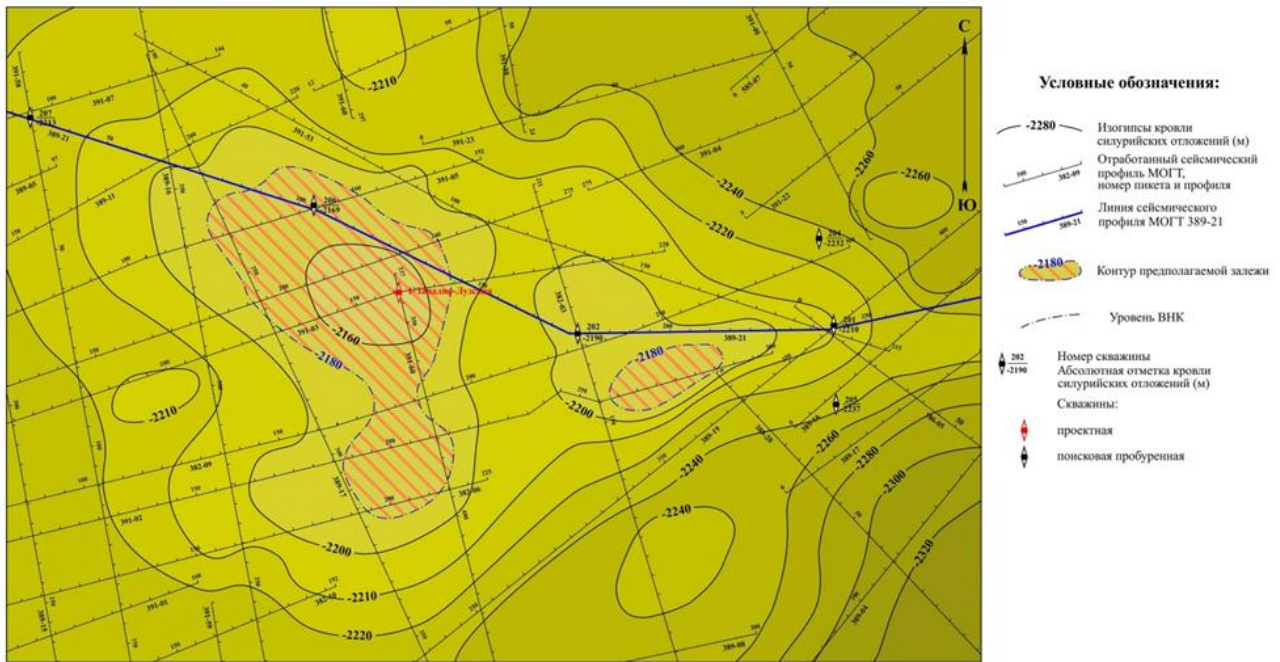


Рисунок 6 - Структурная карта кровли силурийских отложений с прогнозируемой нефтяной залежью Лузского месторождения

Компания «Кувейт Энерджи» планировала увеличивать добычу нефти за счет вовлечения доразведанных участков залежей при бурении новых разведочных и эксплуатационных скважин. Новые структурные карты позволили обосновать точки для бурения таких первоочередных скважин. На Лузском лицензионном участке геологической службой было обосновано заложение 5 скважин:

1. Скважина №1 рекомендуется на пересечении сейсмических профилей xln 300—ln 143 глубиной 2400 м до вскрытия отложений силура. При этой глубине скважина вскрыет залежи нефти в нижней перми, в московском ярусе, в пластах Фо, SRC, SRC1 (доманике), А, 1а, 1в. Новые залежи в песчаниках яранского горизонта и среднего девона могут быть открыты в связи с бурением скважины на аномалию сейсмической записи типа песчаный бар (рис.7), которые характеризуются наличием лучших коллекторов увеличенной толщины. Площадка удобна для обустройства, расположена в 500 м от куста скважины №305. Эта скважина может стать самой лучшей скважиной месторождения в смысле этажа нефтеносности.

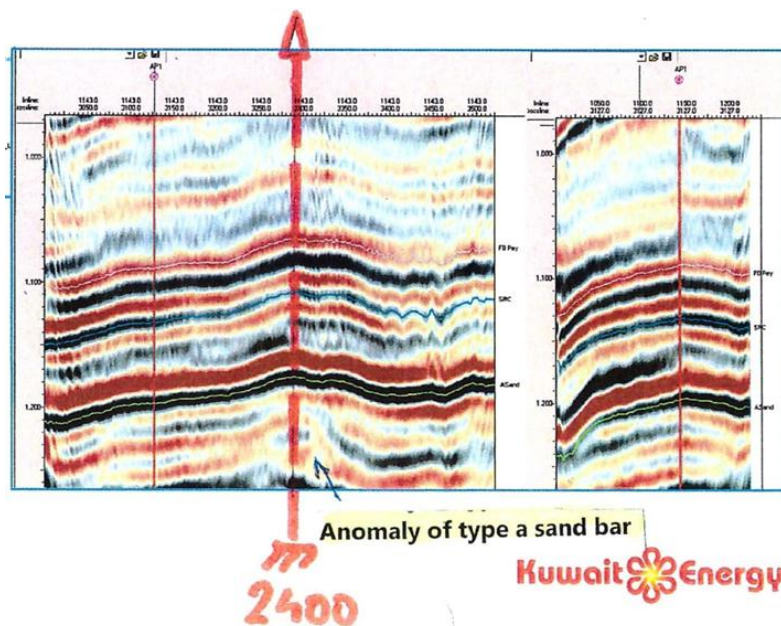


Рисунок 7 - Аномалия типа «бар» на фрагменте временного разреза

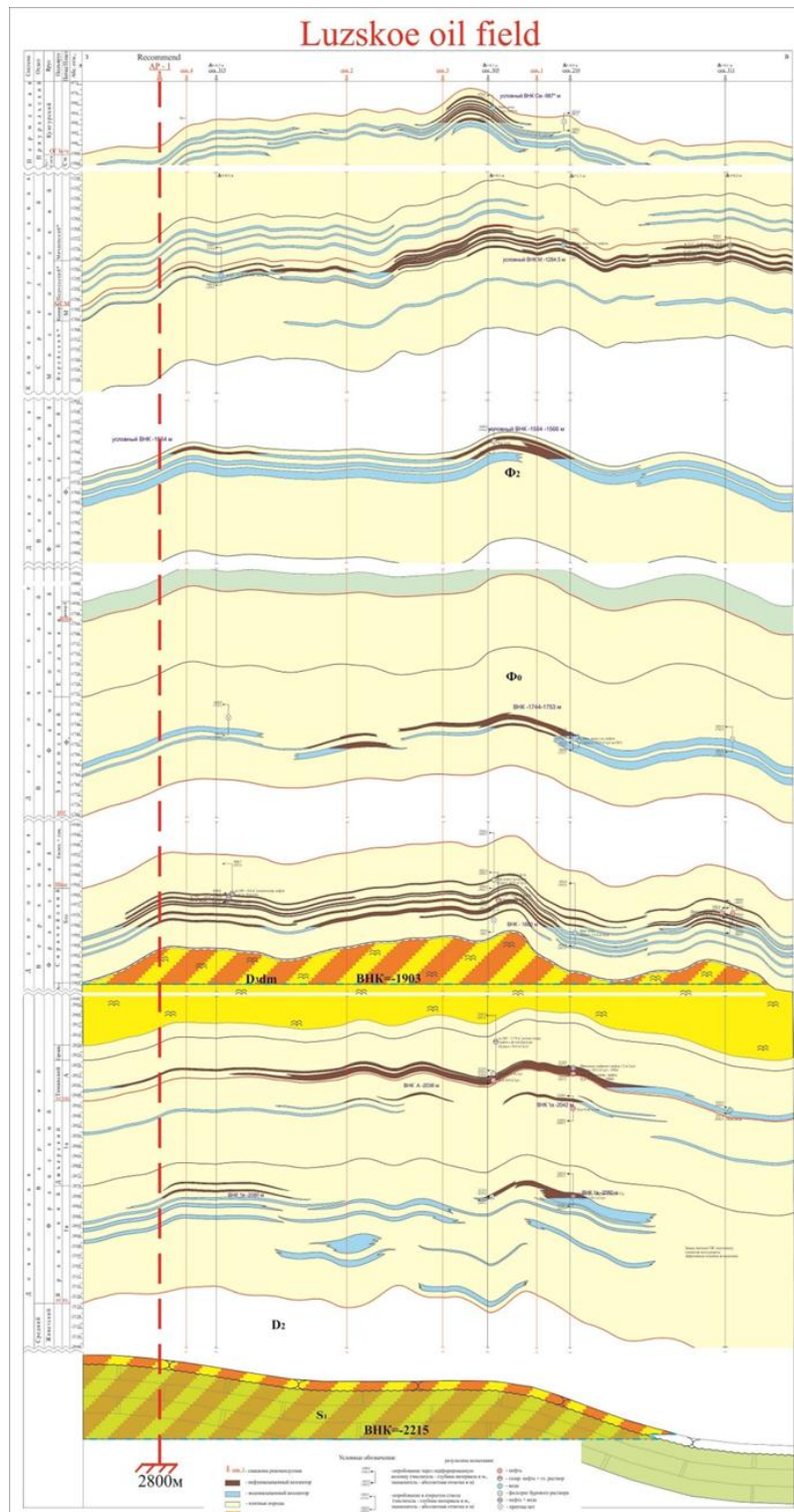
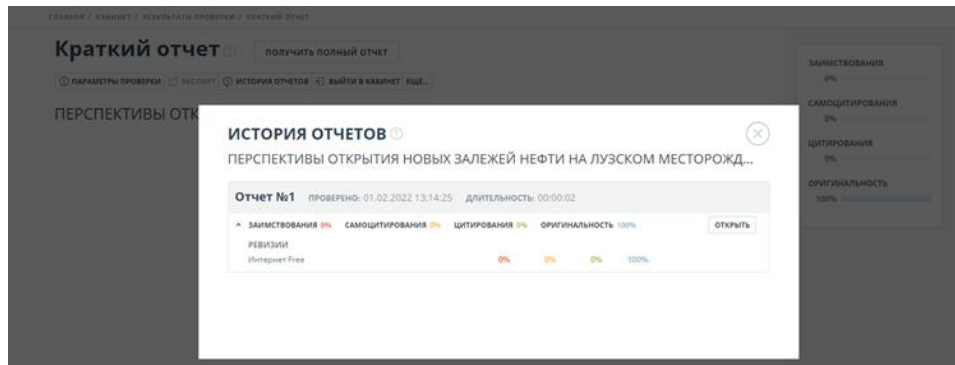


Рисунок 8 - Открытые и прогнозируемые нефтяные залежи Лузского месторождения

2. Скважина №2 рекомендуется на востоке месторождения на пересечении сейсмических профилей хln 480—iln 120 глубиной 2400 м до вскрытия отложений силура. При этой глубине скважина вскроет известные залежи нефти в нижней перми, в московском ярусе, откроет новые залежи нефти в пластах Ф2, Фо, SRC, залежь в рифе SRC] (доманике), в пластах А, 1а, 1в, новые залежи в песчаниках яранского горизонта и среднего девона.

3. Скважина №3 рекомендуется на пересечении сейсмических профилей хln 240—iln 80 глубиной 2300 м до вскрытия среднего девона. При этой глубине скважина вскроет уверенно залежь нефти пласта SRC с хорошими коллекторскими свойствами, залежь в рифе SRC1 (доманике), Скважина рекомендуется наклонно-направленной и может быть пробурена с площадки, сооруженной в районе УПН с меньшими затратами.

4. 3. Скважина №4 рекомендуется на пересечении сейсмических профилей хln 220—iln 160 глубиной 2300 м до вскрытия среднего девона. При этой глубине скважина вскроет известные залежи нефти в нижней перми, в московском ярусе, в пластах SRC, SRC1 (доманике), А, 1а, 1в, новые залежи в песчаниках яранского горизонта и среднего девона.

5. 4. Скважина №5 рекомендуется на пересечении сейсмических профилей хln 200—iln 80 глубиной 2300 м до вскрытия среднего девона. При этой глубине скважина вскроет уверенно залежь сирачойского пласта с лучшими коллекторскими свойствами. Скважина наклонно-направленная с куста скважины №315.

Лузское нефтяное месторождение после открытия в 1965 г долго дожидалось своего недропользователя для начала разработки, имея три залежи с геологическими запасами 9,7 млн.т. К 2012 г после проведения недропользователем ООО «ПЭК» определенного объема ГРП геологические запасы категорий А+В+С1+С2 увеличились до 17,8 млн.т.

Выводы:

После проведенного нами комплексного анализа геолого-геофизических данных по открытым и прогнозируемым залежам в рифовых отложениях доманика, в песчаных «барах» терригенного верхнего-среднего девона, в карбонатах нижнего силура геологические ресурсы Лузского нефтяного месторождения и его периферии могут составить 30-40 млн. т. Для превращения этих ресурсов в запасы потребуются целенаправленное проведение научно-исследовательских работ с последующим бурением поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин.

УДК 550.834

Анализ эффективности оперативного мониторинга полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D в Тимано-Печорском регионе

Емельянова О.Ф., Швецова М.Н., Вельтистов А.В.

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

При проведении полевых сейсморазведочных работ важную роль приобретает постоянный (оперативный) контроль качества получаемых геофизических данных.

В последнее время, перед сейсморазведкой ставятся задачи не только структурного плана, но и получения динамически выраженной волновой картины, то есть критическими становятся не только прослеживаемость целевого горизонта, но и его частотный состав, уровень амплитуд по сравнению с реперными горизонтами и т.п. Качество сейсмического материала и возможности его использования в целях динамической обработки, интерпретации и прогноза физических свойств горных пород в подавляющем большинстве случаев определяются условиями производства полевых сейсморазведочных работ, т.е. зависит от исходных физических наблюдений – полевых сейсмограмм. Качество физических наблюдений зависит, в первую очередь, от оптимальных условий возбуждения сейсмических колебаний при взрыве в скважинах – основного источника упругих колебаний для сейсморазведки [1]. Малейшая недоработка (или упущение) при производстве полевых работ может привести к необратимому снижению качества волновой картины, которую не исправить даже сложными, современными процедурами обработки.

На территории Тимано-Печорского региона прослеживается резкая изменчивость литологического состава верхней части разреза. В связи с этим, по многочисленному опыту прошлых лет, недостаточно отдавать контроль за соблюдением технических и методических требований Заказчика только специалистам-супервайзерам, находящимся непосредственно в полевых партиях. Необходим более тщательный подход и контроль за неукоснительным выполнением технического задания.

В 2020 году специалистами Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» была опробована методика расширенного оперативного мониторинга получаемой полевой информации с использованием специализированного программного обеспечения. Оперативный контроль обработки и интерпретации МСК, сопоставление карт сейсмических атрибутов и самостоятельное построение карт скоростей и толщин ЗМС и ЗПС во время полевого сезона и комиссионной приемки значительно повысили уровень контроля за соблюдением технологии работ.

Изучение ВЧР на площадях МОГТ 3D в Республике Коми и Ненецком автономном округе проводится с целью определения скоростей распространения упругих волн в верхних слоях для выбора наиболее благоприятных и выдержанных по площади условий возбуждения колебаний, а также для определения статических поправок за неоднородности верхней части разреза с целью исключения их влияния на волновое поле на этапе обработки. В отличие от поверхностных источников, при использовании которых сейсмические записи обеднены высокими частотами из-за механических ограничений, при взрывах заряда в скважине излучаются относительно богатые высокими частотами волны. Доля высокочастотных компонент сейсмического сигнала возрастает при взрывах в пластичных (глина) или обводнённых породах и хорошей укупорке (буровым раствором, шламом либо водой) взрывных скважин. Оптимальные условия возбуждения сейсмических колебаний на площадях – вес и глубина погружения заряда, определяются по результатам опытных работ и наблюдениям обращённого МСК с учётом литологии разреза скважин. Фактическая глубина заложения заряда по опыту проведения полевых сейсморазведочных работ в Тимано-Печорском регионе, должна составлять не менее 6-10 м ниже подошвы ЗМС+ЗПС.

МСК обязательно выполняются в опережающем производственные буровзрывные работы режиме, что дает возможность своевременно выдавать задание на погружение заряда ВВ в оптимальные условия при бурении скважин. Интерпретация данных МСК проводится в поле геофизиками контроля качества Исполнителя работ при участии представителей Заказчика-супервайзеров: формируются вертикальные профили нескольких удалений – динамические годографы с сохранением истинных амплитуд, далее строятся вертикальные годографы.

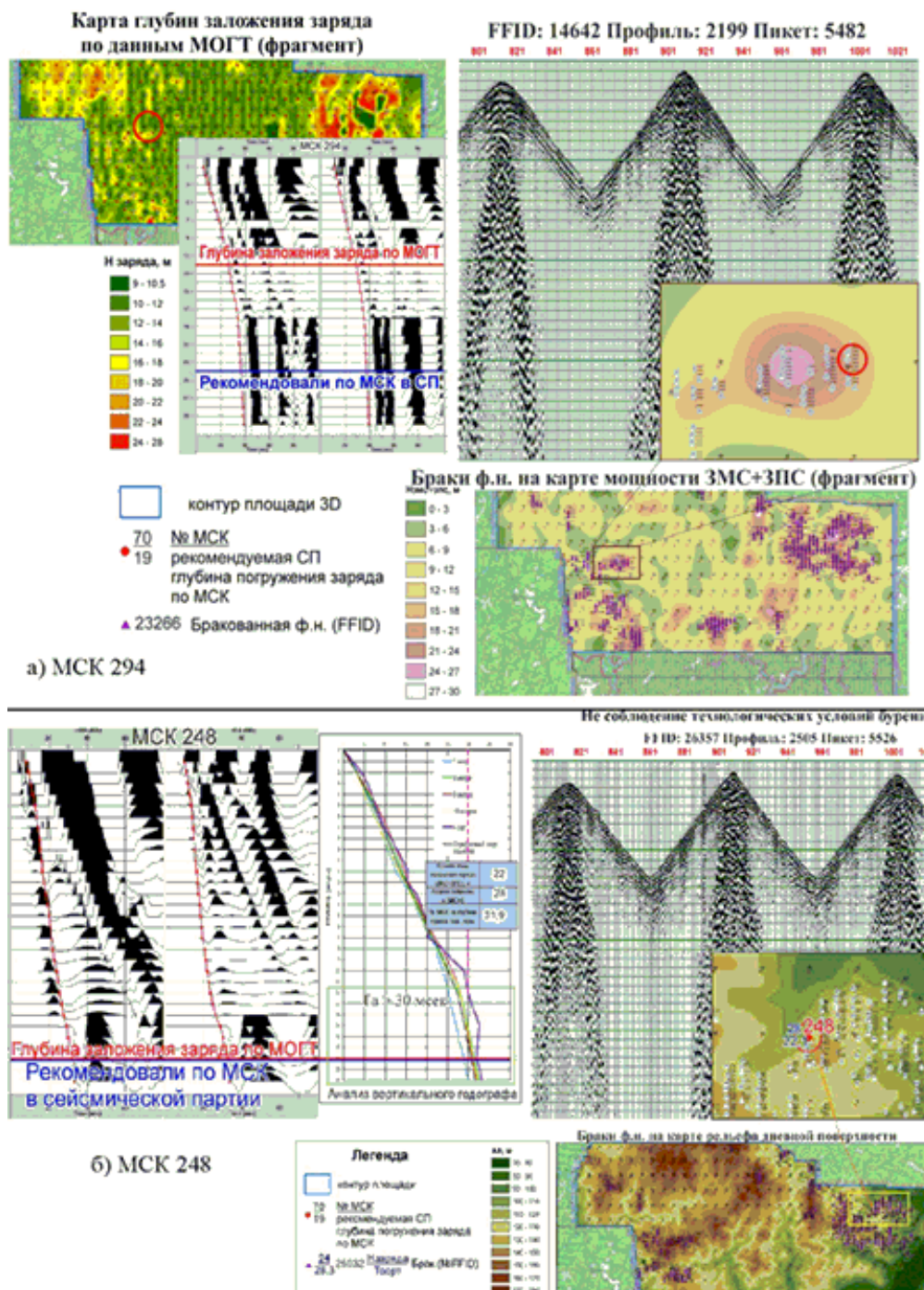
При проведении полевых сейсморазведочных работ в сезоне 2019-2020 г.г. на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» осуществлялся оперативный контроль обработки и интерпретации МСК специалистами «ПермНИПИнефть», учитывая кинематические и динамические характеристики волнового поля, после чего выдавались рекомендации на оптимальную глубину заложения заряда при проведении производственных работ.

Далее приведены результаты анализа полевых данных по одной из площадей. В ходе ведения полевых работ и при окончательной приемке полевого материала по ряду площадей были отмечены геологические факторы, влияющие на бурение скважин: сложное строение ВЧР с присутствием в разрезе сухих и обводненных песков, аргиллита, мергеля и суглинков, наличие участков с мощной ЗМС (более 30 м). По данным интерпретации МСК на данной площади отмечается сложное, изменчивое строение ВЧР по площади. Разрез на участке работ двух- и трехслойный, а четвертый слой связан с наличием в разрезе песков, глин, а также «пльвунов», где скорости распространения упругих колебаний варьируют от 1400 до 3000 м/с. Разрез может изменяться по латерали на расстоянии 25 – 50 м. Мощность ЗМС по площади изменяется от 0 до 30 м, скорости в ЗМС меняются от 262 до 962 м/сек, мощность ЗПС варьировала от 0 до 21 м, скорость в ЗПС достигала 1493 м/сек, скорость в подстилающем менялись от 400 до 5700 м/сек.

Данные факторы напрямую влияют на оптимальность глубины заложения заряда ВВ. Комиссионная приемка, проведенная специалистами «ПермНИПИнефть» по завершении полевого сезона, выявила большой процент несоответствия фактических глубин заложения заряда ВВ выданным рекомендациям, что не могло не сказаться на качестве первичного сейсмического материала.

Кроме объективных факторов невозможности бурения скважин на заданную глубину, были выявлены случаи неоптимальных условий возбуждения полезного сигнала, связанные с ненадлежащим контролем за выполнением буровзрывных работ, т.н. «человеческий фактор». Это подтверждается частью повторно переработанных физических наблюдений, полученных с ухудшением качества полевого материала по объективным и субъективным причинам.

Пример погружения заряда в неоптимальные условия возбуждения представлен на рисунке 1.



а) МСК 294, б) МСК 248

Рисунок 1 - Пример нарушения задания на бурение по данным МСК

Для примера, на обозначенной площади геофизиком контроля качества сейсмической партии, совместно со специалистами «ПермНИПИнефть», по данным интерпретации МСК №294, была рекомендована глубина заложения заряда 24 м, т.е. на 6 - 10 м ниже подошвы ЗМС+ЗПС, где наблюдалось затухание амплитуд. На основании рекомендаций было выдано задание на бурение, однако, при производстве полевых работ данные рекомендации Исполнителем учтены не были. Во время окончательной приемки полевого материала было выявлено, что фактическая глубина бурения в районе МСК №294 составила 12 м. Все это привело большому количеству забракованных физических наблюдений в окрестности данной скважины.

Приведём другой пример. По результатам интерпретации МСК №248 на этой же площади, начиная с глубины 22 м Тв наблюдалось более 30 мсек, соответственно, Тв близлежащих производственных физических наблюдений должно находиться в таком же диапазоне. При анализе явно некондиционных физических наблюдений в районе вышеуказанной скважины было отмечено, что в большинстве случаев Тв имеют явно заниженные значения (от 12 мс до 22 мс), что косвенно позволяет судить о несоблюдении технологии проведения работ, а именно – погружение заряда ВВ в неоптимальные условия возбуждения упругих колебаний, так называемые банальные «недобуры».

Для выявления данных фактов использовалось ПО ESRI ArcGIS, а именно: заносились результаты интерпретации МСК с рекомендуемыми глубинами, далее строились карты глубин бурения производственных скважин и карты расхождения с рекомендуемыми значениями (рисунок 2). При выявлении большого количества невязок, сейсмической партии выдавались рекомендации на переотработку некондиционного сейсмического материала на подобных участках с учётом оптимальной, скорректированной глубины заложения заряда.

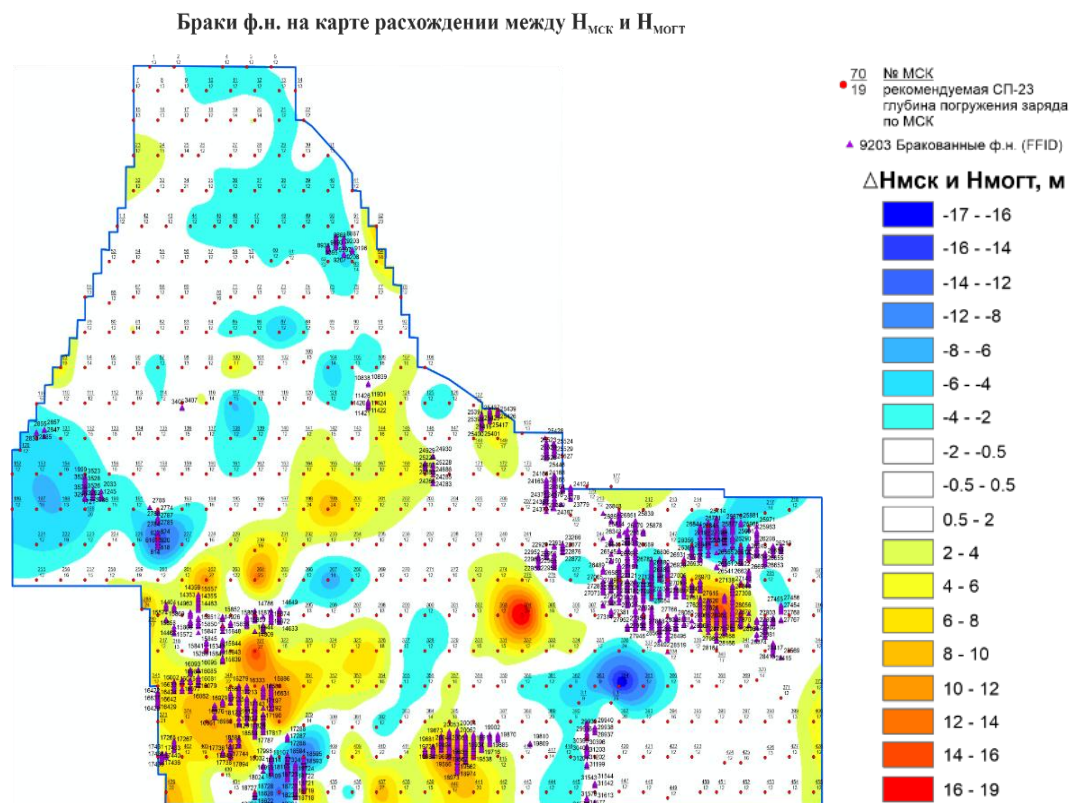


Рисунок 2 - Карта невязок между значениями рекомендуемых глубин бурения по данным МСК и фактическими

Далее представлены примеры влияния нарушения технологии работ (конкретно - неоптимальные условия возбуждения сейсмического сигнала), влияющие на результирующие сейсмические данные. На рисунке 3 представлен фрагмент временного разреза по результатам полевой экспресс-обработки, а на рисунках 4 и 5 – примеры сечения временного куба после анизотропной глубинной миграции до суммирования (полноценная обработка с применением современных методических подходов).

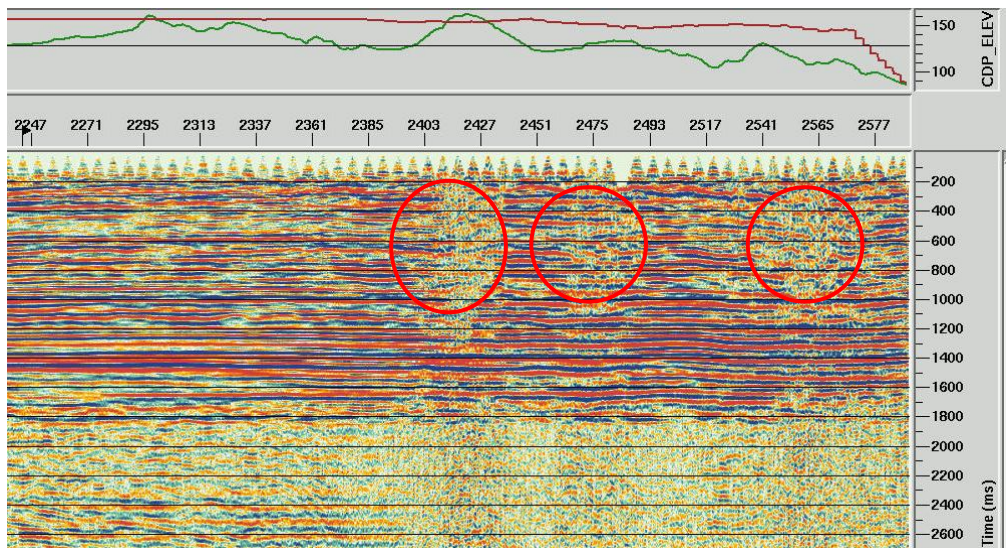


Рисунок 3 - Фрагмент временного разреза по профилю RLine (ПП) 5537 (полевая экспресс-обработка)

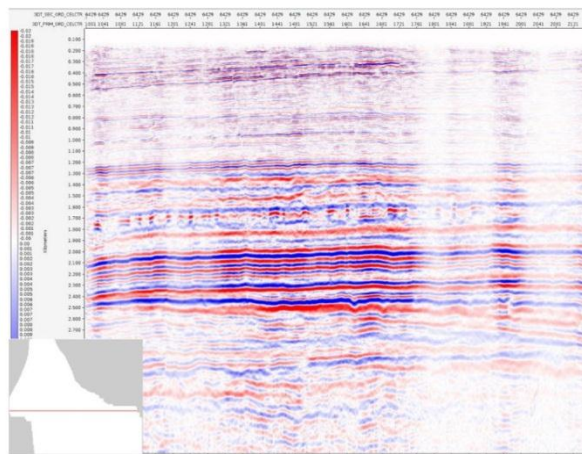


Рисунок 4 - Пример сечения куба InLine 6469 после анизотропной глубинной миграции до суммирования

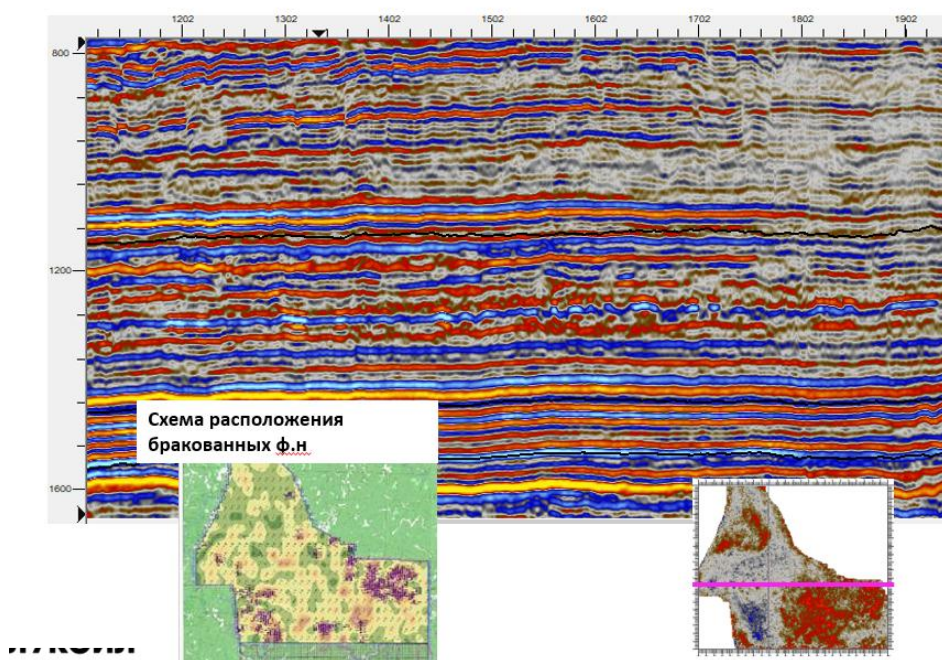


Рисунок 5 - Вертикальный срез сейсмического куба с постобработкой вдоль Inline 6448

Как видно на представленных разрезах, даже после проведенных многочисленных итераций обработки, не удалось полностью исключить влияние неоптимальных условий возбуждения сейсмического сигнала. На сейсмических разрезах присутствуют области пониженных частот и амплитуд волнового поля, большинство областей связаны зонами бракованных физических наблюдений.

Выводы

Геологическая эффективность сейсморазведочных работ в большой степени зависит от качества их проведения на всех этапах - от получения информации в поле до построения структурных карт. Надёжность и достоверность получаемых результатов в процессе обработки и интерпретации материалов, даже с применением современных технологических процедур, не всегда приносит должный эффект при наличии первичного сейсмического материала пониженного качества вследствие нарушения технологии работ, особенно неоптимальными условиями возбуждения. Наличие неоднородной ВЧР наряду со сложным рельефом местности оказывает существенное влияние на достоверность сейсмических временных разрезов, особенно на участках со сложным сейсмогеологическим строением.

Контроль качества полевых сейсмических данных является важным этапом сейсморазведочных работ, определяющим их экономическую эффективность, успешность и результативность последующей обработки и интерпретации данных [2].

Библиографический список:

1. А.В.Белосов. Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала. Приборы и системы разведочной геофизики № 03(37), 2011. Стр. 31-36.
2. И.В.Тищенко, А.И.Тищенко, А.А.Жуков. Контроль качества сейсмических данных – проблемы и решения. Технологии сейсморазведки, № 3, 2008. Стр. 68-77.

УДК 553.982.2

Система сравнительных оценок рисков геологоразведочных работ в разнотипных структурных зонах, с разной степенью изученности (Хорейверская, Верхнепечорская, Ижма-Печорская впадины)

Колоколова И.В.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва

При оценке нефтегазопроисковых проектов и планировании геологоразведочных работ очень важно учитывать не только геологические, но и экономические факторы. Сегодня для формирования портфеля геологоразведочных проектов многие компании внедряют различные методы анализа рисков, позволяющих специалистам решать целый ряд задач. Это – выбор направлений ГРП и первоочередных объектов, сравнение альтернативных вариантов проведения поисков и разведки, определение кондиционных значений параметров и величины запасов [1].

В настоящей работе автор использовал систему сравнительных оценок рисков, включающую:

определение признаков, которые характеризуют опасности и разделение их на группы – высокой, средней и малой степени риска (ранжирование объектов) по параметру вероятности существования залежи (P_z).

построение дерева принятия решений по управлению геологоразведочными процессами, которое дает целостное представление картины нежелательных событий, что способствует повышению эффективности поисков и разведки залежей УВ.

Для количественной оценки финансовых рисков в работе использована формула:

$$R=(C_{гпр}+N*C_{скв})-C_n*\sum k_i*P_{zi}*Q_i \quad (1),$$

где R - финансовый риск, $C_{гпр}$ -стоимость сейсмических и геофизических исследований, $C_{скв}$ -стоимость скважины, C_n -стоимость нефти, P_i -вероятность существования залежи, Q_i -объем перспективных ресурсов, n-количество залежей, i-номер залежи.

Если величина финансового риска R отрицательная, геологический проект является рентабельным. И наоборот, если значение R положительное, то проект нерентабельный.

Одним из ключевых моментов, оказывающим особое влияние на величину финансового риска, является вероятность существования залежи УВ (P_z) [2].

Значение P_z базируется на многогранной оценке возможной перспективности региона по ряду факторов, характеризующих разные элементы нефтяных систем (нефтегазоматеринскую породу, коллектор, флюидоупор, ловушку). Все эти данные можно получить по геолого-геофизическим данным.

Каждый из геологических признаков рассматривается как независимая величина в диапазоне от 0 до 1 (либо в %), в зависимости от степени уверенности специалистов в том или ином факторе. Степень уверенности и количество сомножителей определяется надежностью источника информации (кондиционные, косвенные и ограниченные данные) и профессиональным опытом геолога в оценке геологических признаков. Последовательное перемножение вероятностей наличия всех геологических признаков дает в результате число в долях единицы (либо в %), эквивалентное вероятности наличия скопления углеводородов. В соответствии с этим $P_z=1$, характеризует выявленное месторождение, а $P_z=0$ говорит о том, что открытие маловероятно. Вариативность величины P_z напрямую связана с этапностью геологоразведочных работ, причем изменения значений по мере прироста геологической информации возможны как в сторону увеличения вероятности успеха, так и в сторону снижения. Оценка степени уверенности и диапазон параметров для оценки величины вероятности каждого фактора основан на материалах, опубликованных в 2000-м году ССОР (The Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes) [3]. Условные градации значений P_z (в случае оптимистичного прогноза) на разных стадиях регионального, поисково-оценочного и разведочного этапов ГРП приведены на рисунке 1.

ЭТАП	СТАДИЯ	ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ	ЗАДАЧИ	P_z , %
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	Выделение нефтегазоперспективных районов и зон. Оценка прогнозных ресурсов категории D_2 и частично D_1	5-12.5
	Оценки зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	Ранжирование нефтегазоперспективных районов по степени очередности проведения поисковых работ. Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории D_1 и частично D_2	
Поисково-оценочный	Выявление объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	оценка прогнозных локализованных ресурсов D_{fl} , выделение первоочередных поисковых объектов	12.5-25
	Подготовка объектов поискового бурения	Выявленные ловушки	Оценка перспективных ресурсов D_0	
	Поиски и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи)	Установление факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа, геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и частично C_1	25-50
Разведочный		Месторождения (залежи) нефти и газа	Уточнение контуров залежей, геологических и извлекаемых запасов углеводородов по категориям C_1 и частично C_2	60-90

Рисунок 1 - Диапазоны изменения P_z

Рассмотрим примеры разработки схем управления геологоразведочными процессами на основе системы сравнительных оценок рисков геологических факторов для двух объектов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Объект 1. Северо-Мукеркамьльское месторождение нефти (Хорейверская впадина).

Северо-Мукеркамьльский участок к настоящему времени хорошо изучен сейсморазведкой и бурением. Промышленная добыча нефти ведется из серпуховских отложений нижнего карбона, небольшие притоки установлены в рифовых объектах нижней перми и нюмылгско-зеленецких отложениях верхнего девона. Запасы и ресурсы нефти для этих объектов в сумме по категориям подсчета (геологические/извлекаемые) составляют: запасы категории $B1+B2$ - 2396/958 тыс. тонн, запасы категории $B2$ - 1274/413 тыс. тонн, ресурсы категории $D0$ - 1386/603 тыс. тонн. Для всех объектов вероятность существования залежи равна единице, кроме D_{3up} , где P_f равна 0, следовательно и P_z тоже равна 0, финансовый риск имеет отрицательную величину R .

Для оценки рисков бурения скважины РЕК-1 составлено «дерево» принятия решений по двум сценариям - вероятному ($P = 0,9$) и маловероятному ($P = 0,3$). Важнейшим условием принятия решения в процессе бурения скважины является начальный дебит безводной нефти. Если дебит менее 100 т/сут в целевом горизонте, бурение продолжается на следующий перспективный интервал дебитов в нюмылгско-зеленецких отложениях или открытие многопластовых залежей нефти в верхнедевонских и силурийских отложениях. Схема принятия решений в процессе бурения скважины и исследованиях в ней проиллюстрирована рисунком 2 [4].

Объект 2. Верхнепечорская впадина. Шорьельская площадь

Площадь расположена в Верхнепечорской впадине Тимано-Печорской НГП.

По результатам работ Лемтыбожской с/п 11089 [Коршунова Н.В., 1988-1989 г] в его пределах оконтурены и подготовлены к поисковому бурению Шорьельская и Восточно-Шорьельская рифогенные структуры. В 1993 году в присводовой части Шорьельской структуры пробурена одноименная поисковая скважина №1 глубиной 3990м (D_{2st}) с целью оценки перспектив нефтегазоносности верхнедевонских рифогенных отложений, а также карбонатов нижней перми и терригенных отложений среднего девона и верхней перми. Скважиной вскрыт депрессионный тип разреза верхнефранско-задонских отложений и, вероятно, склоновая часть карбонатной постройки елецкого возраста. В процессе бурения проведено опробование единственного небольшого интервала в елецких отложениях (3450-3466 м), притока не получено, залежей УВ не выявлено. В связи с отрицательными результатами бурения структура в этом же году была выведена из фонда нефтегазоперспективных.

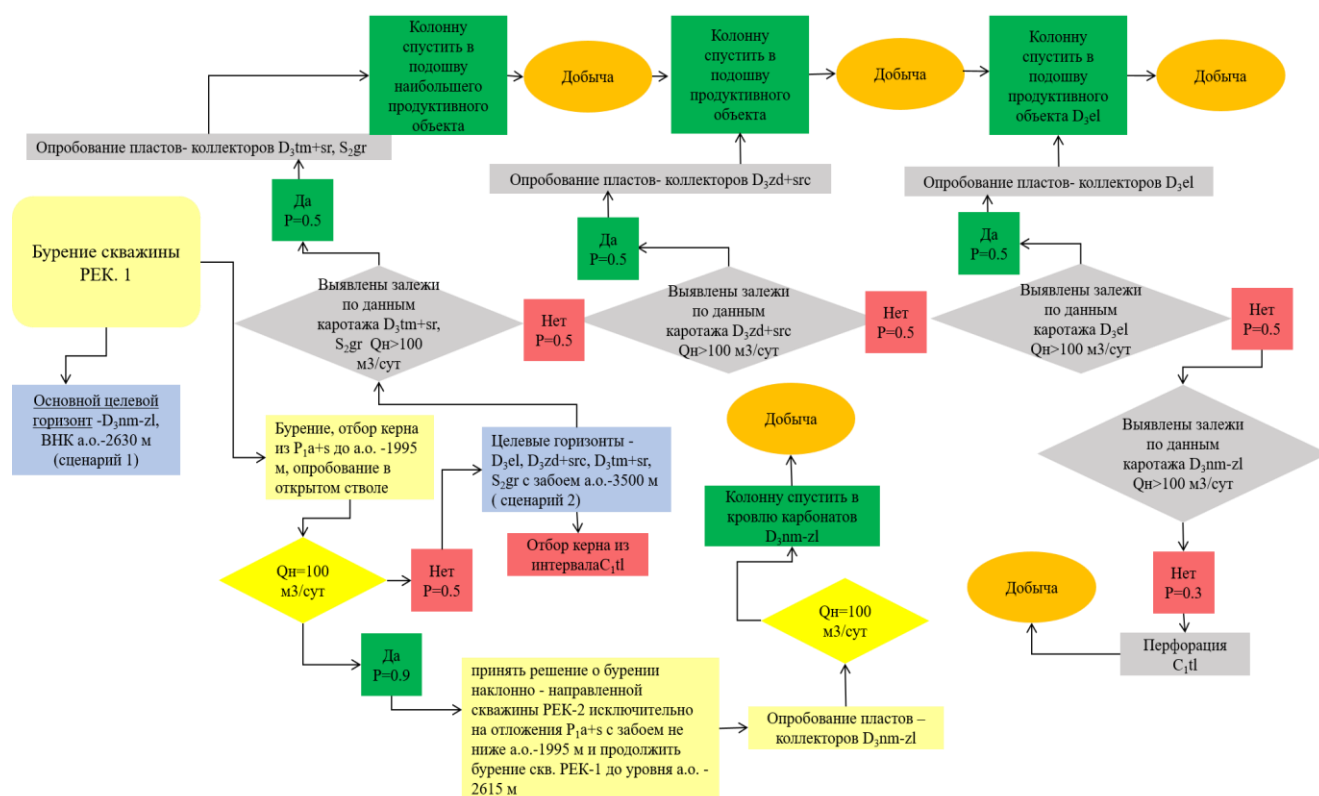


Рисунок 2 – Дерево принятия решений по проведению бурения скважины РЕК-1 на Северо-Мукеркамьльском месторождении нефти

В 2014 году выполнена интерпретация ГИС скважины Шорьельская №1 и скважин, пробуренных вблизи участка, в результате которой в интервале девона- верхней перми выделены флюидоупоры и высокоемкие коллекторы под ними, наличие которых послужило основанием для пересмотра перспектив структуры (ИПНГ РАН).

Результаты переобработки и переинтерпретации сейсмических данных МОГТ-2D прошлых лет (ОАО «Севергеофизика», ИПНГ РАН) позволили уточнить геологическое строение отложений осадочного чехла в интервале среднего девона- верхней перми.

Методика работ существенно отличалась от традиционной в той части, что сначала были выделены перспективные пласты-коллекторы под надежными флюидоупорами, далее прослеживались отражающие горизонты по возможности вблизи этих интервалов, а структурные построения выполнялись по подошвам флюидоупоров.

Таким образом, Шорьельская и Восточно-Шорьельская структуры были переподготовлены и включены в фонд подготовленных с суммарными ресурсами нефти категории До в объеме 42,5 млн. тонн. Ресурсы оценены по 8 возможно нефтенасыщенным перспективным интервалам для Шорьельской структуры и 7- для Восточно- Шорьельской.

Далее была выполнена оценка вероятностей существования каждой из залежей, прогнозируемых в пределах данных структур (Рисунок 3).

Эталонный участок находится в достаточно хорошо изученном районе Тимано-Печорской провинции. Вблизи расположены Юрвож-Большелягское и Козлаюское газовые, газоконденсатные месторождения и нефтяные Мичаю-Пашнинского вала. Доказана продуктивность доманиково-турнейского карбонатного НГК, нижневерхневизейского терригенного, верхневизейско-нижнепемского карбонатного и ниже-среднефранского терригенного.

Вероятности существования структур для каждого объекта рассчитаны в соответствии с утвержденной «Инструкцией по оценке качества структурных построений и надежности выявленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ при работах на нефть и газ» от 09 августа 1984 г. и варьирует от 1,0 до 0,1.

Возраст залежи	ОГ	Вероятность существо - вания флюидо - упора (P _ф)	Вероятность существо - вания коллектора (P _к)	Вероятность существо - вания структуры (P _с)	Вероятность существо - вания нефтегазате ринских толщ (P _н)	Вероятность существо - вания залежи (P _з)
Шорьельская структура						
P _{2kz}	Ik(P _{1k})	1,0	1,0	0,7	0,9	0,63
P _{1a+s} (риф)	Ia+s(P _{1a+s})	1,0	1,0	1	0,9	0,90
C _{1s1}	IIс(C _{1s2})	1,0	1,0	0,87	0,9	0,78
D _{3el} Φ ₁ ¹	IIIel(D _{3el})	1,0	1,0	1	0,9	0,90
D _{3el} Φ ₁	IIIel(D _{3el})	1,0	1,0	1	0,9	0,90
D _{3f1} d _{zr} Ia+б	III _d (D _{3dm})	1,0	1,0	0,95	0,9	0,86
D _{2om}	III ₂ (D ₂)	1,0	0,3	0,2	0,9	0,05
D _{2ef} (цикл 1)	III ₂ (D ₂)	1,0	0,5	0,2	0,9	0,09
Восточно-Шорьельская структура						
P _{1a+s} (риф)	Ia+s(P _{1a+s})	0,9	0,9	0,91	0,9	0,66
D _{3up} Φ ₆ (риф)	III _z (D _{3zd})	0,5	0,7	0,85	0,9	0,27
D _{3el} Φ ₁ ¹	IIIel(D _{3el})	0,9	0,9	0,91	0,9	0,66
D _{3el} Φ ₁	IIIel(D _{3el})	0,9	0,9	0,91	0,9	0,66
D _{3zd} Φ ₀ (риф)	III _f m ₁ RpГ(D _{3zd})	0,7	0,9	1	0,9	0,57
D ₃ dm	III _d m	0,9	0,1	0,1	0,9	0,01
D _{2ef} (цикл II)	III ₂ (D ₂)	0,7	0,7	0,83	0,9	0,37

Рисунок 3 – Оценка вероятностей существования залежей на Шорьельской и Восточно-Шорьельской структурах

Наличие коллектора предполагает, что в разрезе исследуемой толщи существуют интервалы эффективных толщин (водо- и/или нефтенасыщенных). В пределах Шорьельской структуры основные неопределенности связаны с наличием коллекторов в среднем девоне из-за отсутствия кондиционных каротажных данных и аналогов на близлежащих площадях. Вероятность существования коллектора (P_к) для залежей в D_{2om} принята 0,3, для D_{2ef} (цикл 1) – 0,5, для прогнозируемых залежей в рифовых отложениях верхнего девона, нижней перми и терригенных верхней перми -1,0.

В пределах Восточно-Шорьельской структуры величина вероятности существования коллектора варьирует от 0,5 до 0,9, кроме отложений доманика, где P_к= 0,1.

Наличие флюидоупора предполагает существование пласта, непроницаемого для углеводородов и выдержанного по площади в пределах локального объекта. Надежность существования флюидоупора во многом зависит от качества и количества каротажного материала. Вероятность определялась по результатам интерпретации материалов ГИС скважины. Для Шорьельской структуры, в пределах которой пробурена скважина величина вероятности существования флюидоупора принята 1,0 для всех перспективных объектов. В пределах Восточно-Шорьельской структуры данный показатель варьирует от 0,5 до 0,9.

Исходя из этих значений вероятностей и имеющихся объемов ресурсов категории D_0 рассчитаны риски бурения скважин в пределах Шорьельской и Восточно-Шорьельской структур (Рисунки 4-5). В целом, для всех перспективных объектов величина рисков имеет отрицательное значение.

Если провести сравнительный анализ (ранжирование) прогнозируемых залежей, то в пределах Восточно-Шорьельской структуры минимальные риски отмечаются в рифовых объектах верхнего девона ($D_{3zd}\Phi_0$) и песчаниках среднего девона (D_{2ef} (цикл II)), чуть выше риски для рифовых объектов в елецких, усть-печорских ($D_{3up}\Phi_6$ (риф)) и нижнепермских карбонатах.

Залежь, возраст	№ залежи	Глубина бурения скважины, м	Стоимость одного метра бурения, руб	Стоимость скважины, млн. руб	Стоимость бурения 10 скважин, млн. тонн	Вероятность существования залежи	Ресурсы, млн. тонн	Стоимость нефти, руб. тонна	Стоимость добытой нефти, млн. руб	Риск, млн.руб
Шорьельская структура										
				Сс	10*Сс	Рз	Q	Сн	Рз* Q*Сн	R
P₂kz	1	750	130000	98	975,0	0,63	1,173	14000	10346	-9371
P_{1a+s} (риф)	2	2400	130000	312	3120,0	0,90	0,822	14000	10357	-11058
C_{1s1}	3	2770	130000	360	3601,0	0,78	2,086	14000	22867	-11423
D_{3el} Φ₁¹	4	3430	130000	446	4459,0	0,90	3,194	14000	40244	-10888
D_{3el} Φ₁	5	3495	130000	454	4543,5	0,90	4,751	14000	59863	-10852
D_{3f1} dzr Ia+b	6	3840	130000	499	4992,0	0,86	3,02	14000	36149	-10406
D_{2om}	7	3880	130000	504	5044,0	0,05	0,644	14000	487	-10354
D_{2ef} (цикл I)	8	3880	130000	504	5044,0	0,09	0,732	14000	922	-10354

Рисунок 4 – Оценка рисков проведения геологоразведочных работ на Шорьельской структуре

Залежь, возраст	№ залежи	Глубина бурения скважины, м	Стоимость одного метра бурения, руб	Стоимость скважины, млн. руб	Стоимость 10 скважин, млн. руб	Вероятность существования залежи	Ресурсы, млн. тонн	Стоимость нефти, руб. тонна	Стоимость добытой нефти, млн. руб	Риск, млн.руб
Восточно-Шорьельская структура										
				Сс	10*Сс	Рз	Q	Сн	Рз* Q*Сн	R
P_{1a+s} (риф)	1	2490	130000	324	3237	0,66	1,197	14000	11117	-7880
D_{3up} Φ₆ (риф)	2	3210	130000	417	4173	0,27	0,745	14000	2793	-7884
D_{3el} Φ₁¹	3	3450	130000	449	4485	0,66	1,009	14000	9371	-9882
D_{3el} Φ₁	4	3510	130000	456	4563	0,66	1,513	14000	14052	-10970
D_{3zd} Φ₀ (риф)	5	3790	130000	493	4927	0,57	16,047	14000	127381	-14163
D_{3dm}	6	4000	130000	520	5200	0,01	0,109	14000	12	-13890
D_{2ef} (цикл II)	7	4040	130000	525	5252	0,37	3,019	14000	15471	-14024

Рисунок 5 – Оценка рисков проведения геологоразведочных работ на Восточно-Шорьельской структуре

Для Шорьельской структуры величина риска для всех прогнозируемых объектов имеет практически одинаковую величину и варьирует в диапазоне от -10 до -9 млрд. руб.

При рассмотрении варианта бурения скважин на прогнозируемые залежи в рифовых карбонатах нижней перми, песчаниках среднего девона и отложениях доманика, как на отдельные объекты в пределах Восточно-Шорьельской структуры, величины рисков имеют совершенно другие значения (Рисунок 6), при которых принимается однозначное решение – бурить скважину на залежь в сланцевых отложениях доманика не стоит – величина риска положительная, а бурение предпочтительно вести на выше и ниже залегающие объекты в высокодебитных высокочемких природных резервуарах.

Объект 3. Ижма-Печорская впадина. Ермоловская площадь

На Ермоловской площади по материалам пробуренных ранее скважин залежей нефти или газа установлено не было. Однако результаты переинтерпретации старого каротажа, новые данные ГИС по скв. 1-Ермоловская, данные сеймики 2D послужили основанием для проведения здесь детальных работ, а именно сейсморазведки 3D – МОГТ.

На основании полученных материалов сейсморазведочных работ МОГТ-3D подготовлены и сданы в бурение две структуры - Седьвожская и Восточно-Седьвожская. По наиболее перспективным горизонтам выполнена оценка перспективных ресурсов категории С₃ (7,4 млн. тонн извлекаемых).

Далее были рассчитаны вероятности существования залежей.

Все перспективные горизонты на Ермоловском участке вскрыты скважинами и уверенно прослеживаются по данным ГИС. Территория исследований находится в хорошо изученном районе Тимано-Печорской провинции. Наличие нефтегазоматеринских толщ, уверенное выделение коллекторов по материалам ГИС дает основание предположить, что вероятности существования перечисленных геологических факторов равны единице, т.е. два множителя (вероятность существования генерирующих толщ и пород коллекторов) в формуле вычисления вероятности существования залежи равны единице. Соответственно, вероятность существования залежей будет сводиться к определению вероятностей существования структуры и покрышки.

Залежь, возраст	№ залежи	Глубина бурения скважины, м	Стоимость одного метра бурения, руб	Стоимость скважины, млн. руб	Стоимость 10 скважин, млн. руб	Вероятность существования залежи	Ресурсы, млн. тонн	Стоимость нефти, руб. тонна	Стоимость добытой нефти, млн. руб	Риск, млн.руб
Восточно-Шорьельская структура										
				Сс	10*Сс	Рз	Q	Сн	Рз* Q*Сн	R
Р_{1a+s} (риф)	1	2490	130000	324	3237	0,66	1,197	14000	11117	-7880
D3 dm	6	4000	130000	520	5200	0,01	0,109	14000	12	5188
D_{2ef} (цикл II)	7	4040	130000	525	5252	0,37	3,019	14000	15471	-10219

Рисунок 6 – Оценка рисков проведения геологоразведочных работ на прогнозируемые залежи в рифовых карбонатах нижней перми, песчаниках среднего девона и отложениях доманика, как на отдельные объекты на Восточно-Шорьельской структуре

Восточно-Седьвожская и Седьвожская структуры неравнозначны по продуктивности и надежности картирования (вероятность существования структуры). В пределах Восточно-Седьвожской структуры интерес на наличие УВ представляет только песчаный пласт в джьерских отложениях. В пределах Седьвожской структуры выделены шесть возможно продуктивных горизонтов: джьерские песчаники, вехнедевонские карбонаты – пласты Ф₀ и Ф₅, пласт в среднем карбоне и два карбонатных пласта в нижней перми. Однако Седьвожская структура раскрывается на восток за пределы лицензионного участка, и поэтому вероятность существования структуры не равна единице. Анализ сейсморазведочных работ прошлых лет дает основание с определенной степенью предполагать, что Седьвожская структура все-таки является замкнутой и провести предполагаемые замкнутые контура. Учитывая данный фактор, вероятность существования структуры принимаем равной 0,8.

Для Ермоловской площади по результатам анализа данных ГИС установлено наличие устойчивых глинистых покрышек, залегающих над перспективными горизонтами-коллекторами. Только над коллекторами в каменноугольных отложениях, возможно, их отсутствие. Это дает основание принять вероятность существования покрышки равной единице для всех перспективных пластов, кроме пласта в среднем карбоне.

В пределах Седьвожской структуры рассмотрены вероятности существования залежей для каждого горизонта:

- для джьерских песчаников $R_z = 0,8 * 1 * 1 * 1 = 0,8$
- для пласта Ф₀ $R_z = 0,8 * 1 * 1 * 1 = 0,8$
- для пласта Ф₅ $R_z = 0,8 * 1 * 1 * 1 = 0,8$
- для пласта в среднем карбоне $R_z = 0,8 * 0,5 * 1 * 1 = 0,4$. Вероятность существования покрышки принята равной 0,5, т.к. она недостаточно надежно прослеживается по площади.
- для пластов в нижней перми $R_z = 0,8 * 1 * 1 * 1 = 0,8$.

Исходя из вычисленных значений вероятностей и имеющихся объемов ресурсов риски заложения поисковой скважины на Седьвожской структуре составили $-66 \cdot 10^9$ руб.

Для Восточно-Седьвожской структуры, где предположительно продуктивен песчаный пласт джъерского возраста, вероятности существования R_k, R_p, R_c, R_{ng} определены как единица, соответственно, вероятность существования залежи нефти равна единице. Риск заложения поисковой скважины равен $4 \cdot 10^9$ руб.

Если сравнить вариант поисков залежей только в джъерских песчаниках на обеих структурах и предположить, что Седьвожская структура замыкается с вероятностью не 0,8, а, например 0,5, то риск заложения скважины в ее пределах будет больше, чем в пределах Восточно-Седьвожской структуры несмотря на то, что объем ресурсов первой больше, чем второй.

Таким образом, вариант бурения поисковой скважины в пределах Седьвожской структуры предпочтителен, т.к. наименее рискован.

Скважину на Восточно-Седьвожской структуре нужно бурить независимо от результатов бурения на Седьвожской структуре. Риск бурения на структуре – отрицательная величина, а, следовательно, проект успешный [5].

Предложенный автором подход к разработке схем управления процессами геологоразведочных работ позволил обосновать выбор оптимальных направлений и методик поисков и разведки рентабельных залежей УВ в разнотипных структурно-тектонических зонах, с разной степенью изученности (Хорейверская, Верхнепечорская, Ижма-Печорская впадины).

Выводы. Практическое применение системы сравнительных оценок рисков геологоразведочных работ по данным сейсморазведки и промысловой геофизики показывает, что управлять рисками можно с помощью достаточно простых процедур без применения сверхсложных математических расчетов на любой стадии изученности объектов;

система сравнительных оценок рисков ГРП позволяет повысить обоснованность принятия решений о дальнейшем продолжении или прекращении работ на исследуемых площадях за счет оперативной корректировки будущих рисков, относительно существующих;

построение «дерева» принятия решений дает целостное представление картины нежелательных событий, что способствует принятию обоснованных решений о продолжении или прекращении работ на определенном участке.

Статья написана в рамках выполнения Государственного задания по теме «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений.» на 2022 г. Направление фундаментальных исследований 131. Раздел IX. Науки о земле. Распоряжение Правительства РФ от 31 октября 2015 г. №2217-р.

Библиографический список:

1. Вашкевич А.А. Оптимизация портфеля проектов геологоразведочных работ с целью повышения эффективности инвестиций. / А.А. Вашкевич, В.А. Шашель, А.С. Бочков, В.В. Жуков, С.А. Погребнюк, Р.Р. Газалиев, П.Ю. Киселев, Е.Г. Федоров, А.В. Сизых // Нефтяное хозяйство. – №12 – 2017. С. 10-13.
2. П. Роуз Анализ рисков и управление нефтегазописковыми проектами. – М.: Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с
3. Е.Б. Грунис, И.В. Колоколова, В.Б. Ростовщиков, Г.В. Ульянов Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн). // Геология нефти и газа. – №1 – 2020 – С. 21-33
4. И.В. Колоколова Прогноз нефтегазоносности рифовых объектов в доманиково-турнейских природных резервуарах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и системные оценки рисков геологоразведочных работ: автореф. дис. ... канд. г.-м.наук. : 25.00.10 - Москва, 2021. 21 с.
5. Колоколова И.В., Хитров А.М., Никитин А.Н., Попова М.Н. Оценка риска поисков нефти и газа на основе выделения и картирования крышек залежей углеводородов по данным геофизических методов. // Вестник ЦКР Роснедра. – №1 – 2011. С. 21-33.

Технология отбора проб при опробовании водоносных горизонтов

Костоломов Е.В.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

В настоящее время нет действующих нормативных документов по отбору проб пластовой воды при бурении нефтяных или газовых скважин. ГОСТ Р 59024-2020 [1] описывает общие правила по отбору проб воды и практически не затрагивает технологии отбора проб из глубоких скважин.

Отбор проб пластовой воды для изучения химического состава подземных вод вскрываемых водоносных горизонтов осуществляется с помощью специальных пробоотборников после предварительного оттартовывания или откачки воды из скважины до ее полного осветления. Обычно проводится в период остановки бурения скважин в связи с определением положения статических уровней или в процессе проведения откачек. Объемы отбираемых проб зависят от характера и назначения анализа и чаще составляют 1-2 л.

При проведении отбора проб пластовой воды необходимо обращать пристальное внимание на представительность и репрезентативность образцов. Представительными считаются те пробы, которые отвечают фактическим пластовым условиям и имеют неизменный состав. При некачественном отборе, хранении или транспортировке проб, лабораторные исследования и дальнейший анализ, приведут к результатам не отвечающим реальным свойствам пластовых флюидов. Поэтому чрезвычайно важно провести отбор в процессе разведки и начальной стадии разработки, пока еще не нарушены начальные пластовые условия [2].

В процессе отбора проб пластовой воды для сохранения их представительности и первоначального химического состава отобранной на анализ пробы и до начала проведения работ в лаборатории важно соблюдать все рекомендации и правила, установленные в актуальных нормативных документах и справочной литературе. Но не стоит забывать и тот факт, что каждый отбор пробы имеет свои особенности и зависит от типа воды.

Основные принципы, на которые следует ориентироваться при отборе проб, состоят в следующем:

- проба воды должна отражать условия и место ее отбора;
- отбор, хранение и транспортировка пробы должны проводиться так, чтобы не произошло изменений в содержании определяемых компонентов или в свойствах воды;
- объем пробы должен быть достаточным и соответствовать применяемой методике анализа.

Прежде чем проводить отбор проб воды необходимо провести ряд организационных мероприятий:

- изучить нормативную базу (документацию) по отбору проб;
- выбрать способ отбора (вручную, автоматическим пробоотборником) и подготовить оборудование для отбора;
- подготовить технические средства для отбора, хранения и транспортировки проб с учетом определяемых показателей;
- определить процедуру подготовки проб к хранению (фильтрация, охлаждение, консервация);
- подготовиться к документированию процедуры отбора (установить формы для ведения записей);
- обеспечить соблюдение правил техники безопасности при отборе.

Опробование пластов в процессе бурения проводится в последовательности разбуривания перспективных горизонтов (метод «сверху вниз»). Преимущества испытания пластов в процессе бурения заключаются в том, что данные о гидродинамических характеристиках пласта получаются более объективными, так как призабойная зона пласта еще интенсивно не загрязнена буровым и цементным растворами, а на проведение исследований требуется меньше время, чем на испытание в обсаженном стволе [3].

При проведении опробований применяется специальное оборудование – опробователи пластов на геофизическом кабеле. В их компоновку входит несколько основных узлов, позволяющих проводить комплекс исследований. На практике для контакта с пластом используются прижимные зонды различной конфигурации (стандартные прижимные зонды и фокусированные прижимные зонды), двухпакерный зонд, способный изолировать отдельный интервал ствола, и радиальный зонд.

Модуль глубинного насоса применяется для прокачки флюида по линии отбора в ходе опробования, опрессовки пробоотборных камер, активации и дезактивации элементов уплотнения двойного пакера и радиального зонда.

Модуль глубинного анализа необходим для определения состава прокачиваемого флюида и оценки степени очистки фильтрата бурового раствора в процессе отбора проб. В него входит датчик УЭС, датчик плотности и датчик рН.

Испытания производят при помощи того же оборудования, содержащего сам скважинный модуль и пульт питания и управления на поверхности. Скважинный прибор выполняет изоляцию участка исследуемого горизонта путем прижатия к стенке скважины герметизирующего резинового башмака. После надежного крепления создается перепад давления между опробуемым пластом и емкостью прибора, что обеспечивает приток флюида. В результате можно провести измерение давления и получить представительную пробу.

Примером стандартной пробоотборной камеры, входящей в компоновку, является камера MPSR компании Schlumberger. В спускаемом в скважину модуле может содержаться до шести камер, а количество модулей может варьировать от одного до трех. При использовании таких пробоотборников перед проведением анализа необходимо восстановление проб при пластовой температуре и давлении. Сохранение отобранных проб в однофазном состоянии обеспечивает использование пробоотборных камер (контейнеров) с компенсацией давления. Пример такого контейнера – SPMC1 компании Schlumberger.

Техническое состояние скважины напрямую влияет на возможность продолжительное время стоять на притоке и производить отбор пробы. В скважинах, имеющих некоторые осложнения для избегания прихвата прибора рекомендуют не проводить отбор более 3-5 минут. В породах, имеющих проницаемость не более 10^{-3} мкм² при отсутствии глинистых корок, а также при исключении залипания геофизического кабеля, продолжительность отбора можно увеличить до 20-40 минут.

Чтобы отобранная проба была бы наиболее представительной, необходимо соблюдать следующие основные условия:

- отбор пробы должен происходить строго на заданной глубине при известных значениях пластового давления и температуры;
- объем взятой пробы должен быть достаточен для последующего химического анализа;
- пробоотборник должен обладать надежной герметичностью, а также обеспечивать возможность качественного перевода пробы в транспортировочную емкость или в исследовательскую аппаратуру.

При соблюдении всех правил и рекомендаций, можно добиться отбора пробы в виде однофазной системы (воды), в которой будет растворен газ. В зависимости от целей анализа пробу сохраняют в таком состоянии или проводят разделение на жидкую и газообразную фазу, при этом замеряя объем выделившегося газа.

Существуют различные методы дегазации пробоотборников, в основном на выбор конкретного влияет величина газонасыщенности пластовой воды. В случае если объем газа превышает объем пробоотборной камеры или примерно равен ему, а также давление насыщения газа в разы превышает атмосферное, то дегазацию проводят просто, снижая в нем давление. Используя переводник и шланг газ свободно выделяется и переводится в специальную емкость. В случае если величина газового фактора мала и не превышает 0,2 л/л газ остается внутри переводных трубок и переводника, иногда их называют «мертвыми» остатками, для его извлечения применяют принудительные меры дегазации, используя компрессоры.

Отобранные пробы в пробоотборниках, удовлетворяющих условиям транспортировки, отправляются в исследовательскую лабораторию. В случае если пробоотборники не

соответствуют правилам перевозки, пробы могут быть переведены в транспортировочные емкости поршневого типа с поддержанием давления, такие емкости являются разрешенными к перевозке всеми видами транспорта. При отборе проб воды на анализ в лаборатории на каждую пробу наклеивается этикетка с указанием места отбора, даты и вида анализа (чем законсервировано). Для продления срока сохранности отобранной пробы, в зависимости от целей исследования и определяемых показателей, выполняют консервацию, охлаждение, фильтрование.

В тех случаях, когда определение состава растворенного газа и измерение объемного фактора воды не представляет интереса, пробы могут быть слиты на месторождении и подготовлены для лабораторного анализа соответствующим способом согласно ГОСТ Р 59024-2020 [1]. Подготовку проб необходимо провести сразу же после слива в течение нескольких часов. В подобных случаях существует возможность проведения экспресс-анализа отдельных свойств отобранной воды непосредственно на месторождении. Необходимо помнить, что в таком случае всегда есть риск того, что слитые пробы не будут являться представительными по причине изменения свойств при разгазировании пробы пластовой воды.

Транспортировка проб в лабораторию осуществляется с поддержанием соответствующего температурного режима во время всего пути следования. Объемы проб должны предварительно согласовываться с лабораторией, проводящей исследования. Недостаток объема может вовсе не позволить провести химический анализ, а его избыток приводит к большим затратам на транспортировку.

Проба фильтрата бурового раствора, использовавшегося при бурении скважины, в обязательном порядке должна включаться в каждую партию образцов со скважины для оценки присутствия в пробах компонентов, характерных для бурового раствора. Также результаты лабораторного анализа фильтрата используются при последующих расчетах степени загрязнения отобранных проб.

При соблюдении основных правил отбора проб, хранения и транспортировки появляется возможность получать достоверные гидрогеологические данные, полученные в результате опробования водоносных горизонтов, в процессе разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений. Эти данные впоследствии могут быть представлены в виде разрезов, профилей, карт и графиков. Для построения гидрогеологического разреза используются наиболее достоверные, типичные или средние анализы вод по отдельным горизонтам, данные о статических уровнях, составе водорастворенных газов, сведения о температуре и содержании микрокомпонентов, а также вся информация о подземных водах в виде различных коэффициентов, характеризующих специфические особенности вод продуктивных пластов.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 59024-2020. Вода. Общие требования к отбору проб. – М.: Стандартинформ, 2021. – 36 с.
2. Антипова Ю.А., Морозова А.З. Нефтегазовая гидрогеология: учебник для вузов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 227 с.
3. Кожназаров А.Д., Рачков И.С. Гидрогеология: учебник. – Алматы: Ценные бумаги, 2015. – 312 с.

УДК 553.983

Перспективы нефтегазоносности нижнесилурийских отложений юго-западной части Ижма-Печорской синеклизы

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

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

Добыча нефти в пределах Республики Коми в последние годы снижается (рис. 1). Это связано не только со снижением добычи в рамках соглашения ОПЕК+, заключенного весной 2021 года, но и с общим истощением разрабатываемых залежей.

Объемы поисковой сейсморазведки 2D снизились за последние 10 лет в 3 раза (рис. 2), а объемы поисково-оценочного бурения – в 6 раз (рис. 3).

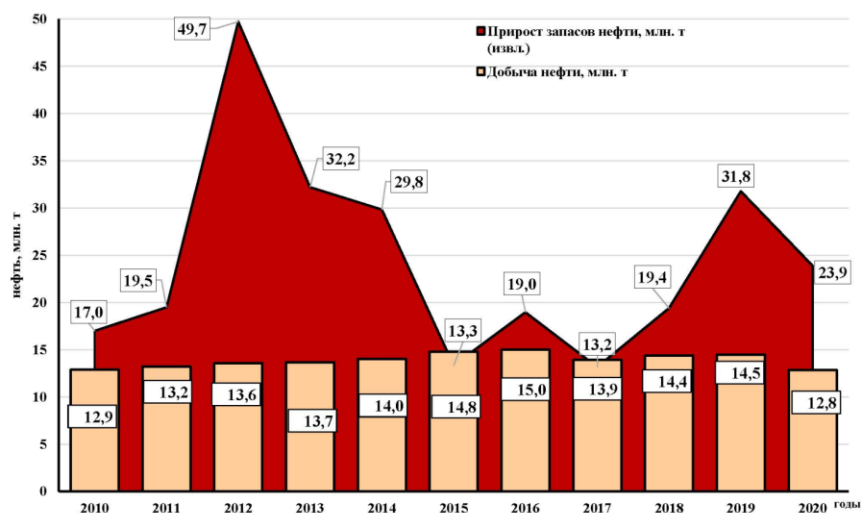


Рисунок 1 – Соотношение прироста извлекаемых запасов нефти категории С₁ и добычи в Республике Коми

При столь низких показателях объемов ГРП актуальным является опоскование объектов, залегающих на небольших глубинах в районах с развитой инфраструктурой.

В данной работе рассмотрены перспективы нефтеносности силурийских отложений юго-западной части Ижма-Печорской синеклизы (Южный нефтедобывающий район Республики Коми) (рис. 4).

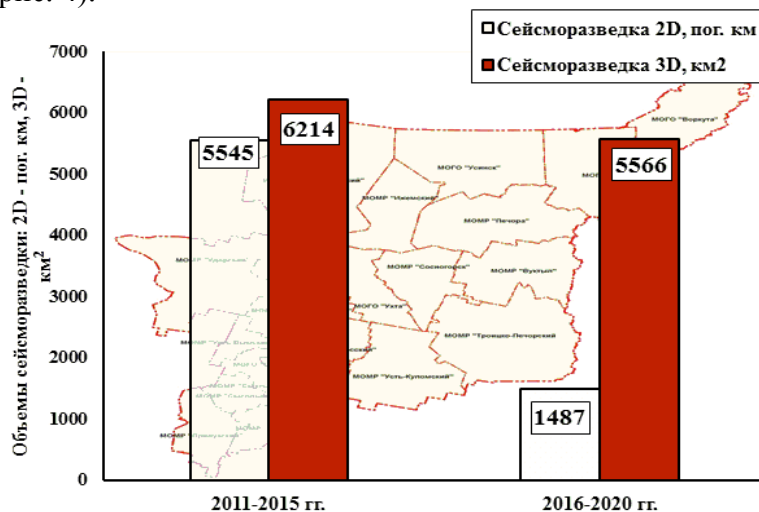


Рисунок 2 – Объемы сейсмических исследований 2D и 3D в Республике Коми за последние две пятилетки

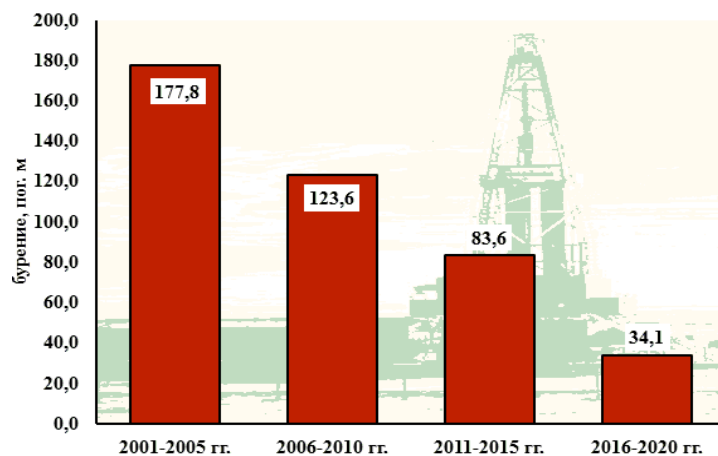
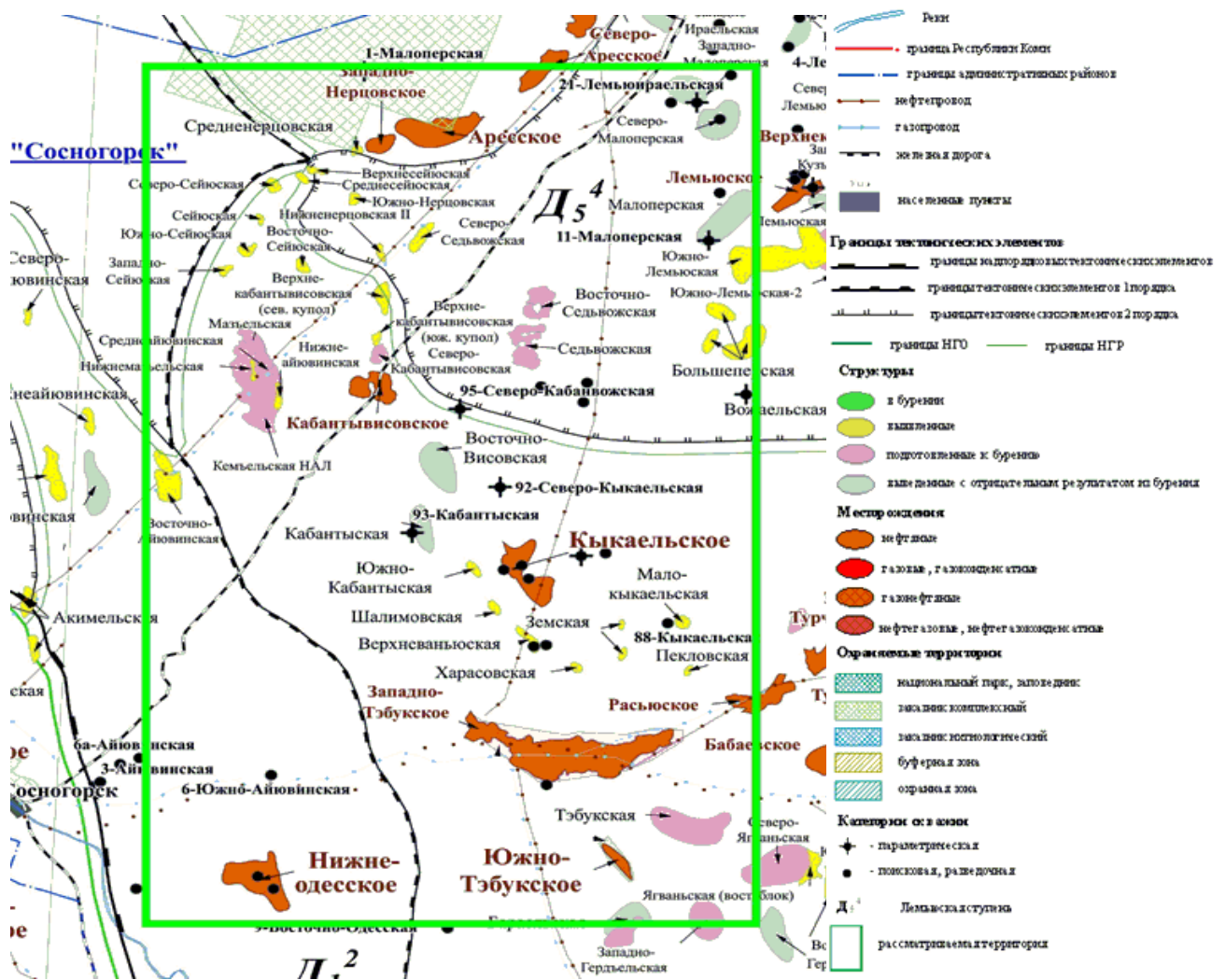


Рисунок 3 – Объемы поисково-оценочного бурения в Республике Коми за последние четыре пятилетки



М 1:500000

Рисунок 4 – Выкопировка из схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования ТПП ((по данным ООО «ГП НИЦ»))

В пределах Ижма-Печорской впадины нижние горизонты среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК (маломакарихинский, усть-зыбский и малотавротинский) представлены довольно плотными карбонатно-терригенными, карбонатными глинистыми и сульфатно-карбонатными породами с пропластками аргиллитов, а в салюкинско-джагалских отложениях, распространенных только в восточной части рассматриваемой территории, выделены пласты коллекторы, обладающие достаточно высокими емкостными характеристиками.

Единственная в Ижма-Печорской синеклизе залежь нефти в отложениях нижнего силура открыта на Западно-Тэбукском месторождении и была поставлена на Госбаланс РФ по РК в 1960-х гг. как самостоятельный объект, впоследствии, в 1970-х гг., она была снята с Госбаланса.

Залежь массивная сводовая с водонапорным режимом, приурочена к верхней части васькеркской свиты нижнего силура (джагалский горизонт). Размеры ее составляют 10,5×1-2 км, этаж нефтеносности 40 м [1]. Над залежью залегают межпластовая пачка небольшой мощности.

Залежь была введена в разработку в 1963 г. Коллекторы представлены доломитами тонко- и скрытокристаллическими и доломитизированными известняками, в верхней части с повышенной выщелоченностью, пористостью и трещиноватостью. Дебит нефти из карбонатов нижнего силура достигал 69,3 т/сут на 6-мм штуцере (скв. 2). Эффективные толщины по скважинам варьируют от 8 до 26 м (средневзвешенное значение 12,4 м).

Запасы нефти и растворенного газа нижнесилурийской залежи Западно-Тэбукского месторождения были подсчитаны объемным методом по категории С₁ и составили (геол./извл.): нефть 12151/2430 тыс. т, растворенный газ 1142/116 млн. м³.

На Западно-Тэбукском месторождении продуктивные отложения III пласта среднего девона залегают непосредственно на коллекторах нижнего силура.

Предполагается, что из-за отсутствия надежного флюидоупора над доломитами нижнего силура и значительной амплитуды ловушки (в случае Западно-Тэбукского месторождения – более 100 м) отложения среднего девона и нижнего силура образуют гидродинамически связанную систему, что привело к продуктивности нижнего силура. Западно-Тэбукское месторождение, крупная по размерам ловушка, стала «фокусом нефтесбора» при латеральной миграции нефти из нефтегазоматеринских пластов.

Достаточно высокие фильтрационно-емкостные свойства салюкинско-джагалских карбонатных отложений подтверждены получением притоков минерализованной воды при опробовании в ряде скважин.

В скважине 101-Южно-Кабанвожская при опробовании верхнеордовикско-нижнесилурийских отложений в интервале 2186-2276 м за 85 минут поступила смесь глинистого раствора, пластовой воды с незначительным содержанием растворенного газа. По материалам ГИС в отложениях нижнего силура скважины 101 в интервале 2184,6-2221,6 м выделены четыре водонасыщенных пропластка.

На рассматриваемой территории были проанализированы результаты сейсморазведки, глубокого бурения, закономерности распространения коллекторов и покрышек, структурные особенности строения осадочного чехла, геохимические критерии нефтегазоносности.

Наиболее пористые и кавернозные разности пород могут быть связаны с расположением их вблизи эрозионной поверхности ордовикско-силурийских отложений. Так, пористость по образцам керна из скважины 13-Седьвожская достигает 14,3%.

По результатам переинтерпретации материалов ГИС в отложениях джагалского горизонта нижнего силура были выделены эффективные нефтенасыщенные толщины в скв. 11, 13, 14-Седьвожские (рис. 5).

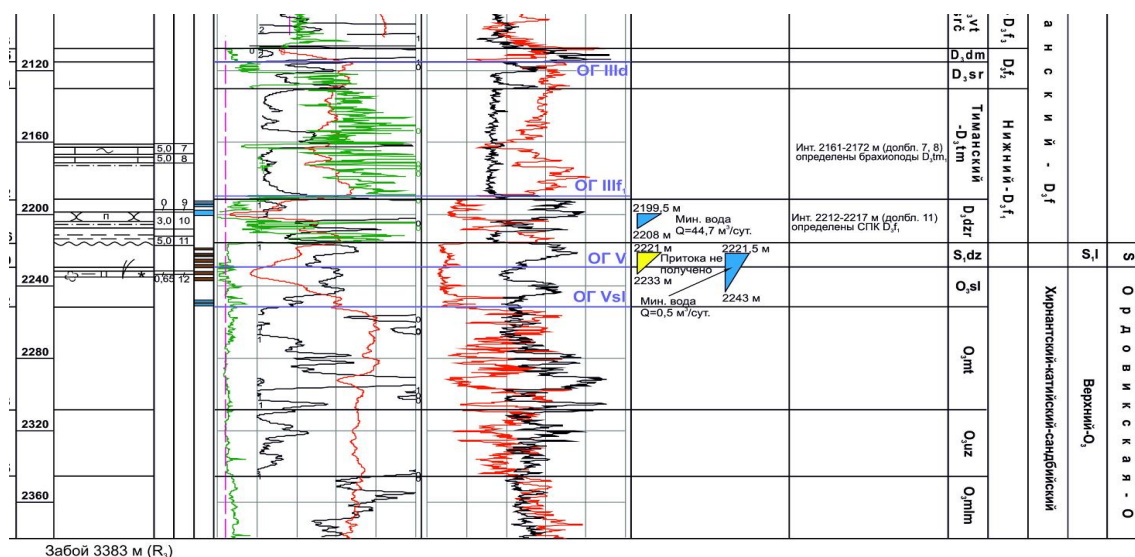


Рисунок 5 – Скв. 13-Седьвожская. Результаты переинтерпретации материалов ГИС в нижнесилурийских отложениях (по данным ООО «ТП НИЦ»)

По данным люминесцентного анализа выход ХБ составляет 0,02% (скв. 13-Седьвожская, O₃sl) и 0,08-0,12% по двум образцам в скв. 11-Седьвожская (O₃mt), то есть является фоновым. При опробовании комплекса были получены притоки минерализованной воды. Нефтепроявлений как при опробовании, так и по керну не отмечено.

Верхнеордовикско-нижнесилурийские коллекторы перекрыты терригенными отложениями джьерского горизонта верхнего девона, сложенными аргиллитами, алевролитами, глинами и песчаниками. В случае, если в нижней части горизонта залегают пачка глинистых пород (аргиллитов или глинистых алевролитов), она может служить флюидоупором для возможной залежи в отложениях силура – верхнего ордовика. Такие пачки в основании джьерского горизонта прослежены в скважинах 11, 13 и 14 Седьвожские, мощность их варьирует в диапазоне 2-8 м).

Нижнесилурийская часть разреза характеризуется максимальной для нижнего палеозоя площадью распространения мелководно-морской карбонатной формации.

В пределах изучаемой территории джагалские отложения формировались в мелководно-шельфовой сублиторальной зоне открытого моря в условиях глобального эвстатического повышения уровня океана и регионального прогибания перикратонной части плиты [2].

Нижнесилурийские отложения представлены доломитами светло-серыми, пористо-кавернозными, трещиноватыми, известняками. Пористость коллекторов по ГИС до 15% и более, дебиты воды достигают $74 \text{ м}^3/\text{сут}$, нефти – $69,3 \text{ т}/\text{сут}$.

В скважине 1-Ермоловская непосредственно над силурийско-ордовикскими отложениями в подошве джьерского горизонта также залегает пачка аргиллитов и глинистых алевролитов мощностью около 20 м.

Таким образом, на рассматриваемой территории в разрезе верхнего ордовика – нижнего силура можно прогнозировать стратиграфические ловушки, связанные с выклиниванием верхнеордовикско-нижнесилурийских проницаемых карбонатов.

Такие ловушки уверенно картируются на временных разрезах (рис. 6, по материалам И.В. Колоколовой, отчет с/п 1-07, 2008).

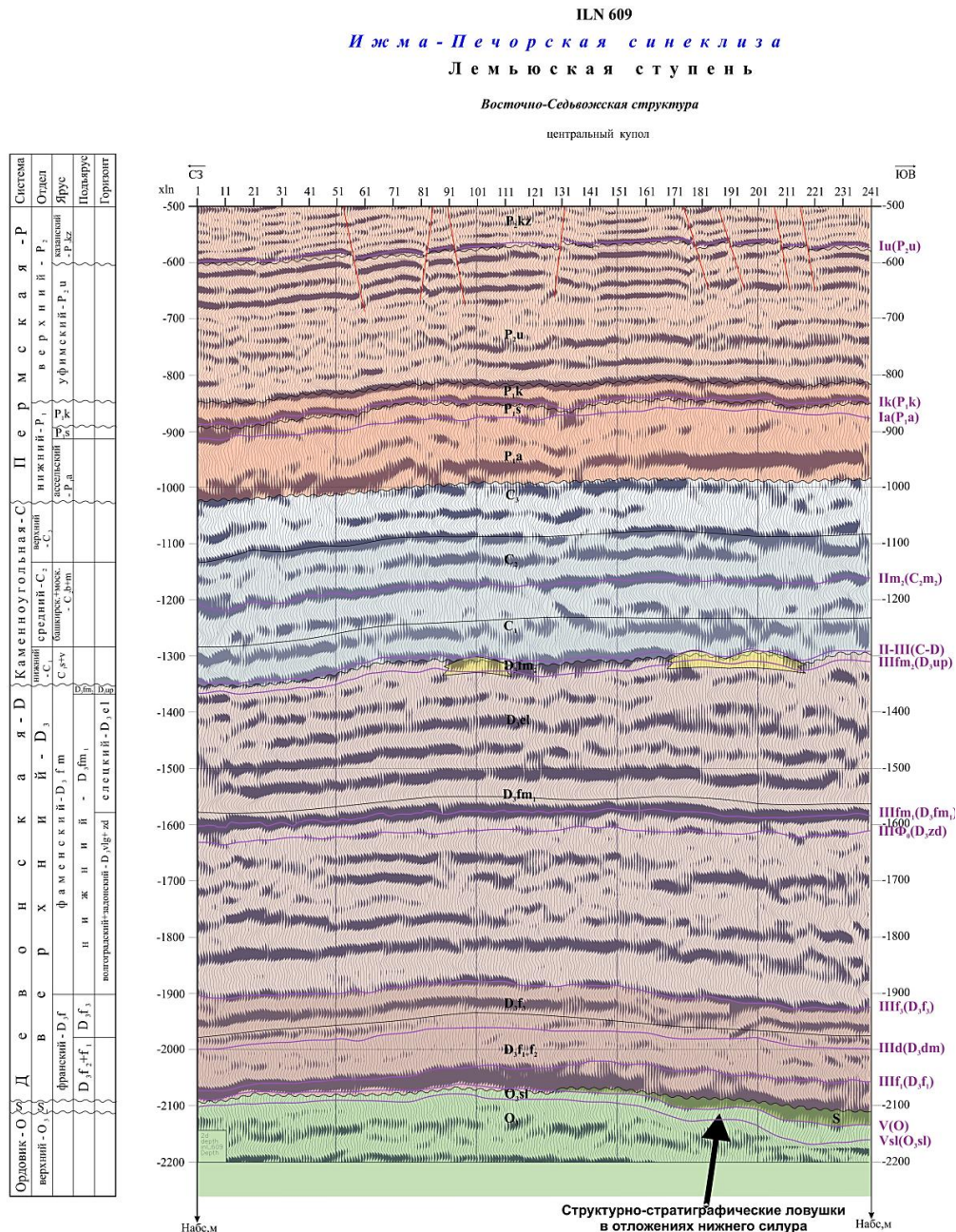


Рисунок 6 – Сейсмогеологический разрез iln609 (по И.В. Колоколовой, с/п 1-07, 2008)

Генерационный потенциал силурийских отложений невелик, однако, по данным С.В. Сенина (2019 г., отчет о проведенных научно-исследовательских работах), высоким потенциалом обладают карбонатные отложения доманиковых фаций верхнего девона и терригенные отложения среднего девона – нижнего франа. В рассматриваемом районе в этих отложениях установлены области с высокой концентрацией Сорг (до 5%, рис. 7).

Формирование залежей в нижнесилурийских отложениях происходило вследствие миграции нефти из нефтегазоматеринских верхнедевонских толщ по восстанию пластов в западном направлении в структурно-стратиграфические («тупиковые») ловушки.

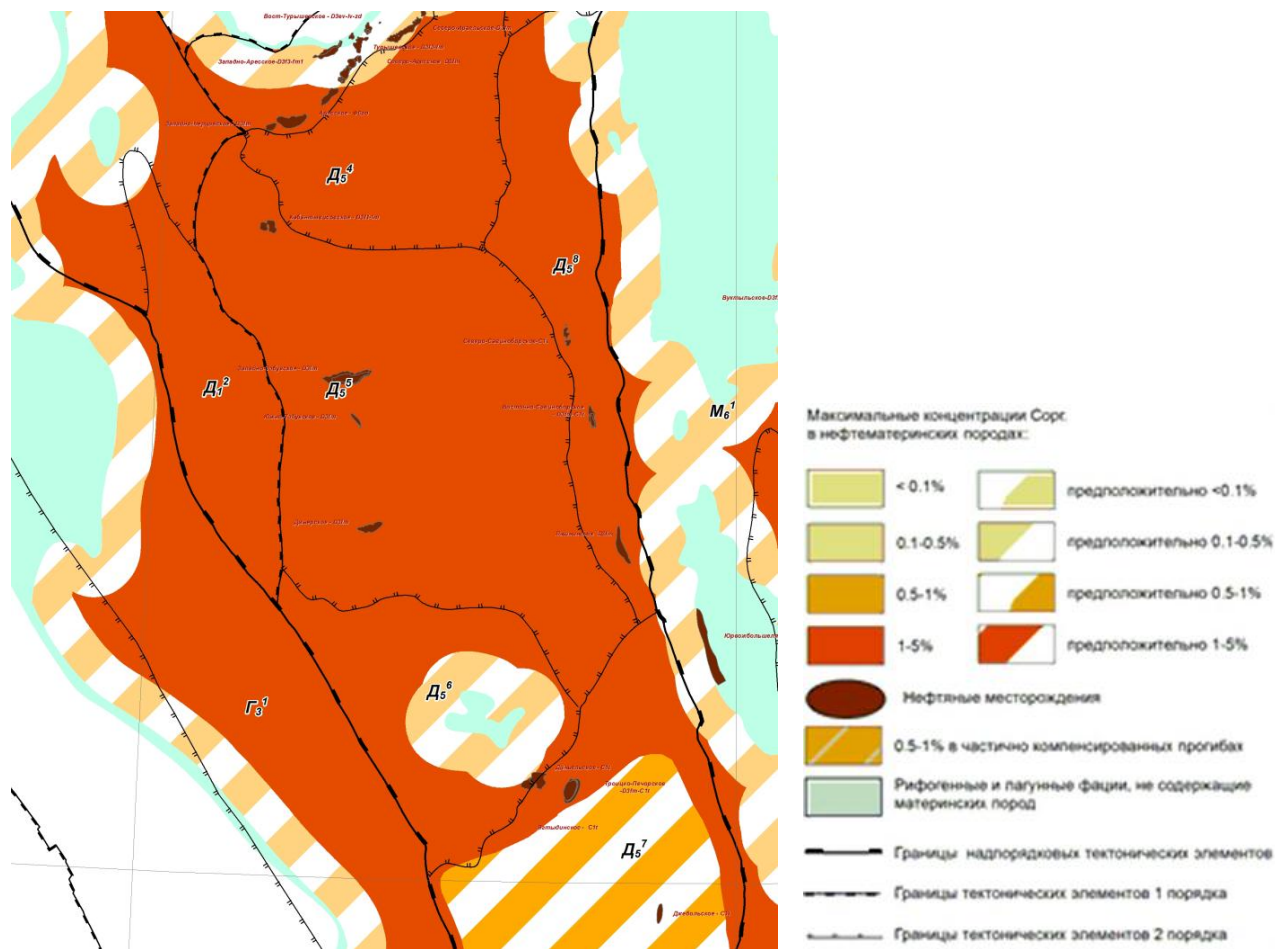
В зоне стратиграфического срезания нижнесилурийских отложений находится значительное количество локальных объектов с глубинами залегания около 2200-2300 м (рис. 8).

Согласно расчетам, прирост ресурсной базы нефти за счет открытия новых объектов в нижнесилурийских отложениях рассматриваемой территории может составить десятки миллионов тонн.

При проведении сейсмических исследований на данной территории рекомендуется подготовка неантиклинальных ловушек в кровле силурийских отложений по отражающему горизонту III-IV с составлением карт сейсмических атрибутов с последующей оценкой ресурсов категории D₀. При проектировании поисковых скважин необходимо закладывать в проектный документ вскрытие нижнесилурийских карбонатных отложений с целью поиска нефтяных залежей.

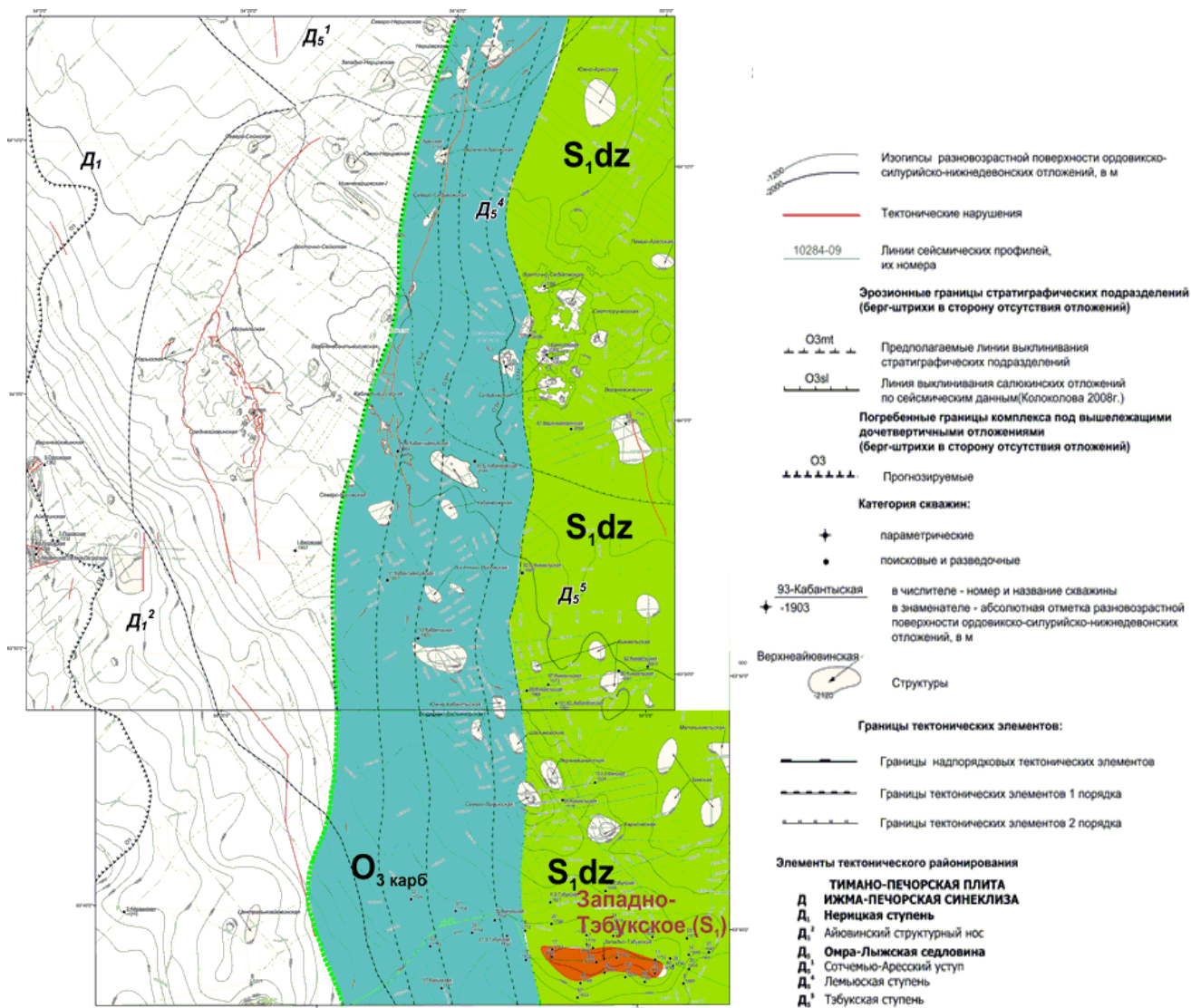
Структурно-стратиграфические ловушки в отложениях нижнего силура юго-западной части Ижма-Печорской синеклизы являются дополнительным резервом восполнения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Республики Коми.

Включение этих объектов в поисковый процесс позволит существенно нарастить минерально-сырьевую базу углеводородного сырья Южного нефтегазодобывающего района Республики Коми.



М 1:2000000

Рисунок 7 – Карта нефтегазоматеринских пород D_{3dm}-C_{1t} НГК (по С.В. Сенину, 2019)



М 1:750000

Рисунок 8 – Структурная карта размытой поверхности нижнесилурийско-ордовикских отложений (по данным ООО «ТП НИЦ»)

Библиографический список:

1. А.В. Пиндайкина. Тимано-Печорская провинция. Месторождения нефти и газа (альбом-справочник). Г. Ухта, Коми АССР, 1977. с. 71-72.
2. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В. и др. Атлас геологических карт «Тимано-Печорский седиментационный бассейн». Ухта, ООО «Региональный дом печати», 2000.

УДК 553.98(553.041)

Пермско-триасовые терригенные отложения новый объект для поисков залежей нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Маракова И.А., Ростовщиков В.Б.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Объект исследования: нефтегазоперспективные ловушки различного типа в терригенных отложениях пермского возраста распространенные в пределах западного борта Кортаихинской впадины, северной части вала Сорокина и прилегающем Арктическом шельфе.

Цель работы – разработка научного подхода к историко-генетическому прогнозу ловушек и залежей УВ, построение геолого-тектонической модели пермского терригенного комплекса, выяснение условий формирования и закономерностей размещения ловушек в терригенных отложениях пермского возраста, оценка перспектив нефтегазоносности и определение оптимального научно-обоснованного комплекса геологоразведочных работ.

Методы проведения работы: анализ ранее проведенных работ, графические построения, палеорекострукции, сейсмофациальный анализ.

Новизна работы: проведен обобщающий анализ ранее выполненных геолого-геофизических работ по северо-восточной части Тимано-Печорской провинции, предложен научный подход, который заключается в анализе факторов, повлиявших в пермское время на процессы осадконакопления, генерацию, аккумуляцию углеводородов и переформирование залежей углеводородов. Впервые выделены зоны концентрации нефтегазоперспективных ловушек, выявлены закономерности их размещения.

Экономическая эффективность работы: сводится к повышению принятия управленческих решений при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ. Кроме того, повышение достоверности локального прогноза обеспечит увеличение коэффициента успешности (количество открытых месторождений на количество опробованных объектов).

Практическая значимость работы: в результате комплексного анализа геолого-геофизического материала северо-восточной части Тимано-Печорской провинции выявлены механизмы и цикличность седиментации изучаемых отложений, что позволит пересмотреть научную основу прогноза ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции. Проведено выделение цикличности, этапов в развитии осадконакопления и подэтапов формирования ловушек различного типа в пермское время, выделение зон в которых происходила их концентрация.

Полученные результаты исследований позволят дать современную оценку прогнозным ресурсам углеводородов и определить направление поиска и рациональный комплекс геологоразведочных работ на объекты, расположенные в терригенных отложениях пермского возраста [1,2].

Особенности пермского и триасового терригенных комплексов:

- 30 % осадочного наполнения – мощные толщи;
- небольшие глубины, широкое многообразие ловушек (литологических, структурных, комбинированных);
- в верхнепермском и триасовом НГК открыт целый ряд залежей, в том числе в арктической части ТПП, что говорит о высоком потенциале этих отложений.

Континентальная часть

Пермский терригенный НГК

В региональном плане в раннеартинское время происходило постепенное замещение карбонатного осадконакопления терригенным, создавались прибрежно-морские обстановки с карбонатно-терригенным осадконакоплением в пределах впадин Предуральского краевого прогиба, в центральной части Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны и Колвинского мегавала шло накопление глубоководных, мелководно-морских осадков и образование органогенных построек. В районе современной Коротайхинской впадины существовали глубоководные обстановки осадконакопления. По мере развития терригенного осадконакопления по площади исследуемых территорий на протяжении пермского времени формируется новый седиментационный бассейн с прибрежно-морскими, дельтовыми и аллювиальными обстановками осадконакопления.

Коротайхинская впадина

Прослеживается проградационный комплекс, образованный в условиях дельты и прodelьты. На седиментационном подэтапе речной поток имел достаточную силу, которая поставляла обломочную массу. Вплоть до уфимского времени формировался песчано-алевритовый шельф, мигрировавший по мере отступления морской границы на северо-запад. В разрезе представлены 18 проградационных объектов, по сейсмическим образам которых выделяются возможные перспективные литологические ловушки способные вмещать значительные ресурсы углеводородов (рис. 1).

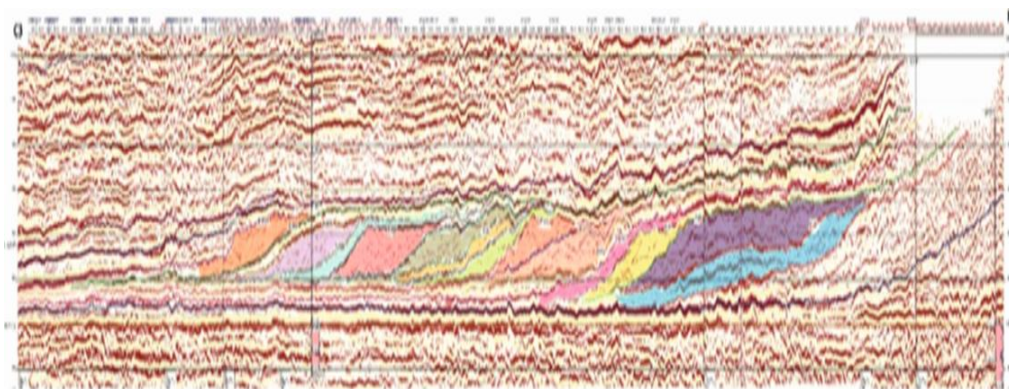


Рисунок 1 – Фрагмент сейсмического разреза

Вал Сорокина

В образовании вала четко прослеживается его надвиговая природа. В заключительные стадии тектонической активности вал был расколот на два блока. Южный блок испытал значительную инверсию, о чем говорит отсутствие значительной части пермско-триасового разреза по отношению к северному блоку.

Такая тектоно-динамическая модель формирования вала Сорокина предопределила значительно более широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности северного блока по отношению к южному.

На северном блоке установлена промышленная нефтеносность пермско-триасового терригенного комплекса. Причем залежи тяжелой нефти в триасовых отложениях имеют единый контакт и объединены в одну крупнейшую Северо-Сорокинскую залежь тяжелой нефти, куда входят такие месторождения, как Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское.

Все залежи в нижнепермских терригенных отложениях связаны с зонами повышенной песчаности. Песчаные пласты сформировались в процессе осадконакопления за счет сноса обломочного материала по рекам со стороны Урала и затем приобрели структурные формы за счет образования вала Сорокина.

На постседиментационном подэтапе были образованы глинистые флюидоупоры для залежей в отложениях кунгурского и уфимского возрастов в северной части вала Сорокина.

Открытие новых нефтяных залежей в отложениях пермского терригенного комплекса прогнозируется в прилегающей к валу Сорокина Мореюской депрессии также в зоне развития пород с максимальной песчаностью. По площади в этом комплексе выделяется несколько русловых потоков, основное направление которых с северо-востока на северо-запад.

Триасовый терригенный НГК

Терригенные отложения триасового возраста на рассматриваемой территории представлены песчаниками, алевролитами, глинами. Для отложений формировались в континентальных и аллювиальных обстановках осадконакопления. По С. Н. Храмовой [3] триасовые отложения подразделяются на три литологических комплекса пород: нижний красноватый, средний пестроцветный, верхний сероцветный.

Главные перспективы нефтегазоносности следует связывать с северными районами Тимано-Печорской провинции. Хорошие коллекторы по всему разрезу триаса, надежно изолируют глинистые толщи. В этом комплексе здесь установлены промышленные скопления нефти и газа.

Акватория Печорского шельфа

К настоящему времени в пределах арктического продолжения ВАСТЗ и Колвинского мегавала открыты шесть месторождений: Северо-Гуляевское, Долгинское, Поморское, Приразломное, Медыньское-Море, Варандей-Море.

Пермский терригенный НГК

В пределах шельфа на продолжении ВА3С верхнепермский терригенный нефтегазоносный комплекс представляет собой цикличное переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников. Накопление осадков комплекса происходило в обстановках дельтового побережья. Прогнозируются пластовые, сводовые залежи нефти.

Северо-Гуляевская структура представляет собой тектонически осложненную антиклиналь северо-западного простирания. Наибольшие размеры, амплитуду и площадь имеет по ОГ А1, Ia-s. По нижним ОГ структурный план выхолаживаются, размеры структуры уменьшаются. Несоответствие структурных планов связано с условиями формирования территории, которое происходило вследствие тектонического напряжения со стороны Урала и Пай-Хоя. Именно за счет тангенциальных напряжений был сформирован Гуляевский вал надвигового типа, соответствующий по фундаменту одноименному прогибу. Природа этого вала, как и всей Гуляевско-Алексеевской зоны аналогична механизму формирования ВА3.

Выделены аномальные зоны, интерпретируемые, как зоны дельтового осадконакопления: авандельта и продельта и здесь прогнозируются залежи в отложениях верхней перми, которые выделены по результатам сейсмофациального анализа и подтверждены бурением скв. 1-СГ (пласт 1).

Триасовый терригенный НГК

К настоящему времени средне- верхнетриасовые отложения входят в состав малоизученных, как на шельфе Печорского моря, так и на суше Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В триасовое время в континентальных обстановках осадконакопления, материал с разрушающихся поднятий и формирующегося орогена перераспределялся преимущественно реками. Пространственное размещение залежей нефти в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне контролируется литолого-структурным (узлы пересечений зон повышенной песчаности с валами) и литолого-тектоническими факторами наличием вертикальных разломов и зон повышенной песчаности.

В терригенных отложениях среднего триаса прогнозируются пластовые сводовые, литологически ограниченные залежи нефти. Незначительные залежи открыты на севере вала Сорокина- это Торавейское, Южно-Торавейское месторождения нефти на глубинах 1000 м.

Для снижения геологических рисков требуется более детальное изучение верхне-среднетриасовых отложений в пределах Печорского моря.

Полученные данные и открытые залежи на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции дают основание нового поискового направления.

Библиографический список:

1. Грунис Е. Б., Новый подход к поиску залежей углеводородов в терригенных пермских отложениях северо-восточной части Тимано-Печорской провинции / Е. Б. Грунис, И. А. Маракова, В. Б. Ростовщиков // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 75-86.
2. Грунис, Е. Б., Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и Арктическом шельфе / Е. Б. Грунис, И. А. Маракова // Геология нефти и газа. – Москва : ООО «ВНИГНИ-2». –2019. – № 5.– С. 5-13.
3. Храмова С. Н. Триасовая флора бассейна Печоры и ее значение для стратиграфии. Л., Недра, 1977. – 100 с.

УДК 550.849, 553.086, 553.983

Комплексное изучение доманиковых отложений естественных выходов пород восточной части Волго-Уральского бассейна

Радченко К.А., Ступакова А.В., Близнюков В.Ю.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва

Предуральский краевой прогиб протягивается вдоль границы Восточно-Европейской платформы и Урала от Баренцева моря до Прикаспийской низменности на юге и представляет собой систему субмеридиональных депрессий, разделенных поперечными поднятиями различной природы. Различия в строении депрессий весьма существенны они и определили, в конечном счете, весьма заметную разницу в масштабе нефтегазоносности этих район и в условиях размещения в их пределах месторождений нефти, газа и конденсата.

Интерес к изучению доманиковых (и доманикоидных) высокоуглеродистых пород связан с их аутигенной нефтеносностью. Наличие свободных углеводородов в нефтематеринской толще давно привлекает геологов-нефтяников как потенциальный источник нефти. Нефтепроявления из доманиковых отложений выявлены практически на всей территории Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. Однако отметим, что сложность строения и изменчивость распространения не позволяют осуществлять постоянную промышленную добычу нефти из доманиковых отложений. Для прогнозирования строения толщи и определения факторов, определяющих изменчивость строения на территории, проводятся исследования как кернового материала из скважин, так и строения, и состава пород в обнажениях, вскрывающих эти отложения в разных географических зонах [1].

Доманиковая высокоуглеродистая формация Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна – это тонкослоистая карбонатно-кремнистая формация с повышенным содержанием органического вещества, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Отложения верхнего девона залегают повсеместно как на выступах кристаллического фундамента, так и на подстилающих среднедевонских и рифейских толщах авлакогенов и мелких грабенов [2].

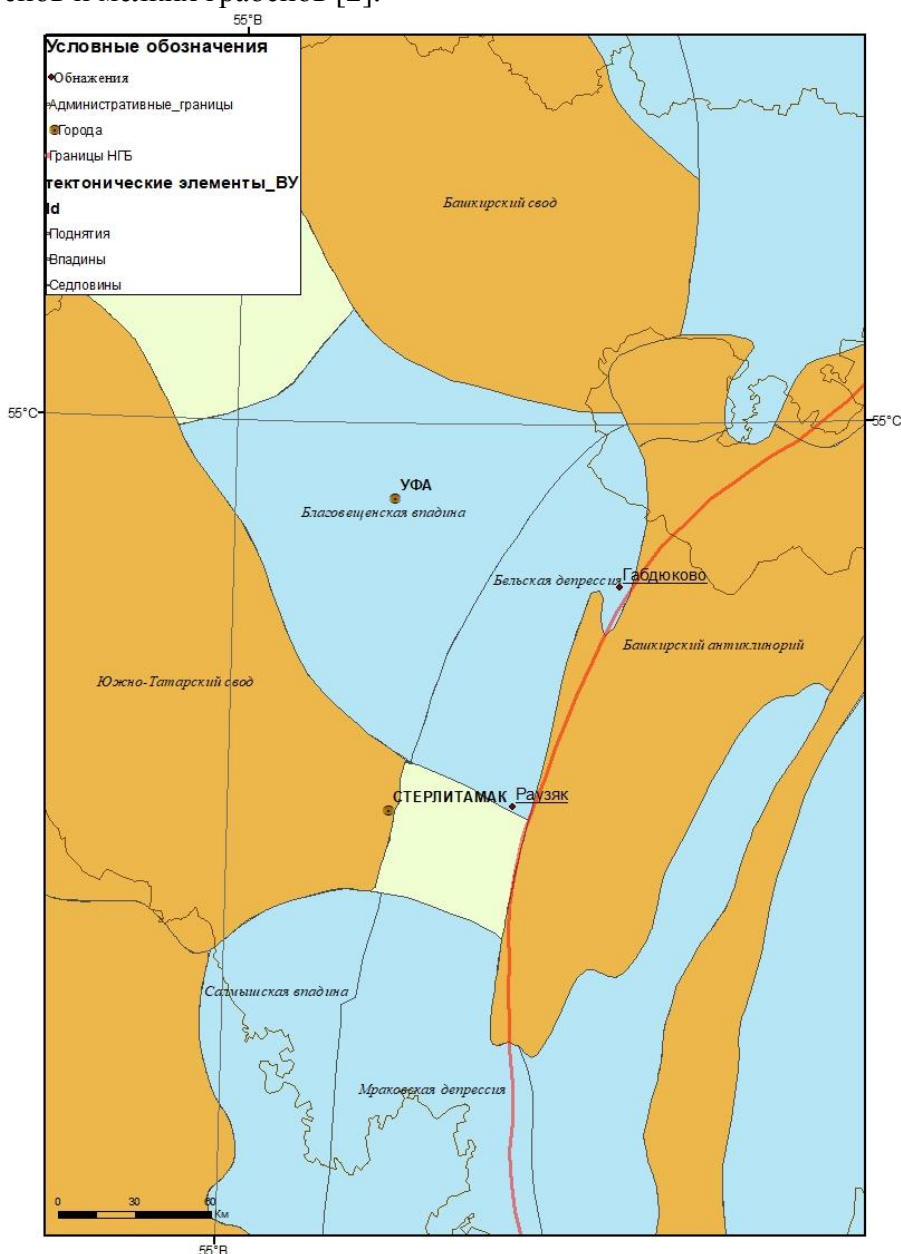


Рисунок 1 - Обзорная карта с расположением естественных выходов пород «Габдюково» и «Раузяк»

Автором была отобрана и изучена коллекция (часть отобрана лично в полевых экскурсиях) образцов, насчитывающая более 150 штук. Выполнены стратиграфическая привязка материала, макроскопические исследования, фотографирование и описание образцов. Изготовлено и описано 90 петрографических шлифов для литологического анализа. А для геохимической характеристики был проведен пиролиз Rock-Eval на 35 образцах. Все полученные результаты были комплексно описаны и проанализированы. Изучаемые отложения естественных выходов пород на территории республики Башкортостан представлены франским ярусом верхнего девона.

Результаты.

Породы из обнажения «Раузяк» характеризуются содержанием органического углерода от 1,5 до 10,5%. Максимальное количество Сорг содержится в породе образца Р-12. Водородный индекс невысокий - от 14 до 118 мгУВ/гТОС, преимущественно ниже 100 мгУВ/гТОС. Образцы обнажения «Раузяк» характеризуются высокой степенью зрелости $T_{max} \sim 455^{\circ}\text{C}$, отвечающей градации $МК_3$. Органическое вещество зрелое, с низким материнским потенциалом II-III типа.

Наилучшими нефтегазоматеринскими характеристиками обладают образцы Р-4, Р-7 и Р-12 с относительно высокими содержаниями ТОС и значениями водородного индекса, которые литологические представляют собой керогено-карбонатные, керогено-карбонатно-кремнистые и керогено-кремнистые разности пород соответственно (рис. 2).

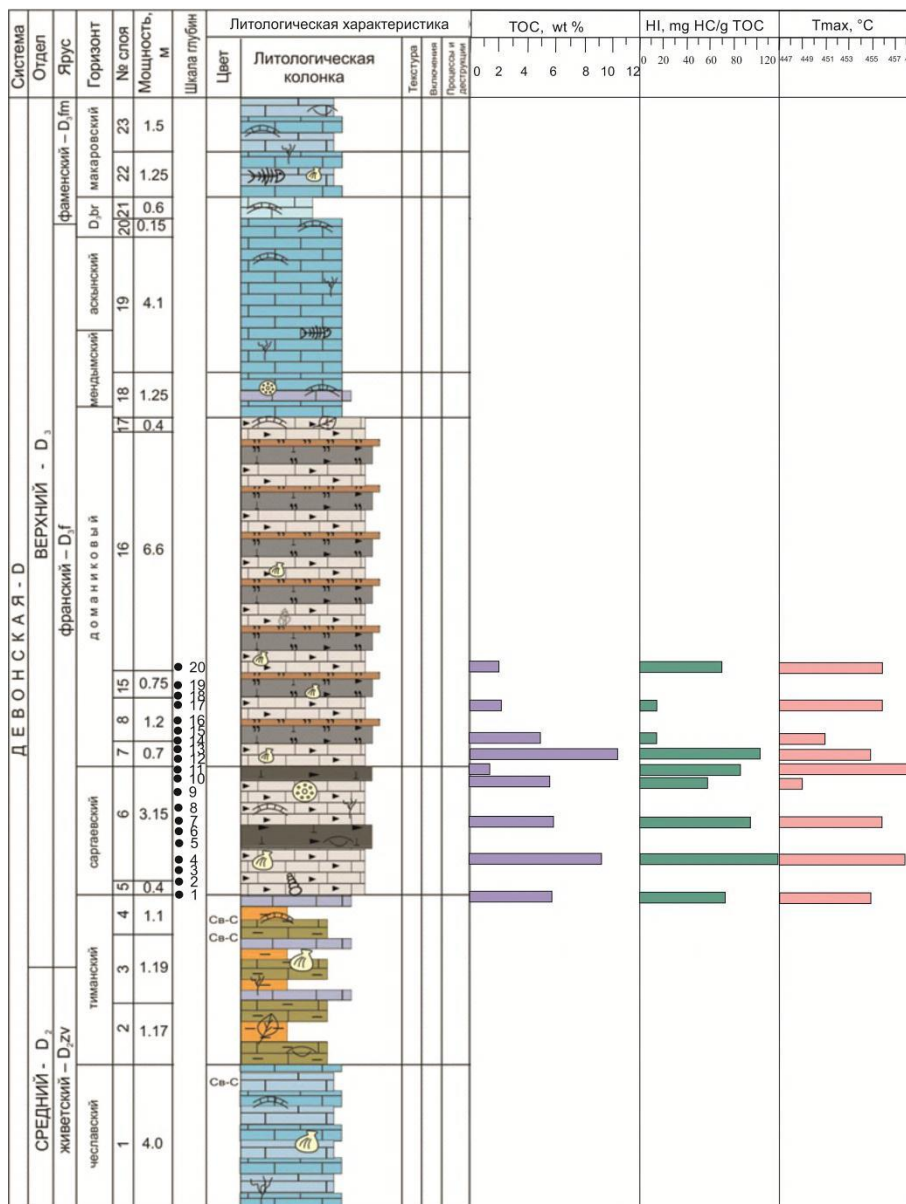


Рисунок 2 - Сводная литолого-геохимическая колонка, разрез «Раузяк»

Отложения естественного выхода «Габдюково» (рис. 3) представляют собой чередование керогено-кремнистых и керогено-кремнисто-карбонатных и карбонатных пород со средним содержанием органического углерода 4,58 %. Сорг. варьирует от 0,8 % в более карбонатных прослоях и достигает единожды 14.2 % у образца Г-23. Генегацонный потенциал пород выше, чем у южной точки «Раузяк» и соответствует 175-387 мгУВ/гТОС (в среднем 252 мгУВ/гТОС). Температура максимального выхода углеводов при деструкции керогена – 428-439 °С, что соответствует градацции катагенеза МК1-МК2.

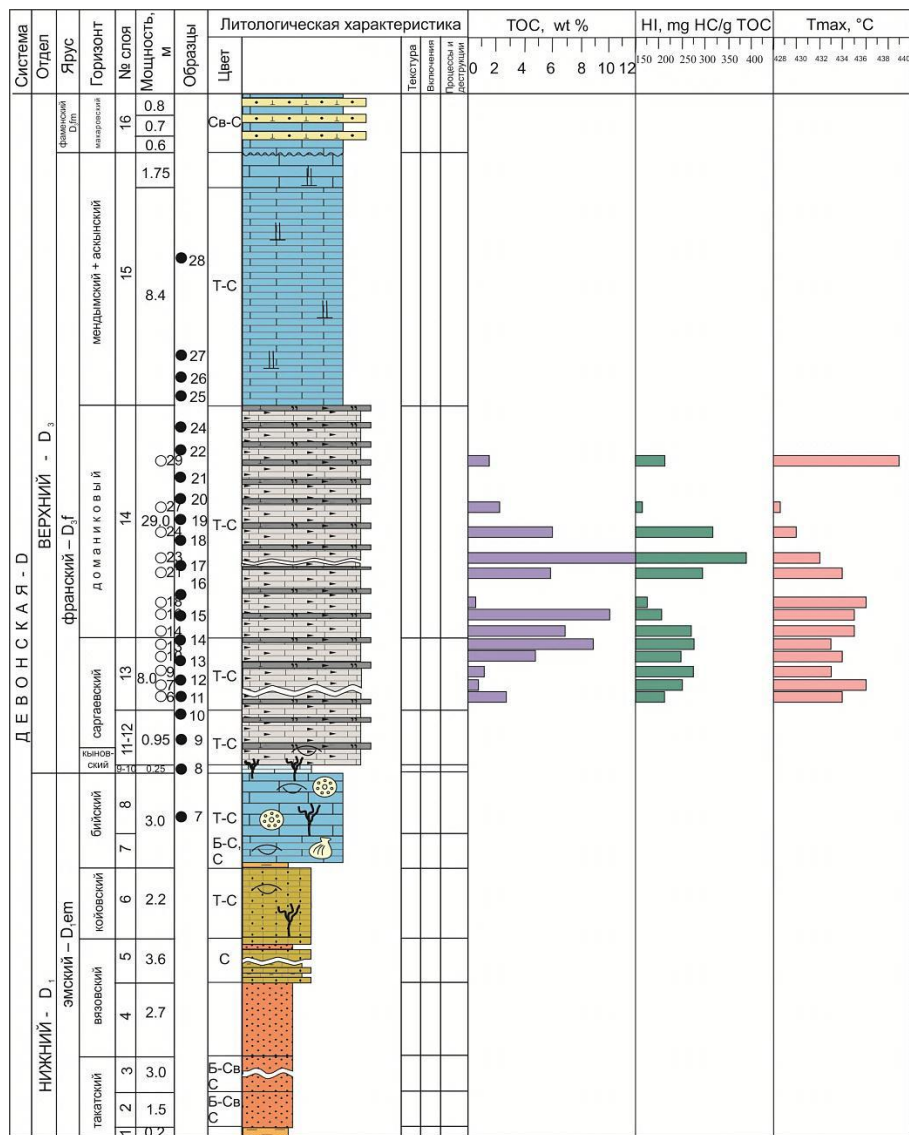


Рисунок 3 - Сводная литолого-геохимическая колонка, разрез «Габдюково»

В строении изучаемых разрезов франского яруса верхнего девона участвуют различные типы пород (карбонатные породы, кремнистые породы, смешанные разности пород). Основную массу и лучший нефтегазоматеринский потенциал представляют собой керогено-карбонатно-кремнистые породы. Тип керогена III – II. Степень катагенетической преобразованности исследованных образцов соответствует градациям катагенеза МК2 и МК3, главной зоне нефтеобразования.

Органическое вещество в этих породах относится к категории «слабо- и умеренно концентрированного» и составляет 2,5-10 %, иногда достигает 10-15 %. Высокие концентрации характерны для темноцветных тонкослоистых карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных ритмов относительно глубоководной зоны бассейна. В составе ритмов выделяются очень тонкие слойки шламовых известняков, колломорфное ОВ, многочисленные остатки тентакулит, полости которых выполнены ОВ. Наиболее высокий генерационный потенциал свойственен кремнисто-карбонатным породам.

Поскольку эти породы являются основной нефтегазопроизводящей толщей в регионах их распространения, до сих пор изучались лишь те их свойства, которые влияют на количество углеводородов, способных выйти из нефтегазоматеринской породы и заполнить традиционные ловушки нефти и газа.

Данная работа может послужить источником информации для дальнейших исследований доманиковой высокоуглеродистой формации Бельской депрессии. Результаты могут быть использованы как для научных, так и для прикладных целей.

Библиографический список:

1. Завьялова А. П., Чупахина В. В., Ступакова А. В. и др. // Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах естественного выхода на дневную поверхность / Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2018. — № 6. — С. 57–73.
2. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. // Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности / Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 112-124

УДК 552.578.2.061.32:550.4 (470.1)

Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнего палеозоя Лайского вала Денисовского прогиба (по материалам скважины 1-Кэрлайская)

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

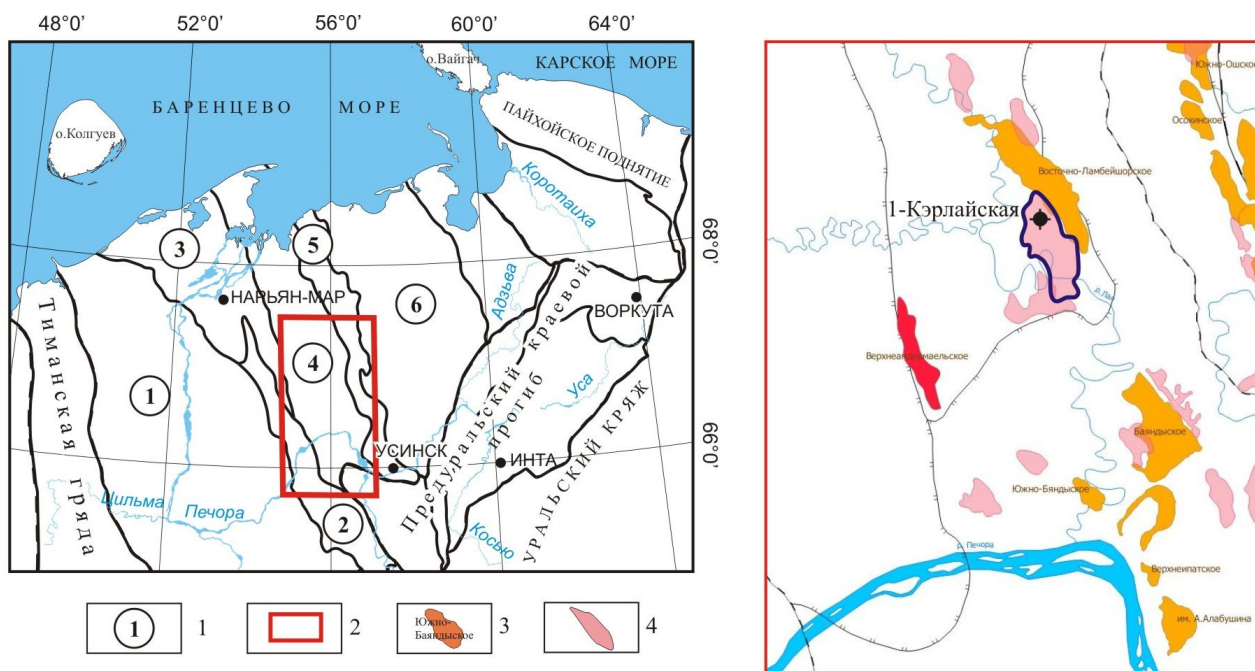
Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар

Саэтгараев А.Д.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г. Усинск

В последние годы территория Денисовского прогиба является областью активных поисково-разведочных работ на нефть и газ. В результате этих работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» были открыты ряд новых нефтяных месторождений, таких как Восточно-Ламбейшорское (крупное по запасам), Баяндыское, Южно-Баяндыское, им. А. Алабушина, Прохоровское и Верхнеипатское (Рисунок 1). Основные промышленные залежи углеводородов (УВ) расположены в фаменских (верхний девон) и каменноугольных отложениях. В 2017 году на Кэрлайской структуре (юг Лайского вала) была пробурена скважина, где из силурийских отложений в интервале глубин 4542-4571,5 м получен приток нефти. Данный факт открывает перспективы поисков новых залежей УВ в еще слабо изученном нижнепалеозойском комплексе Денисовского прогиба [1]. С целью оценки УВ потенциала нижнего палеозоя и возможности формирования сингенетических залежей были проведены исследования геохимии органического вещества (ОВ) силурийских и верхнедевонских отложений и образца нефти, полученных из скважины 1-Кэрлайская.

В верхнесилурийской (S_2) части разреза содержатся глинисто-карбонатные отложения, выступающие в качестве потенциальных нефтематеринских пород. Содержание $C_{орг}$ в них изменяется от 0,5-1,28% в глинистых известняках и доломитах до 1,4-2,8% – в мергелях и аргиллитах. В известковистых аргиллитах верхнефранских (D_3f_3) отложений содержание $C_{орг}$ составляет 1,33-2,44%. Фаменские (D_3fm_1) отложения не содержат нефтематеринских пород. Они сложены в основном «чистыми» известняками (НОП – 0,3-1,3%). Величина остаточного генерационного потенциала (S_1+S_2) изменяется от 0,52-1,55 мгУВ/г породы для силурийских до 2,02-7,45 мгУВ/г породы для верхнефранских нефтематеринских отложений. Значения водородного индекса (НИ) для исследованных образцов составляют около 100-200 мгУВ/г $C_{орг}$. Полученные невысокие значения НИ и (S_1+S_2) при повышенных концентрациях $C_{орг}$ обусловлены частичной реализацией УВ потенциала при катагенезе ОВ. Уровень катагенетической преобразованности ОВ по данным пиролиза Rock-Eval, соответствует середине-концу главной зоны нефтеобразования (Рисунок 2, а).



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

Рисунок 1 – Обзорная карта района исследований и положение изученной скважины

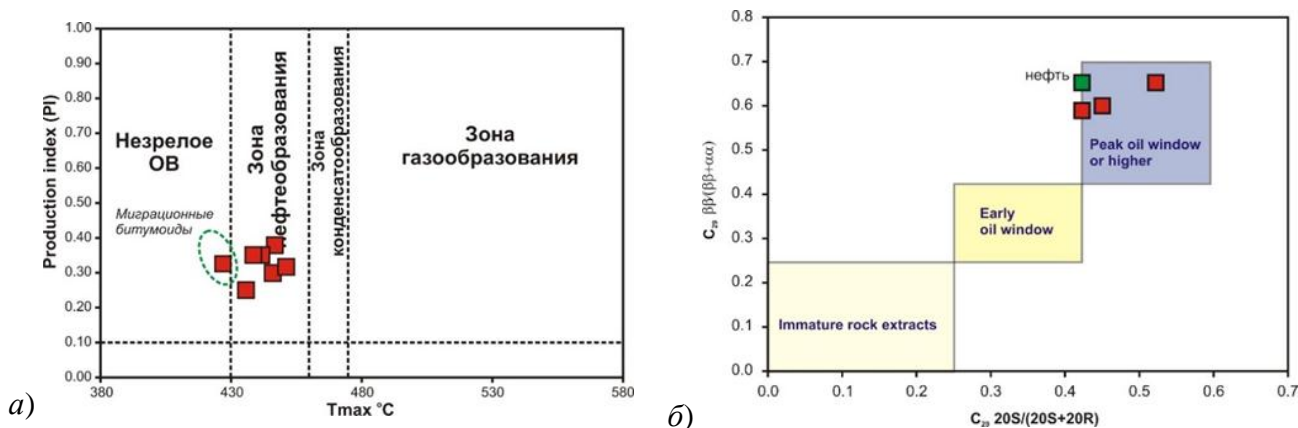


Рисунок 1 – Катагенез ОВ по результатам пиролиза Rock-Eval (а) и биомаркерным параметрам (б)

Петрографическое изучение ОВ нефтематеринских пород показало, что оно представлено в основном постгенерационным битуминитом (post-mature bituminite). Реже во франских образцах встречается битуминит (pre-mature bituminite) совместно с битумом – вторичным продуктом преобразования битуминита. В пустотах карбонатных прослоев наблюдаются скопления твердых битумов, которые переместились туда из нефтематеринских слоев. Также встречены включения биокластов – углеродистых остатков различных организмов, которые наиболее многочисленны во франских отложениях.

Анализ УВ состава битумоидов пород и нефти проводился методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Изученные битумоиды из отложений D₃f₁, D₃f₃ и S₂ имеют различия в распределении n-алканов и изопреноидов. Битумоиды фаменских отложений отличаются от всех образцов повышенными концентрациями высокомолекулярных УВ (> n-C₂₀), наиболее высокими значениями C₁₇/C₂₇, Pr/C₁₇, Ph/C₁₈ (Рисунок 3, а). Битумоиды франских отложений характеризуются максимумом в низкомолекулярной части с преобладанием алкана n-C₁₅ (Рисунок 3, б). Они отличаются от всех остальных образцов

наиболее высокими значениями отношения Pr/Ph, что является характерным для ОВ верхнедевонских (доманиковых) отложений. Битумоиды силурийских отложений имеют схожий с франскими образцами профиль распределения *n*-алканов, но отличаются более интенсивным пиком при *n*-C₁₇ (помимо *n*-C₁₅) (Рисунок 3, в). УВ состав нефти по характеру распределения *n*-алканов, особенно преобладания C₁₅ и C₁₇, а также отношения Pr/Ph наиболее схож с битумоидами верхнего силура (Рисунок 3, г). Информацию о распределении полициклических биомаркеров (стеранов и терпанов) удалось получить только в образцах из фаменских отложений и нефти. По остальным образцам получены слабые пики, не корректные для расчетов. По имеющимся результатам можно утверждать о высокой зрелости как битумоидов, так и нефти. Значения стерановых параметров зрелости 20S/20S+R и αβ/αβ+ααα (Рисунок 2, б) указывают на генерацию УВ битумоидов пород и нефти на конечных этапах нефтегенерации (МК₃ и выше). Рассчитанная по метилфенантроновому индексу (MPI-1) величина показателя отражения витринита (Ro, %) составляет 0,84-1,0 % для образцов пород и 1,0 для нефти.

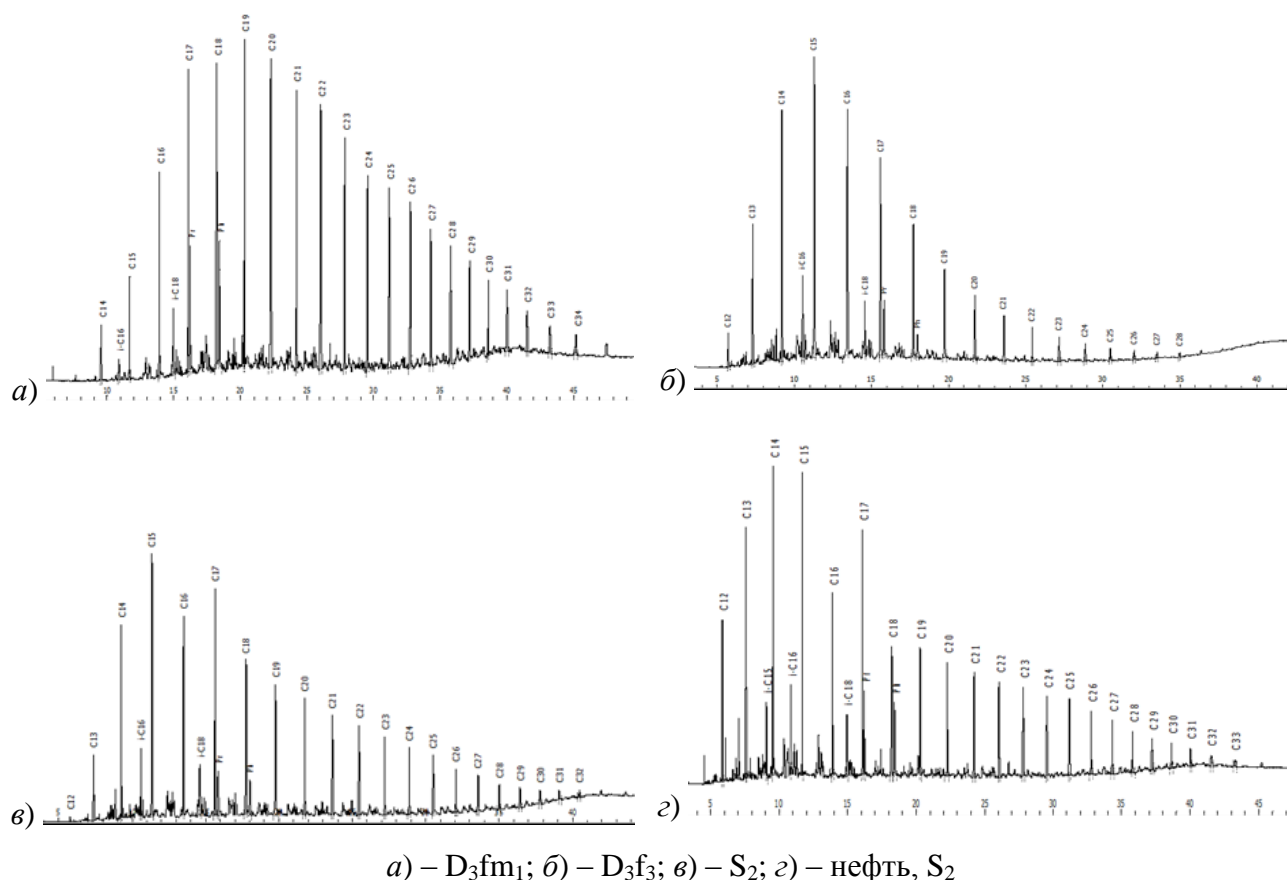


Рисунок 3 – Хроматограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов пород (а-в) и нефти (г)

Таким образом, силурийские и франские отложения содержат нефтематеринские породы, характеризующиеся близкими значениями генерационного потенциала. С учетом определенного уровня катагенетического преобразования ОВ и остаточных значений HI, (S₁+S₂) они классифицируются как изначально средне- и высокопродуктивные нефтематеринские породы. Данные об УВ составе свидетельствуют о генетическом родстве нефти с битумоидами из верхнесилурийских нефтематеринских отложений. Нефть характеризуется высокой зрелостью, генерированной ОВ на завершающих этапах главной фазы нефтегенерации. Учитывая наиболее низкое стратиграфическое положение в разрезе, силурийские нефтематеринские отложения могли служить источником УВ как в самом нижнепалеозойском комплексе, так и в вышележащих верхнедевонских и каменноугольных отложениях. В подтверждение этому служат результаты прошлых исследований на Баяндынской площади. Изучение УВ состава нефтей из верхнедевонских и каменноугольных коллекторов

показало их высокую катагенную зрелость и генетическое родство с ОБ силурийских нефтематеринских толщ [2]. Кроме выделенных нефтематеринских отложений в нижнем палеозое и верхнем фране, специалистами ООО «ТП НИЦ» также выделяются нефтематеринские породы в среднедевонско-нижнефранском комплексе [3]. Ими отмечено, что такой широкий стратиграфический диапазон нефтегазогенерирующих толщ и связанных с ними нескольких генотипов нефтей отличает Денисовский прогиб от других нефтегазоносных площадей Тимано-Печорской провинции и свидетельствует о его высоких перспективах.

Библиографический список:

1. Савельева А. А., Арцишевская А. В., Борщевская Н. И. Новые объекты поисков и разведки нефти и газа в перспективном ордовикско-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе Денисовского лицензионного участка // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №7. – С. 14–19.
2. Анищенко Л. А., Савельева А. А., Котик И. С. Эволюционно-генетические типы нефтяных систем Денисовской и Хорейверской впадин и перспективы их поисков // Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Тимано-Печорского научно-исследовательского центра. – Киров: ООО «Кировская областная типография». – 2014. – С. 66-72.
3. 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.

УДК 622.24.026.3.001.5

Определение технологических полей давлений и алгоритм обоснования конструкции скважины на нефть и газ

Логачев Ю.Л., Нор А.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Для обоснования конструкции скважины необходимо выполнить расчет пластовых давлений и давлений гидроразрыва (поглощения) горных пород. По этим давлениям строится график совмещенных давлений (ГСД). Также на ГСД моделируются эпюрами избыточных давлений нефтегазоводопроявления. Кроме того, необходимо рассчитать и построить график совмещенных эквивалентов градиентов давлений (ГСЭД) пластового и гидроразрыва, которые еще называют относительными плотностями. На графике ГСЭД также показываются расчетные плотности бурового раствора. Все расчеты сводятся в таблицу 1. Расчеты (таблицы 1-2) и графики (рисунки 1-3) удобнее всего выполнять в Excel. Расчетные формулы 1-13.

Пластовое давление $P_{пл}$ на глубине H находится по следующей формуле:

$$P_{пл} = H \cdot gradP_{пл}, \quad (1)$$

где $gradP_{пл}$ – градиент пластового давления.

Давление гидроразрыва горных пород $P_{зр}$ равно:

$$P_{зр} = \frac{\mu}{1-\mu} \cdot (P_{гор.m} - P_{пл}) + P_{пл}, \quad (2)$$

где μ - коэффициент Пуассона; $P_{гор.m}$ – горное давление на подошве m -го пласта находится как сумма геостатических давлений вышележащих пластов.

$$P_{гор.m} = \sum_{i=1}^m \rho_{cp.i} \cdot g \cdot \Delta h_i \quad (3)$$

Или по формуле:

$$P_{гор.m} = P_{гор.m-1} + \rho_{cp.m} \cdot g \cdot \Delta h_m \quad (4)$$

Плотность горных пород слагающих стратиграфические разности определяется средневзвешенной для каждого стратиграфического подразделения:

$$\rho_{cp.m} = \rho_1 \cdot d_1 + \rho_2 \cdot d_2 + \dots + \rho_m \cdot d_m, \quad (5)$$

где ρ_i – плотности входящих в стратиграфическое подразделение пород; d_i – доли каждой породы.

Например, если четвертичная система включает глины 20% с плотностью 1,85 г/см³ и алевролиты 80% с плотностью 2,7 г/см³ средневзвешенная плотность:

$$\rho_{cp.m} = 1,85 \cdot 0,2 + 2,7 \cdot 0,8 = 2,53$$

Примечание: при наличии промысловых (фактических) данных о градиентах (давлениях) поглощения они вносятся в соответствующие графы таблицы 1 вместо величин давлений (эквивалентов градиентов) гидроразрыва.

Устьевое давление согласно [1] рассчитывается в предположении полного замещения бурового раствора пластовым флюидом по формулам:

$$\text{для нефти (воды)} - P_y = P_{nl} - \rho_\phi \cdot g \cdot H \quad (6)$$

$$\text{для газа} - P_y = P_{nl} \cdot \exp \left\{ - \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot H}{T_{cp} \cdot m} \right\}, \quad (7)$$

где ρ_ϕ – плотность пластового флюида (для жидкости); $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху; m – коэффициент сжимаемости газа; T_{cp} – средняя температура газа по стволу скважины:

$$T_{cp} = \frac{T_y + T_3}{2}; T_y \approx (0,55 \div 0,6) \cdot T_3; T_3 = gradT \cdot H, \text{ тогда:}$$

$$T_{cp} = \frac{1,6 \cdot T_3}{2} = 0,8 \cdot gradT \cdot H \quad (8)$$

При отсутствии данных по температуре и коэффициенту сжимаемости можно упрощенно определить давление газа на устье, но следует иметь в виду, что погрешность такого расчета может составлять до 20%:

$$P_y = P_{nl} \cdot \exp(-10^{-4} \cdot \bar{\rho} \cdot H) \quad (9)$$

Расчеты выполняют для кровли и подошвы каждого проявляющего пласта (табл. 2). По результатам расчетов строятся графики совмещенных давлений пластового и гидроразрыва и эпюры избыточных давлений в закрытой скважине при замещении бурового раствора пластовым флюидом (рис. 1).

Расчет эквивалентов градиентов пластового давления и эквивалентов градиентов давления гидроразрыва выполняется по следующим формулам:

$$k_{nl} = \frac{P_{nl}}{\rho_\phi \cdot g \cdot H} = \frac{gradP_{nl} \cdot H}{g \cdot H} = \frac{gradP_{nl}}{g}, \quad (10)$$

где градиент в размерности кПа/м.

$$k_{cp} = \frac{P_{cp}}{\rho_\phi \cdot g \cdot H} \quad (11)$$

Для оценки совместимых интервалов бурения необходимо рассчитать по разрезу плотности бурового раствора – минимальную, по коэффициенту безопасности (5-10% превышение давления бурового раствора над пластовым) и максимальную плотность по

допустимой репрессии. Согласно требованиям [1] **{п.210. Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидроатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:**

10 % для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
5 % для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины.

п.211. В необходимых случаях в рабочем проекте может устанавливаться большая плотность бурового раствора, но при этом максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощения раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения. }

Допустимая репрессия назначается проектировщиком с учетом горно-технических условий бурения. Завышенная репрессия принимается для наклонно направленных и особенно горизонтальных скважин для сохранения устойчивости открытого ствола скважины. Для скважин с зенитными углами до 25-35 градусов можно принимать репрессию из старых Правил безопасности ПБ 08-624-03 либо основываться на промысловом опыте.

Минимальная плотность рассчитывается по формуле:

$$\rho_{K\delta} = \frac{k_{\delta} \cdot P_{nl}}{g \cdot H} = \frac{k_{\delta} \cdot gradP_{nl} \cdot H}{g \cdot H} = \frac{k_{\delta} \cdot gradP_{nl}}{g}, \quad (12)$$

где k_{δ} – коэффициент безопасности согласно [1] п.210.

При $H \leq 1200$ м, $k_{\delta} = 1,10$; при $H > 1200$ м, $k_{\delta} = 1,05$.

Далее рассчитываем плотность из условия предельной репрессии на пласт:

$$\rho_{max} = \frac{P_{nl} + [\Delta P]}{g \cdot H}, \quad (13)$$

где $[\Delta P]$ - максимально допускаемая технологом репрессия на пласт.

Её можно принять, опираясь на старые Правила безопасности:

При $H \leq 1200$ м, $[\Delta P] = 1,5$ МПа; При $H > 1200$ м $[\Delta P] = 2,5-3$ МПа

Окончательно принимается плотность из диапазона $\rho_{K\delta} \div \rho_{max}$ с учетом ожидаемых осложнений и рецептуры бурового раствора. В проекте экономически и технологически целесообразно принимать минимальную плотность т.е. $\rho_{бр} = \min\{\rho_{K\delta}; \rho_{max}\}$.

По полученным результатам строятся графики эквивалентов градиентов давлений (рис.2), причем расчетные плотности должны быть в г/см³.

Ниже показан пример выполнения расчетов по обоснованию конструкции скважины в таблицах 1, 2 и их отображение на рисунках 1, 2.

На основании графиков дается алгоритм проектирования конструкции скважины.

Обоснование конструкции скважины базируется на анализе и моделировании горно-геологических условий, а также НГВП представляемых на графиках совмещенных давлений (ГСД) и графиков эквивалентов градиентов давлений (ГЭГД). Причем до сих пор ряд проектирующих организаций под ГСД в технических проектах, на самом деле, показывают один лишь ГЭГД, что, конечно недостаточно и некорректно.

На ГСД (рисунок 1) необходимо моделировать распределение давления в стволе скважине при выбросе по условию полного замещения бурового раствора пластовым флюидом {[1], «**XII. Требования к конструкции скважин**» **п.118. Оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород.**

Башмак обсадной колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести, следует устанавливать ниже их подошвы или в плотных пропластках.

До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в

скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины.}. При этом оценивается возможность гидроразрыва слабых пластов, и уточняется глубина спуска обсадной колонны перед вскрытием напорных (флюидосодержащих). Второй график эквивалентов (рис. 2) позволяет визуально оценить количество интервалов с несовместимыми условиями по геологическим данным, которые невозможно бурить общим открытым стволом. Количество интервалов с несовместимыми условиями для бурения (их также часто называют технологическими полями давлений - ТПД) показывает минимально возможное число обсадных колонн. Также, в конструкцию скважины приходится включать колонны, которые выполняют функции, не отражаемые на графиках ГСД и ГЭГД. Так например, направление и кондуктор обычно выбираются по другим соображениям и требованиям.

Таблица 1 – Исходные данные и результаты расчётов к графикам ГСД и ГСЭД (пример)

Глубина, м	Градиент пластового давления, кПа/м	Плотность, кг/м ³	Коэффициент Пуассона	Давление, МПа			Эквиваленты		Плотность, г/см ³		
				пластовое	горное	Гидроразрыва (поглощения)	К _{ПЛ}	К _{ГР}	по К _Б	по репрессии	принятая
0	9,81	2168	0,37	0,00	0,00	0,00	1,00	1,68	1,10	1,90	1,10
170	9,81	2168	0,37	1,67	3,62	2,81	1,00	1,68	1,10	1,90	1,10
170	9,81	2311	0,35	1,67	3,62	2,72	1,00	1,63	1,10	1,90	1,10
830	9,81	2311	0,35	8,14	18,58	13,76	1,00	1,69	1,10	1,18	1,10
830	10,01	2625	0,33	8,31	18,58	13,36	1,02	1,64	1,12	1,20	1,12
1200	10,01	2625	0,33	12,01	28,10	19,94	1,02	1,69	1,12	1,16	1,12
1201	10,01	2640	0,33	12,02	28,13	19,95	1,02	1,69	1,07	1,27	1,07
1990	10,01	2640	0,33	19,91	48,56	34,02	1,02	1,74	1,07	1,13	1,07
1990	10,10	2635	0,30	20,11	48,56	32,30	1,03	1,65	1,08	1,16	1,08
3660	10,10	2635	0,30	36,98	91,73	60,45	1,03	1,68	1,08	1,11	1,08
3660	11,48	2374	0,32	42,01	91,73	65,41	1,17	1,82	1,23	1,25	1,23
3900	11,48	2374	0,32	44,76	97,32	69,50	1,17	1,82	1,23	1,25	1,23

Таблица 2 – Расчёт давлений на устье загерметизированной скважины при нефтегазоводопроявлениях (пример)

Глубина, м	Стратиграфическое подразделение	grad пластового давления, кПа/м	Плотность флюида (жидкость), кг/м ³	Характеристика газа			Давление, МПа	
				Относительная плотность газа по воздуху	Коэффициент сжимаемости	Градиент температуры, град/100м	пластовое	на устье
680	C ₁ (680)	740	1,00				6,67	1,73
830	C ₁ (830)	740	1,00				8,14	2,12
3520	D ₃ fm ₃		1,03	0,95	0,60	2,3	35,57	20,77
3600	D ₃ fm ₂₊₁		1,03	0,95	0,60	2,3	36,38	21,05
3700	D ₃ src (кровля)		1,17	0,70	0,60	2,5	42,47	28,37
3900	D ₃ src (подошва)		1,17	0,70	0,60	2,5	44,76	29,43

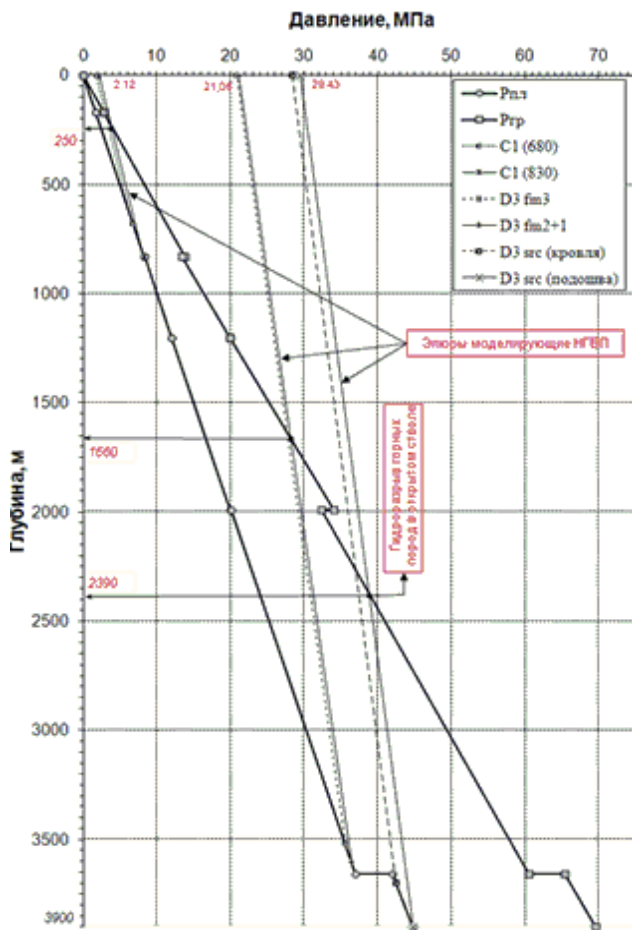


Рисунок 1 – ГСД с моделированием НГВП

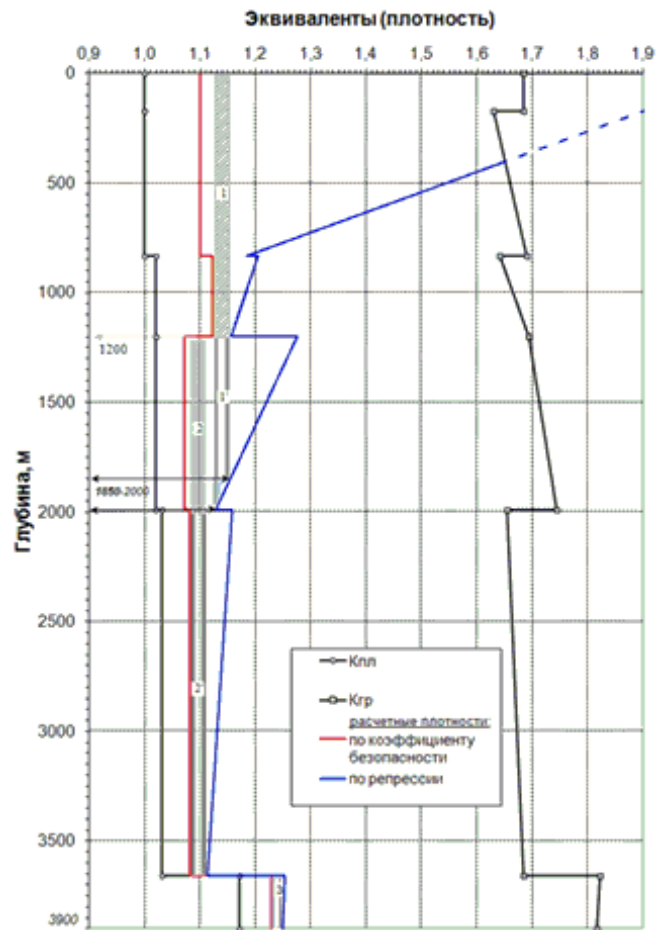


Рисунок 2 – ГЭГД и допустимые плотности бурового раствора

Алгоритм выбора конструкции скважины, таким образом, включает три шага [2]:

1-ый этап: По числу ТПД (на графике эквивалентов – заштрихованные области) определяют **1-й вариант** конструкции скважины с необходимым минимумом обсадных колонн и глубинами их спуска. Из анализа несовместимых интервалов на представленном примере (рис. 2) видно, что для 1-й колонны возможные глубины спуска от 1200 до 1850 м, т.е. в пределах заштрихованных зон 1 и 1'. Таким образом, первый интервал ТПД определен вариативным и будет уточнен во втором и третьем вариантах. Для наглядности альтернативные глубины спуска первой обсадной колонны выделены серым цветом пунктиром и штриховкой. Протяженность второго ТПД будет зависеть от определения глубины первого и находится в пределах заштрихованных зон 2 и 2'. Третий интервал безальтернативный определяется заштрихованной зоной 3. На рисунке 3 (а) показана конструкция скважины в первом приближении.

2-ой этап: Уточняется конструкция скважины (вариант 1) с учетом смоделированных НГВП. На рис. 1 определены минимально допустимые глубины спуска обсадных колонн ($H_{дон}$) перед вскрытием всех напорных пластов (это глубины пересечения эпюр давлений при выбросе с графиком давления гидроразрыва).

Для верхнего нефтяного пласта, залегающего в интервале 680–830 м минимально допустимая глубина должна быть 300 м (250 м по ГСД плюс запас 50 м). По первому варианту конструкции при входе в этот напорный пласт обсадная колонна еще отсутствует, поэтому необходимо её добавить. Глубина ее спуска должна быть не менее 300 м и не более 680 м. Т.е. её требуется спустить до входа в нефтяной пласт и ею необходимо перекрыть интервал открытого ствола выше 300 м, где возможен гидроразрыв горных пород в случае выброса и закрытия превентора на устье. Противовыбросовое оборудование монтируется на эту колонну.

На рис. 3 б) наглядно показаны все проявляющиеся пласты, глубины $H_{дон}$, выше которых возможен гидроразрыв и серым цветом изображены допустимые интервалы спуска обсадных колонн. Окончательное решение по глубинам спуска обсадных колонн принимается в третьем этапе.

Для второго газового пласта (3520-3600 м) минимально допустимая глубина должна быть 1710 м (1660 м по ГСД плюс запас 50 м). Исходя из этого, теперь уже вторая обсадная колонна должна спускаться до глубины не менее 1710 м. Максимальная глубина её спуска остается 1850 м при этом плотность бурового раствора при бурении под неё определяется диапазоном заштрихованной зоны 1-1', т.е. $1,13 \div 1,15 \text{ г/см}^3$. При минимальной плотности $1,13 \text{ г/см}^3$ допускается бурить интервал до глубины 2000 м (протяженность первого ТПД рис. 2). Следует отметить, что максимальная глубина спуска обсадной колонны также как для первого пласта определяется до кровли продуктивного пласта.

Последний третий пласт из которого возможно газопроявление находится в интервале 3700-3900 м. Минимально допустимая глубина для третьего пласта должна быть 2440 м (2390 м по ГСД плюс запас 50 м). Перед входом в этот пласт последняя обсадная колонна спущена на глубину 3660 м, т.е. эта колонна с большим запасом перекрывает интервал выше 2440 м, где возможен гидроразрыв пород при выбросе из третьего пласта.

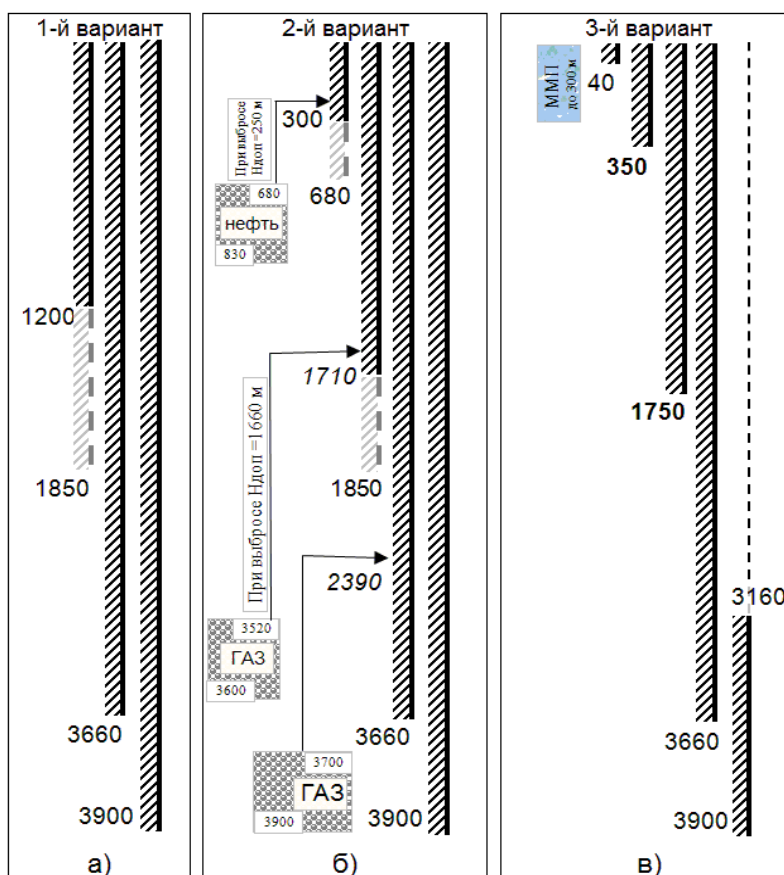


Рисунок 3 – Поэтапное принятие решений по конструкции скважины

В итоге, на втором этапе добавляем в минимальный набор колонн еще одну, необходимую для выполнения требований [1] п.118. Глубина её башмака должна быть не менее 300 м и не более 680 м (подготовка к вскрытию верхнего продуктивного пласта с кровлей на глубине 680 м). Также, уточнён диапазон глубин спуска 2-й обсадной колонны в пределах $1710 \div 2000$ м. **Второй предварительный вариант** конструкции скважины показан на рис. 3 б).

3-ий этап: Окончательное уточнение конструкции скважины и дополнение колоннами, выполняющими другие функции. Направление необходимо для обвязки устья скважины с циркуляционной системой и крепления верхний современных отложений (грунтов). Кондуктор необходим для перекрытия интервалов залегания многолетнемерзлых пород (ММП) не менее чем на 50 м ниже их подошвы ([1], п.317), водоносных горизонтов, неустойчивых отложений четвертичной системы. Более глубокий анализ параметров направления и кондуктора возможен только при наличии результатов инженерных изысканий. Направление определяют обычно длиной $20 \div 40$ м. Кондуктор в показанном примере спускается до глубины 350 м из-за наличия в разрезе ММП залегающих до глубины 300 м.

Промежуточные колонны должны обеспечивать условия герметичности крепи и изоляцию пластов. При большой протяженности интервала совместимых условий нужно оценить возможность его завершения бурением до момента, когда осложненность (неустойчивость) открытого ствола начнет прогрессировать. При различных технологических условиях и применяемых технологиях, оборудовании и инструменте можно достигать существенно отличающихся максимальных выходов открытого ствола. Другими словами уровень техники и технологии во многом влияет на сложность и металлоемкость конструкции скважины. Оценить максимальный выход открытого ствола можно по средней коммерческой скорости и безопасному периоду времени относительно устойчивого состояния стенок скважины на основании промысловой информации.

В примере окончательное решение по глубине спуска первой промежуточной колонны 1750 м, а эксплуатационная колонна спроектирована хвостовиком. Коррекция глубины спуска промежуточной колонны связана с необходимостью нахождения башмака в плотных, устойчивых породах. Хвостовик обоснован небольшой протяженностью интервала бурения под эксплуатационную колонну (всего 240 м), что не приведет к заметному износу промежуточной колонны, которая может быть использована и для добычи.

На окончательном этапе на ГСД желательно дополнить эпюры гидростатического давления промывочной жидкости и цементного раствора при тампонажных работах (моделирование промывки скважины и цементирования обсадных колонн). Также технология бурения и промывки (например оптимизация гидромониторного эффекта, выбор рациональных типоразмеров долот и др.) может оказать влияние на дизайн конструкции скважины [3], но это касается обычно диаметров обсадных колонн и породоразрушающего инструмента.

Наработка промыслового опыта и развитие технологий, инструмента будут способствовать совершенствованию конструкций скважин, поэтому конструкция скважины для конкретных геологических условий не должны длительно находиться в стагнации.

В выводах, отметим основные подходы по определению технологических полей давлений, а также по проектированию и оптимизации конструкции скважины:

1. Необходимо обязательное построение двух графиков ГСД и ГЭГД;
2. На графике ГСД моделируются НГВП по условию полного вытеснения бурового раствора пластовым флюидом, а на графике ГЭГД вспомогательной информацией облегчающей определение интервалов несовместимых по условиям бурения (ТПД) являются плотности промывочной жидкости, определяемые по [1] в соответствии с п.210-213;
3. Выбор числа и глубин спуска обсадных колонн проводится в три этапа по приведенному выше алгоритму. Сначала по минимальным требованиям, исходя из количества несовместимых интервалов (по ГЭГД), затем выполняем уточнение с учетом требований нефтегазовой безопасности при вскрытии напорных пластов (ГСД, эпюры при выбросе и $H_{дон}$) и последнее окончательное принятие решения по вспомогательным колоннам (направление и кондуктор), а также анализ осложнений при проходке открытого ствола, оптимизации металлоемкости и дизайна конструкции скважины (полная колонна или хвостовик, высота подъема цемента, комбинирование диаметров труб в колонне и др.).

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-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
2. Логачев Ю. Л., Юдин В. М. К вопросу обоснования конструкции скважины. Сборник научных трудов [текст]: материалы научно-технической конференции (20-23 сентября 2011 г.): в 3 ч.; ч. 1 /под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2011. – с. 111-114.
3. Близнюков В.Ю., Осипов П.Ф., Логачев Ю.Л. Выбор конструкции скважины на основе технологического поля давлений и оценки интенсивности гидромониторной промывки. НТЖ, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. - №9. – М.: изд. ОАО "ВНИИОЭНГ". – с. 20-24.

**Перспективы нефтегазоносности терригенных отложений
пермско-триасового возраста острова Колгуев**

Нургазаева М., Маракова И.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ключевые слова: нефтегазоносность, шельф, нефтегазоносный комплекс.

Цель исследования:

Показать перспективы нефтегазоносности терригенных пермско-триасовых отложений.

Материал и методы исследования:

В работе были обобщены и проанализированы данные по нефтегазоносности территории исследования; исследованы региональные закономерности распространения, экранирования и нефтегазоносности резервуаров в осадочном чехле; показаны основные нефтегазоматеринские толщи.

Малоземельско-Колгуевская нефтегазоносная область одна из наиболее обширных областей северной части Тимано-Печорской провинции; площадь только морской ее части (вместе с островом Колгуев) составляет 25,6 тыс.км². В тектоническом отношении отвечает одноименной моноклинали, наклоненной на север и северо-восток; ее региональный уклон составляет 15-17 м/км, а также включает Бугринскую моноклинали и Северо-Колгуевскую депрессию. В осадочном чехле структуры выражены в виде ступеней и валов. Большинству из них соответствуют уступы или выступы фундамента. Амплитуды валов, которые аналогично другим, составляющим моноклинали тектоническим, элементам имеют северо-западное простирание, варьируют от 50 до 250 м; их протяженность достигает 100-140 км.

В границах моноклинали более 40% составляют районы с нисходящими неотектоническими движениями амплитудой – 100 - 120 м, на южной и северной границах обособляются участки движений положительного знака. Северный участок практически полностью отвечает острову Колгуев.

В разрезе осадочного чехла о. Колгуев и прилегающего шельфа вскрыты бурением отложения трех литолого-стратиграфических комплексов, в пределах которых могут быть выделены нефтегазоносные комплексы.

Нижний терригенно-карбонатный комплекс охватывает нижнефранские отложения верхнего девона и подстилающие их породы неясной стратиграфической приуроченности нижнего-среднего палеозоя.

Средний карбонатный литолого-стратиграфический комплекс представлен отложениями от верхнедевонского до пермского возраста.

Верхний терригенный комплекс объединяет терригенные отложения мезозойской системы и пермского периода, включая кунгурский ярус нижней перми. Комплекс залегает согласно на артинских осадках и литологически представлен переслаиванием песчаников, глин и алевролитов, в пермском интервале (особенно в кунгурской части) с прослоями мергелей и известняков.

На рубеже триас – верхняя пермь происходила смена литологического облика пород, видового состава споро-пыльцевых комплексов, минералого-петрографического состава песчаников. Непосредственный контакт ни в одной из пробуренных скважин керном не охарактеризован и, в основном, эта граница проводится по данным ГИС.

Триасовые отложения залегают на верхнепермских с небольшим стратиграфическим перерывом и характеризуются красноцветностью нижней части (чаркабожская и харалейская свиты), пестроцветностью средней (ангуранская свита) и сероцветностью верхней (нарьянмарская свита).

Мощность комплекса на Песчаноозерской площади изменяется от 2537 м (скважина № 46) до 2955 м (скважина № 3) и составляет 2870 м на Портновской площади и 2731 м на Таркской (скважина № 1). В северной материковой части ТПП мощность комплекса не превышает 1800 м (скважина № 1- Удачная).

Рассматриваемый литолого-стратиграфический комплекс включает три нефтегазоносных комплекса *артинско-кунгурский, верхнепермский и триасовый*.

Главной продуктивной толщей на о. Колгуев является чаркабожская свита нижнего триаса. Толща экранируется региональным флюидоупором – алевритово-глинистой покрывкой верхнего триаса, а отдельные пласты – локальными и зональными покрывками нижнего-среднего триаса.

В чаркабожской свите нижнего триаса развиты как высокоёмкие песчаные коллекторы, так и перекрывающие их глинистые покрывки, сформированные преимущественно в континентальных озерно-аллювиальных и надводно-дельтовых условиях.

В пределах рассматриваемой территории выявлено 2 месторождения – нефтегазоконденсатное Песчаноозёрское и Таркское нефтяное. Залежи пластовые сводовые литологически экранированные связаны преимущественно с аллювиальными (русовыми) природными резервуарами как «заполнения вложенных долин», так и с «трансгрессивными», и приурочены к нижнему триасу (чаркабожская свита).

Таркское месторождение открыто в 1988 г. параметрической скважиной №1, выявившей нефтегазоносность терригенных чаркабожских нижнетриасовых отложений и открывшей две нефтяные залежи Т₁св пластами В₁₋₁ и В₁₋₄.

Залежь нефти Т₁ св-пл. В₁₋₁

Залежь открыта в 1988 г. параметрической скважиной №1 в отложениях чаркабожской свиты нижнего триаса. Залежь пластово-сводовая литологически экранированная. Залежь приурочена к пластовой сводовой ловушке северо-западного простирания, в центре которой выделяется непродуктивная зона, связанная с выклиниванием проницаемого пласта.

Залежь нефти Т₁ св-пл. В₁₋₄

Залежь открыта в 1988 г. параметрической скважиной № 1 в отложениях чаркабожской свиты нижнего триаса.

Разрез пробуренных на Таркской площади скважин позволяет сделать заключение о формировании природного резервуара, ловушек и залежей нефти в условиях, аналогичных Песчаноозёрскому месторождению (З.П. Юрьева, 1989).

Что касается перспективных нефтегазоматеринских горизонтов в пределах акватории Печорского моря, то особого внимания заслуживают карбонатные и терригенные нижнепермские отложения.

Основными нефтегазоматеринскими отложениями в пределах о. Колгуев являются породы артинского и кунгурского ярусов. Таким образом, **основными нефтегазоматеринскими отложениями в пределах о. Колгуев являются породы артинского и кунгурского ярусов верхней перми**. По сравнению с континентальной частью бассейна, в пределах акватории Печорского моря НГМГ Р_{1аг} и Р_{1к} улучшают свои нефтегазоматеринские свойства – как за счет **возрастания градации катагенеза ОВ** вследствие существенного увеличения мощности триаса, так и за счет увеличения доли сапропелевого ОВ.

В платформенной части ТПБ и в её морском продолжении НГМГ Р_{1аг} имеет глинисто-карбонатный состав и ОВ в нём разных типов: сапропелиты, оксисорбосапропелиты, но присутствует и определенная доля гумитов; в НГМГ Р_{1к} состав пород существенно терригенный – аргиллиты и глинистые алевролиты, а типы ОВ – гумито-сапропелиты и сапропелито-гумиты.

Суммарная мощность НГМГ Р_{1аг} и Р_{1к} на о. Колгуев оценивается в 300-400 метров, среднее содержание углерода – 0,5%.

Современный геотермический режим ТПБ характеризуется относительно невысокой напряжённостью теплового поля: средние по разрезу геотермические градиенты обычно не превышают 2,5 °С/100 м. Однако в прошлом геотермические градиенты были более высокими – в ТПБ установлена характерная для палеозойских бассейнов сокращенная зональность катагенеза ОВ, обусловленная напряженным геотермическим режимом в прошлом. В северных районах ТПБ, где развиты отложения юры и мела, выявлен погребенный вариант такой зональности – **во время палеозойских и триасовых погребений градиент составлял около 5 °С/100**.

Таблица 1 - Результаты геохимических анализов пород о. Колгуев

Скв.	Глубина	Возраст	Свита, горизонт	Литология	НО, %	C _{орг} , %	ХБА, %	В ХБА
140	428,0	K ₁	-	Аргиллит	86,3	0,64		
140	531,0	J ₃	-	Аргиллит	85,9	2,35		
140	579,0	J ₃	-	Аргиллит	82,0	0,64		
140	710,0	T ₃	нарьянмарская	Аргиллит	87,9	1,20		
140	852,0	T ₃	нарьянмарская	Аргиллит	90,5	0,39		
140	872,0	T ₂	ангуранская	Аргиллит	91,5	0,21		
140	1380,0	T ₁	чаркабожская	Аргиллит	86,7	0,24		
140	1508,0	P ₂	казанский+татарский	Аргиллит	80,9	1,45		
140	1550,0	P ₂	казанский+татарский	Аргиллит	83,5	1,46		
140	1691,0	P ₂	казанский+татарский	Аргиллит	88,7	0,72		
140	1816,0	P ₂	уфимский	Аргиллит	83,3	1,75		
140	1981,0	P ₁	кунгурский	Аргиллит	71,3	0,67		
141	705,0	T ₃	-	Аргиллит	65,3	0,39	0,0180	4,62
141	943,0	T ₁	-	Аргиллит	-	0,06	0,0170	28,33
141	1004,0	T ₁	-	Аргиллит	-	0,22	0,0120	5,45
141	1431,0	P ₂	казанский	Аргиллит	65,5	1,18	0,0660	5,59
141	1538,0	P ₂	-	Алевролит	-	0,52	0,0130	2,50
141	1619,0	P ₂	-	Алевролит	66,0	1,09	0,0210	1,93
141	1799,0	P ₁	кунгурский	Алевролит	63,6	1,26	0,0110	0,83
141	1899,0	P ₁	кунгурский	Аргиллит	61,5	0,50	0,0320	6,30

В конце триаса погружение, после небольшого перерыва, продолжилось вновь, но тепловой поток по сравнению с палеозойско-триасовым снизился (2). Палеоградиент, по оценкам специалистов, не превышал 3 °С/100 м. Современные средние геотермические градиенты в разрезах скважин Печорского моря составляют около 2,3-2,6 °С/100 м, суммарная мощность отложений юрского и четвертичного периодов при этом не превышают 1 км – следовательно, для отложений P_{1aг} и P_{1к} сохраняется **доюрская зональность катагенеза** (1). Таким образом, нефтегазообразование в пермских НГМГ проходило преимущественно в триасе.

P_{1к} почти на всей континентальной части севера ТПБ находится в зоне протокатагенеза, в морской части бассейна присутствующая градация – МК₁÷МК₂ и лишь на северо-востоке и в Предуральском прогибе фиксируются градации ГЗГ (МК₃–МК_{4.5}) и даже АК₁ (1). В районе острова Колгуев пермские НГМГ находятся в пределах **градации МК₁**. Суммарные масштабы эмиграции в пределах острова Колгуев и его акватории из НГМГ P_{1aг} и P_{1к} – 3,1 млрд. т. жидких и 2,3 млрд. т. газообразных УВ.

Отложения верхней перми и триаса на территории острова также обладают нефтегазоматеринским потенциалом, однако невысокие градации катагенеза не позволяют в целом рассматривать эти толщи как потенциально нефтематеринские для данного района.

Несмотря на сравнительно скромные, в сравнении с другими регионами Тимано-Печорской провинции, масштабы генерации УВ, **условия сохранности и аккумуляции** углеводородов были вполне благоприятны. Напомним, что минимальные значения плотностей эмиграции УВ из НГМГ, достаточные для образования промышленных скоплений нефти в идеальных условиях (т.е. при непосредственном соседстве резервуара и оптимальной его мощности), должны быть не менее 50 тыс. т/км². В общем случае за граничную очаговую плотность эмиграции можно принять величину 100 тыс. т/км² (100 млн. нм³/км²).

Нефти острова Колгуев – преимущественно легкие, маловязкие и малосернистые. На Песчаноозерском месторождении нефти характеризуются низкими значениями плотности (0,729-0,785 г/см³), вязкости в пластовых условиях (менее 1 мПа*с), сернистости (0,03-0,23%). Содержание парафина изменяется в пределах 0,79-3,16%, смол и асфальтенов – 1,12-3,93%. На Тарском месторождении нефти чуть более плотные (0,808-0,817 г/см³), маловязкие (1,42-1,59 мПа*с), с низким содержанием серы (0,09-0,11%) и смолисто-асфальтеновой составляющей (3,07-3,59%), высокопарафинистые (7,91-8,97%).

Библиографический список:

1. Игнатова С.А. Клеточные технологии в растениеводстве, генетике и селекции возделываемых растений: задачи, возможности, разработки систем *in vitro*: монография. Одесса: Астропринт, 2011. 221 с. Ignatova S.A. Cell technologies in plant growing, genetic and breeding of crops: problems, possibilities, development of *in vitro* systems: monograph. Odessa: Astroprint, 2011. 221 p. (in Russian).
2. Прищепка О. М. Новые подходы к выделению зон нефтегазонакопления/Теория и практика нефтегеологического районирования: сб.статей. – СПб: ВНИГРИ, 2008. – С.77-99.
3. Вахнин М. Г. Перспективы нефтегазоносности Малоземельско-Колгуевского нефтегазоносного района и его шельфового продолжения/Вестник ИГ Коми КЦ УрО РАН: сб.статей. – Сыктывкар, 2014. – С.28-31.

УДК 553.98.045

Гидрогеологические закономерности размещения залежей углеводородов

Овчарова Т.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Процессы нефтегазообразования, нефтегазонакопления, миграции и сохранности залежей углеводородов тесно связаны с палеогидрогеологической историей развития нефтегазоносных бассейнов, поэтому выявление гидрогеологических закономерностей размещения залежей углеводородов является актуальной задачей гидрогеологии. Гидрогеологическое изучение Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции началось с 30-х годов прошлого столетия и проводилось в связи с разведкой и освоением нефтяных, газовых и угольных месторождений.

В 1970 г. коллективом геологов и гидрогеологов была выпущена монография Гидрогеология СССР, в томе XLII которой впервые обобщены материалы по гидрогеологии и инженерной геологии обширной территории, расположенной на территории Крайнего Северо-Востока Европейской части СССР. В монографии приведены сведения о геологическом строении территории, дано гидрогеологическое районирование, рассмотрены условия распределения по площади и по глубине седиментационных вод различного химического, газового состава и степени минерализации. Составлены гидрогеологические карты для Коми АССР и Ненецкий нац. округа Архангельской области РСФСР с указанием границ распространения водоносных комплексов, артезианских бассейнов, подземных вод различного химического состава. По гидрохимическим условиям выделены четыре зоны распространения подземных вод – пресные, солоноватые, соленые и рассолы. В 2001 году результаты изучения водных геофлюидальных систем Тимано-Печорской провинции были изложены в монографии С. А. Данилевского «Геофлюидальные системы ТПП». При написании данной статьи автором использованы данные результатов гидрогеологических исследований ООО «ТП НИЦ». В работе решались следующие задачи: построение гидрогеологических разрезов, анализ гидрогеологических критериев нефтегазоносности и сохранности недр, установление гидрогеологических закономерностей размещения залежей углеводородов [1]. В качестве рассматриваемых объектов выбраны Восточно-Джьерское и Восточно-Гердьельское месторождения Ижма-Печорской нефтегазоносной области и Ярегское месторождение Тиманской газоносной области.

В гидрогеологическом отношении рассматриваемые месторождения приурочены к Ижма-Печорскому артезианскому бассейну II порядка, расположенному в пределах Печорского

артезианского бассейна I порядка, выделенного в границах Тимано-Печорского сложного артезианского бассейна. Далее приводится характеристика выделенных водоносных комплексов.

Водоносный комплекс ордовикских и силурийских отложений (O-S) сложен преимущественно карбонатными породами: доломитами, известняками и мергелями. Вскрытая толщина в скв. 1-Гердзельская составляет 889 м. Воды комплекса напорные, трещинно-поровые и трещинно-карстовые, крепкие рассолы (минерализация 225 – 250 г/л) хлор-кальциевого типа хлоридного натриевого состава.

Достаточно информативная проба незначительно разбавленной пластовой воды получена в скв. 23-Джебольская (интервал 2020 – 2152 м, S_{1f1}). Это нейтральный (рН 6,0), очень жесткий (1537,9 мг-экв/л), крепкий рассол (минерализация 207,8 г/л) хлор-кальциевого типа, хлоридного натриевого состава. Содержание брома составляет 785 мг/л, йода – 8,9 мг/л. Коэффициент метаморфизации – 0,58; коэффициент сульфатности – 0,2. Пластовое давление достигает 30 МПа, пластовая температура до 60 °С.

Девонский ВК (D) сложен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Толщина 256 м. Воды комплекса напорные, порово-пластовые, крепкие рассолы (минерализация 225 – 250 г/л) хлор-кальциевого типа, хлоридного натриевого состава. Пластовое давление достигает 20 МПа, пластовая температура около 50 °С. Франский водоупорный горизонт (D_{3f}) представлен глинами с прослоями мергелей и глинистых известняков тиманского возраста. Толщина горизонта составляет 39 м. Горизонт осуществляет гидравлическую изоляцию нижележащих отложений и является региональной покрывкой.

Франско-турнейский водоносный горизонт (D_{3f} – C_{1t}) сложен известняками с прослоями мергелей и глинистых известняков. На Восточно-Гердзельской площади толщина горизонта составляет около 900 м. Воды напорные, трещинно-поровые и трещинно-карстовые, по составу – рассолы различного состава. В нижней части распространены крепкие рассолы с минерализацией 175 – 200 г/л, хлор-кальциевого типа, хлоридного натриевого состава.

Водоносный комплекс визейско-нижнепермских карбонатных отложений (C₁ – P₁) представлен карбонатными отложениями, разделенные отдельными прослоями глин. Воды комплекса слабые рассолы (минерализация 100 – 150 г/л), трещинно-поровые и трещинно-карстовые по типу циркуляции. В целом, это нейтральные (рН 6,0 – 7,5) воды, хлор-кальциевого типа, хлоридного натриевого состава. Для них характерно нормальное значение метаморфизма (до 0,65) и коэффициентов сульфатности. Пластовое давление составляет 5 – 10 МПа, пластовая температура 15 – 20 °С. Артинско-уфимский водоупорный (регионально флюидоупорный) локально-водоносный горизонт в пределах участка сложен переслаивающимися темно-серыми глинами, алевролитами и известняками с подчиненной ролью сульфатов. Толщина горизонта около 60 м. В целом, это нейтральные (рН 6,0-7,5) слабые рассолы с минерализацией 75-100 г/л. Коэффициенты метаморфизма и сульфатности составляют соответственно 0,72-0,78 и 0,58-1,85. Пластовое давление составляет 5-10 МПа, пластовая температура 15-20°С.

Уфимско-вятский водоносный горизонт представлен не в полном объеме, включает ниже- и среднепермские отложения, сложен терригенными пестроцветными породами с прослоями и включениями карбонатов. Они вмещают высоконапорные пластово-трещинные и трещинно-пластовые воды на глубинах от 150 до 600 м [1]. Скважины, вскрывшие водоносные породы в интервале глубин 150-650 м, фонтанируют с дебитом самоизлива от 691 до 1000 м³/сут. Глубина залегания кровли комплекса от 147 до 174 м. Толщина 220 – 250 м.

Подземные воды горизонта хлоридно-кальциевого типа, хлоридного натриевого состава с минерализацией от 12 г/л на глубине свыше 150 м до 50 – 59 г/л, в интервале глубин 380 – 660 м. Для этих вод характерно нормальное значений коэффициентов метаморфизма (0,64 – в скв. 11-Северо-Савиноборская при средних (фоновых) для комплекса 0,6 – 1,65) и снижение значений коэффициента сульфатности до 0,04 – 0,056 (при фоновых 0,25). Появление этих значений обусловлено вертикальной миграцией подземных вод. Пластовое давление менее 5 МПа, пластовая температура ниже 15 °С.

В результате исследования гидрогеологических условий Ижма-Печорской впадины и анализируя построенные гидрогеологические разрезы, можно установить следующие закономерности (Рис. 1).

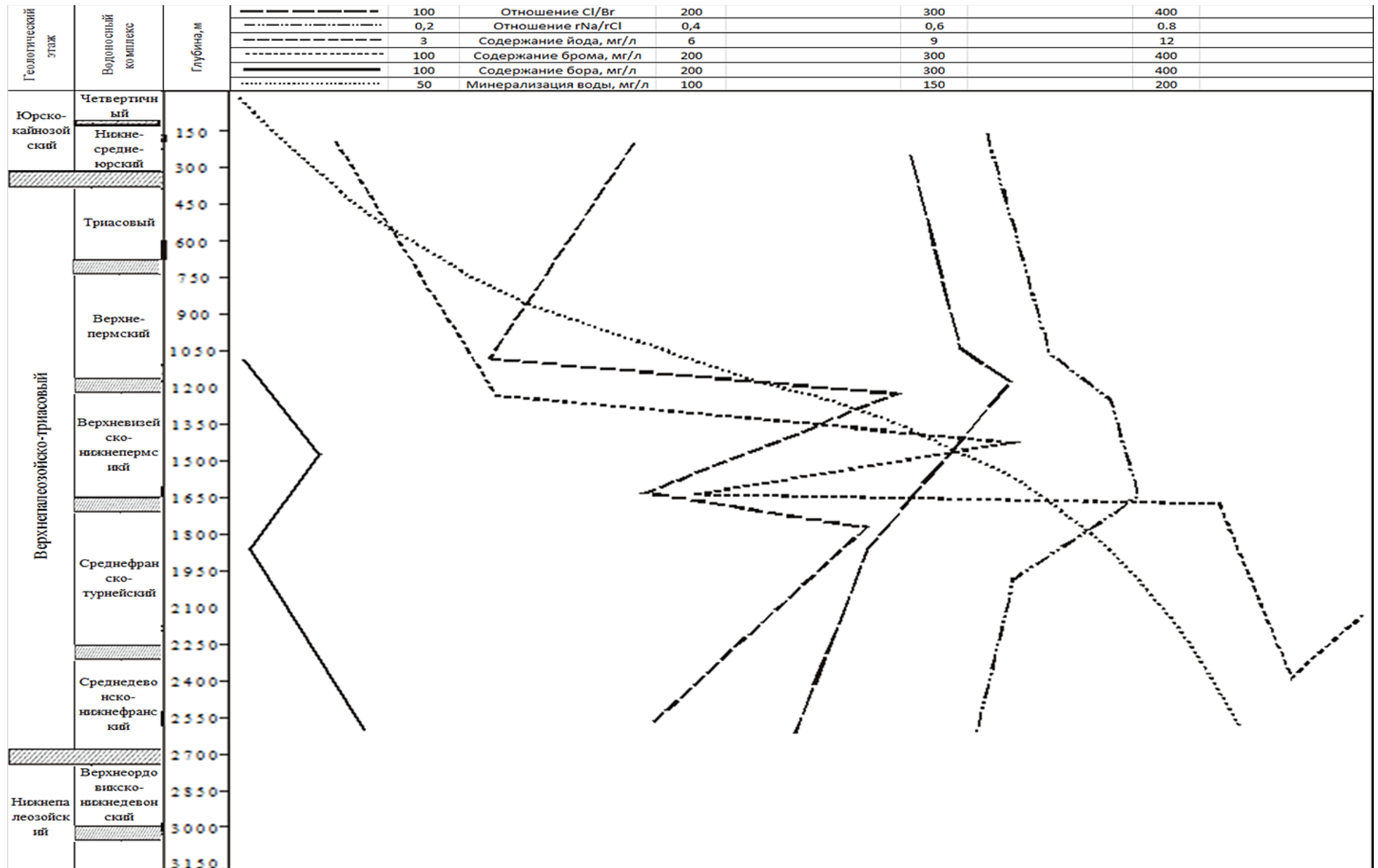


Рисунок 1 - Гидрогеологический разрез

На территории Ижма-Печорской впадины на всех этапах геологического времени создавалась благоприятную обстановку для формирования и сохранения образовавшихся залежей УВ. Это подтверждается протяженностью элизионных этапов по сравнению с инфильтрационными. Здесь развиты высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа, бром содержится в средних количествах, йод в повышенных, хлор бромный коэффициент (Cl/Br) - низкий, значения бромного градиента (Br*100/H)-высокие. В составе растворенных газов преобладает метан.

Библиографический список:

1. Сенин С. В. Оценка условий формирования и сохранности залежей углеводородов в Коротаихинской и Косью-Роговской впадинах / С. В. Сенин, Т. А. Овчарова, И. А. Маракова // Рассохинские чтения: межрегиональный семинар Ухта, 2-3 фев. 2017: материалы семинара – Ухта: УГТУ, 2017.- с.119 -123.

УДК 550.834.05

Кинематическая обработка сейсморазведочных данных при наличии поверхностных неоднородностей

Половников С.С., Шабалин С.В.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Аннотация:

При обработке сейсморазведочных материалов в районах распространения многолетнемерзлых пород необходимо учитывать влияние неоднородностей в верхней части разреза. Недооценка искажающего влияния данного фактора сказывается на корректности структурных построений. В статье показан результат переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2D с целью уточнения структурного плана малоамплитудного поднятия с установленной газовой залежью и расположенного в акватории Обской губы. Граф обработки оптимизирован для расчета длиннопериодной статики, подавления помех различного рода, повышения временной разрешенности записи. По результатам интерпретации создана уточненная геологическая модель структуры для выполнения последующих работ по оценке запасов углеводородов.

Ключевые слова: сейсморазведка, кинематическая обработка, интерпретация, длиннопериодная статика, структурные построения.

В данной работе рассмотрены результаты переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных с целью изучения малоамплитудного поднятия для района со сложными приповерхностными условиями (акватория Обской губы).

На рассматриваемой площади в 2000 г. были выполнены профильные сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ 2D) по сетке профилей 2x3 км. Сейсморазведочные данные были обработаны и проинтерпретированы. В целевом интервале продуктивных сеноманских отложений отчетливо наблюдались аномалии волнового поля, являющиеся косвенным признаком наличия газовых залежей. Был сделан прогноз о возможном наличии в сеномане газовой залежи сводового типа. Для подтверждения газоносности сеномана и оценки параметров продуктивного разреза рекомендовано заложение скважины в купольной части структуры.

В 2003 г. скважина была пробурена. Был произведен отбор керна, выполнен комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), проведено испытание сеноманских отложений. По материалам ГИС во вскрытом разрезе было установлено газонасыщение коллекторов в кровельной части сеномана. При испытании скважины получен приток газа.

Продуктивные отложения представлены светло-серыми мелко- и тонкозернистыми кварцевыми песчаниками, с прослоями алевролитов и глин. Покрышкой залежи служит пачка глинистых пород в кровле сеноманских отложений. Залежь газа массивная, подстилается пластовой водой.

После бурения скважины в 2003 г. был выполнен оперативный подсчет запасов газа (ОПЗ). При этом переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных с целью получения обоснованной и надежной структурной основы для построения полноценной 3D геологической модели не проводилась. Структурная карта по кровле коллекторов построена методом схождения с использованием структурной карты по отражающему сейсмическому горизонту (ОГ) Γ_1' вблизи кровли сеноманских отложений и была откорректирована локально в месте бурения скважины (рисунок 1). Уровень газоводяного контакта (ГВК) был принят по материалам ГИС.

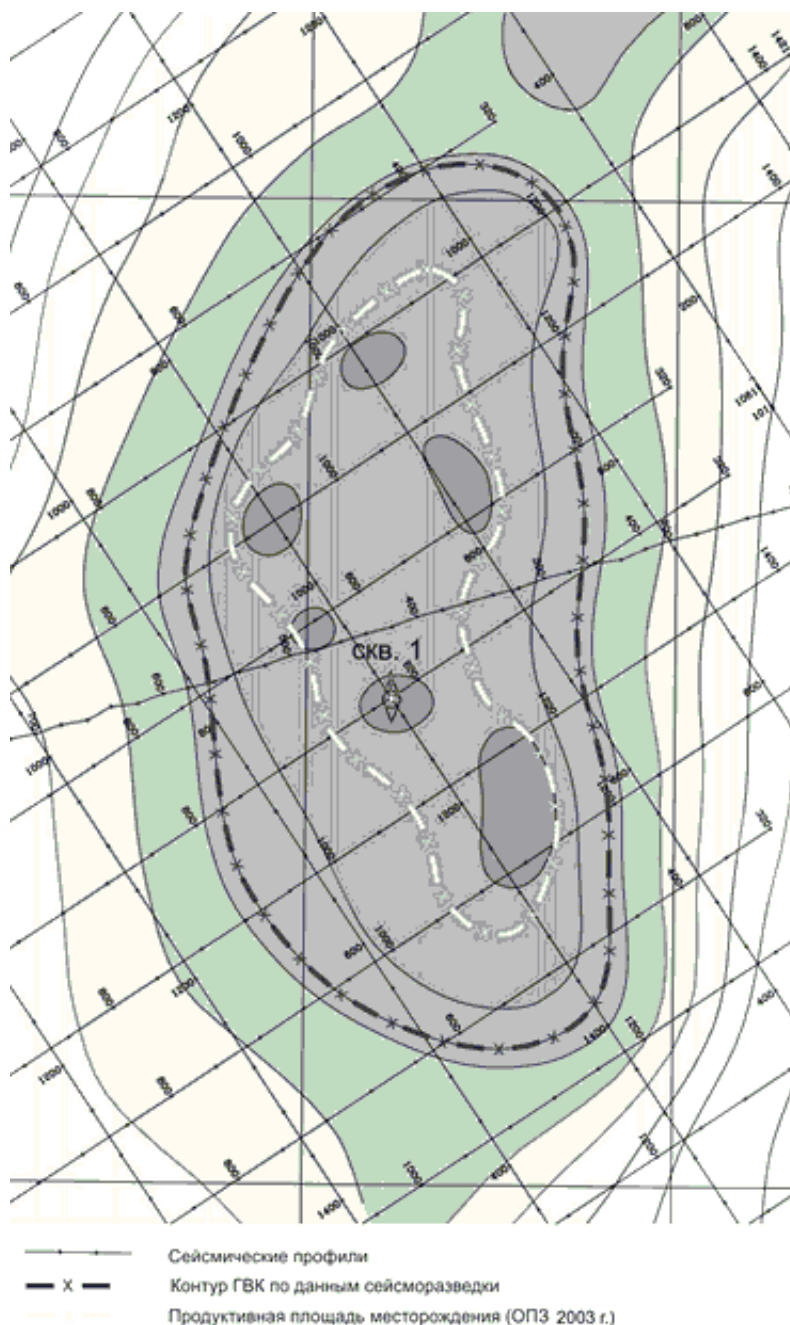


Рисунок 1 - Структурная карта по ОГ Γ_1' с контуром ГВК по результатам обработки 2001 г. и продуктивным контуром (ОПЗ 2003 г.)

Пересечение структурной карты по кровле залежи и уровня ГВК дает нам расчетный контур продуктивности. Из рисунка 1 видно, что он получился значительно меньше по площади, чем контур ГВК по сейсморазведочным данным. Требовалось получить корректную модель залежи с учетом всех искажающих факторов в верхней части разреза, что позволило бы только за счет изменения площади контура продуктивности значительно увеличить рассчитанный объем газонасыщенных пород.

Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных были выполнены филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в обрабатывающих комплексах ProMAX и Paradigm. Техническим заданием была предусмотрена переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведки МОГТ 2D объемом 250 пог. км сезона 2000 г. с учетом результатов бурения скважины и применением современного методического и аппаратного обеспечения.

Граф обработки включал в себя стандартные процедуры обработки сейсмического материала: ввод полевых данных, присвоение геометрии, редакция сейсмического материала, расчет и ввод априорной статики, вертикальное восстановление амплитуд сейсмической записи, поверхностно-согласованную коррекцию амплитуд сейсмической записи, подавление различного типа волн-помех, корректирующую фильтрацию, многоэтапное уточнение статики и скоростей суммирования, расчет и ввод длиннопериодной статики, мьютинг, подавление регулярного и нерегулярного шума по подборкам равных удалений, подготовку данных для выполнения миграционных преобразований, временную миграцию до суммирования, обработку после миграции.

Оптимальность и параметры процедур графа обработки определялись по результатам тестирования. При этом параметры выбирались таким образом, чтобы достичь максимально возможной временной разрешенности волнового поля и сохранить высоким соотношение сигнал/помеха в целевом интервале.

Основной упор при обработке данных был сделан на учет искажающего влияния аномалий в верхней части разреза (ВЧР). Геокриологические условия в районе проведения работ сложные. Непосредственно на площади месторождения мерзлые породы не обнаружены, но исследования показали, что все грунты испытали криогенные преобразования. Это приводит к появлению приповерхностных неоднородностей. Для учета длиннопериодной составляющей аномалий ВЧР, искажающей времена регистрации отраженных волн, был выполнен расчет длиннопериодных статических поправок по классической методике замещения верхнего неоднородного слоя на квазиоднородный и последующим пересчетом скоростных неоднородностей в статические поправки.

Переобработка данных позволила получить качественные временные разрезы с сохранением истинного соотношения амплитуд сейсмической записи, позволяющие выполнить детальное изучение по данным комплексного анализа сейсморазведочных работ 2D геологического строения продуктивных пластов сенманского газоносного комплекса (рисунок 2).

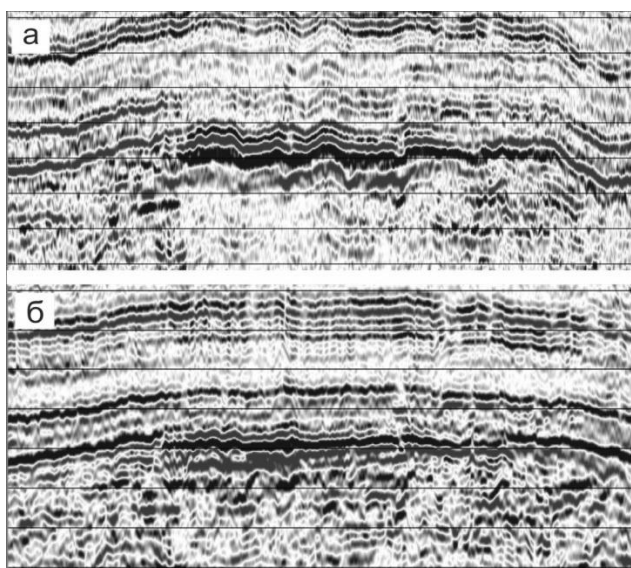


Рисунок 2 - Временной разрез после миграции по результатам обработки 2001 г. (а) и после переобработки ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 2021 г. (б)

После переобработки была проведена интерпретация сейсмических данных. Корреляция ОГ и трассирование тектонических нарушений выполнялись в ручном режиме. Большое внимание было уделено формированию скоростной модели среды, необходимой для трансформации изохронных поверхностей в структурные.

По результатам интерпретации создана уточненная геологическая модель структуры. Из рисунков 3 – 4 видно, что значительное изменение претерпел структурный план кровли газонасыщенных пород (ОГ Г₁[']). Площадь контура ГВК в итоге увеличилась в несколько раз. Изменение геометрических размеров структуры обусловило значительное увеличение объема газонасыщенных пород.

Таким образом, отказ от выполнения переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных с учетом результатов бурения скважины для уточнения геологической модели структуры привел к искажению морфологии ОГ и ошибкам при выполнении ОПЗ.

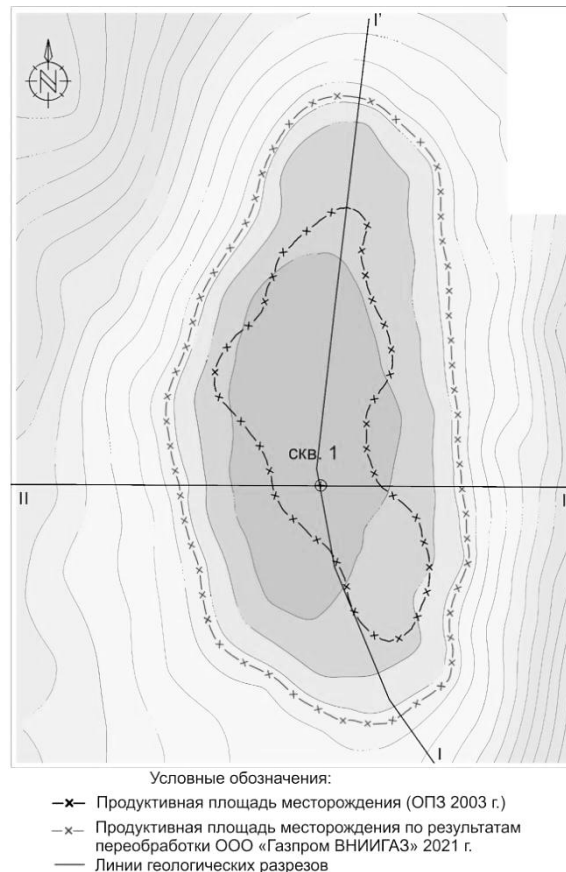


Рисунок 3 - Структурная карта по ОГ Г₁['] с контурами ГВК ОПЗ 2003 г. и по результатам переобработки 2021 г.

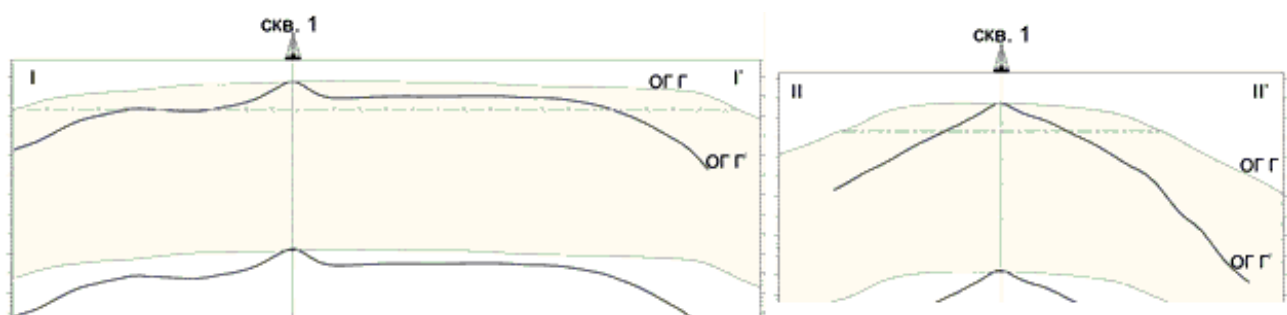


Рисунок 4 - Сравнение структурных поверхностей кровли и подошвы газонасыщенной толщи до переобработки (ОПЗ 2003 г.) и по результатам переобработки 2021 г. по линиям разрезов I-I' и II-II'

Библиографический список:

1. Шерифф Р., Гелдарт Обработка и интерпретация данных. М., “Мир”, 1987г.
2. Скоробогатов В.А., Фомичев В.А. Перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений Ямала и Гыдана. Геология нефти и газа. №2. М., “Недра”, 1988г.
3. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М, “Недра”, 1988г.

Анализ совокупных критериев нефтегазоносности для прогноза углеводородных ресурсов северного сегмента Урало-Монгольской складчатой системы

Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Демченко Н.П.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация:

Северная часть Урало-Монгольской складчатой системы, представляющая интерес с точки зрения поисков новых скоплений углеводородов, включает Западно-Уральскую область и Новоземельско-Пайхойскую надвиговую зону. Протяженность перспективных земель достигает одну тысячу км при ширине от 10 до 30 км. Территориально расположена в пределах континентальной части и арктического шельфа.

Анализ основных критериев нефтегазоносности рассматриваемой территории показывает на возможность открытия здесь крупных скоплений газа и газоконденсата.

Структурно-тектонические критерии.

Коллизионные процессы на Урале способствовали образованию складчато-надвиговых зон с крупными структурно-тектоническими ловушками под габбро-диабазовым козырьком северного и полярного Урала и во внутренних зонах Пайхой-Новоземельского краевого прогиба.

Литолого-фациальные критерии.

Нефтегазоносные комплексы формировались в условиях перикратонного опускания северо-восточной части Восточно-Европейской платформы. Здесь происходило преимущественно карбонатное осадконакопление вплоть до нижнеартинского времени нижней перми.

На границе континентального шельфа и глубоководного склона в достаточно длительном и устойчивом режиме формировались мощные толщи рифогенных отложений от силура до конца верхнего девона. Зона барьерных рифов (Лемвинский барьерный риф по Б.П. Богданову) протягивается вдоль северного Урала на юге от Верхнепечорской до Кортаихинской впадины на севере.

Геохимические критерии.

Рассматриваемая зона находилась в субдукционно-обдукционном режиме нефтегазообразования. Огромные массы осадков с высоким содержанием органического вещества накапливались на пассивной континентальной окраине в зоне перикратонного опускания и развития субдукционных процессов.

Ключевые слова: субдукция, коллизия, краевой прогиб, складчатая система, рифы, степень катагенеза.

Северная часть Урало-Монгольской складчатой системы, представляющая интерес с точки зрения поисков новых скоплений углеводородов, включает Западно-Уральскую область и Новоземельско-Пайхойскую надвиговую зону. Протяженность перспективных земель достигает одну тысячу км при ширине от 10 до 30 км. Территориально расположена в пределах континентальной части и арктического шельфа.

В основе формирования как северного сегмента так и в целом Урало-Монгольской складчатой системы, лежат процессы, связанные с тектоникой литосферных плит и, в частности, сближением и столкновением Восточно-Европейского континента с Сибирским.

Механизм этого столкновения и, в дальнейшем, последствия коллизионных процессов детально описаны в трудах Дедеева В. А. и Юдина В. В. и кратко сводится к следующему: в девонское время при сближении Восточно-Европейского континента с Сибирским океаническая кора Уральского палеокеана субсидирует под континентальную кору Сибирского континента. Этот процесс продолжается вплоть до конца верхней перми-триаса, когда происходит столкновение пассивной и активной окраин этих континентов и образование Уральской и Пайхой-Новоземельской складчатых систем.

Анализ основных критериев нефтегазоносности рассматриваемой территории показывает на возможность открытия здесь крупных скоплений газа и газоконденсата.

Структурно-тектонические критерии.

Коллизионные процессы на Урале способствовали образованию складчато-надвиговых зон с крупными структурно-тектоническими ловушками под габбро-диабазовым козырьком северного и полярного Урала и во внутренних зонах Пайхой-Новоземельского краевого прогиба (рис. 1).

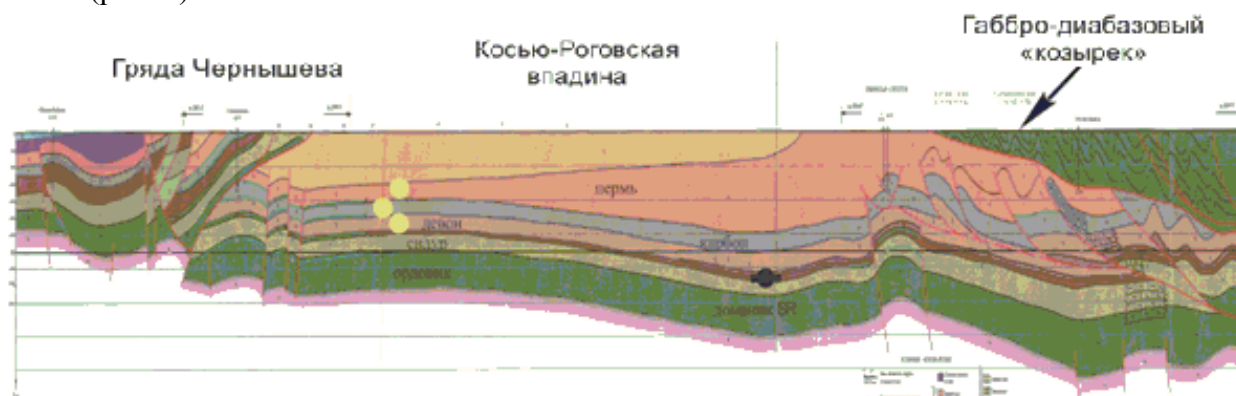


Рисунок 1 – Модель строения восточной поднадвиговой зоны осадочного чехла Предуральского прогиба (по данным ПГО «Печорагеофизика»)

В пределах западного склона северного и полярного Урала в осадочном чехле выделяются крупные сложно-построенные объекты, обособленные в структурно-тектонические зоны, скрытые под магматическими породами Уральского орогена, под так называемыми «габбро-диабазовым козырьком» (рис.2). К таким зонам с юга на север относятся: Печоро-Сыпучинская складчато-чешуйчатая зона, Восточно-Кырташорская складчато-надвиговая зона, восточно-Лемвинская складчато-покровная зона.

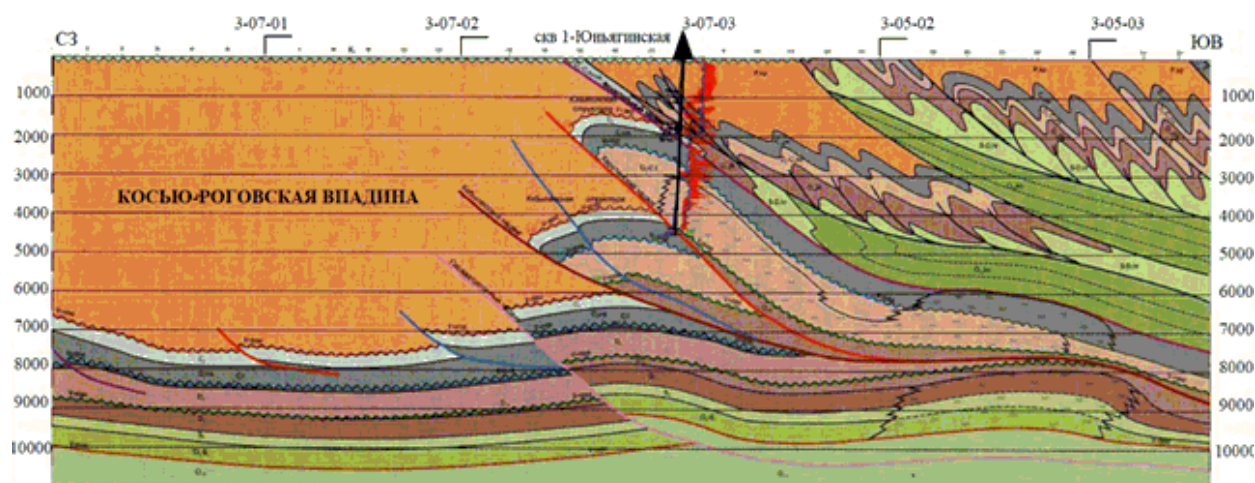


Рисунок 2 - Интерпретация фронтального надвига по комплексу данных бурения скв. № 1 – Юньяхинская и сейсморазведки (составила О. Л. Уткина, 2009 г.)

Следует отметить исключительную сложность картирования подобных объектов существующими геолого-геофизическими методами (рис.3).

Пайхойско-Новоземельская ветвь Урало-Монгольского пояса контролирует складчато-надвиговые образования во внутренней зоне осадочного чехла Кортаихинской впадины. В континентальной части к ней относится Вальягинско-Сабриягская складчато-надвиговая зона.

Литолого-фациальные критерии.

Нефтегазоносные комплексы формировались в условиях перикратонного опускания северо-восточной части Восточно-Европейской платформы. Здесь происходило преимущественно карбонатное осадконакопление вплоть до нижнеартинского времени нижней перми. В это время карбонатное осадконакопление сменилось накоплением огромных толщ терригенных молассовых отложений в четко обособленном Северопредуральском и Пайхой-Новоземельском краевых прогибах.

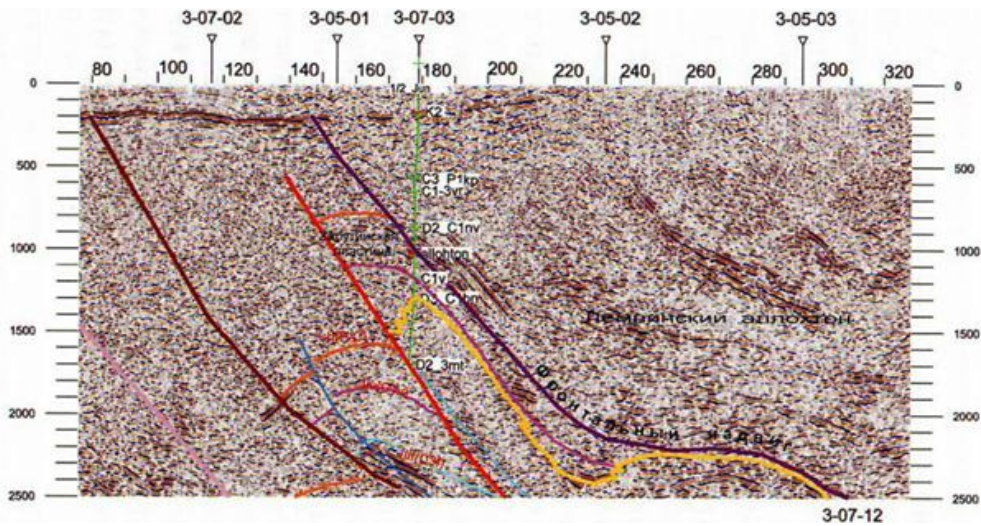


Рисунок 3 – Пример сложности сейсмического материала
(по данным ОАО «Севергеофизика»)

На границе континентального шельфа и глубоководного склона в достаточно длительном и устойчивом режиме формировались мощные толщи рифогенных отложений от силура до конца верхнего девона (рис.4).

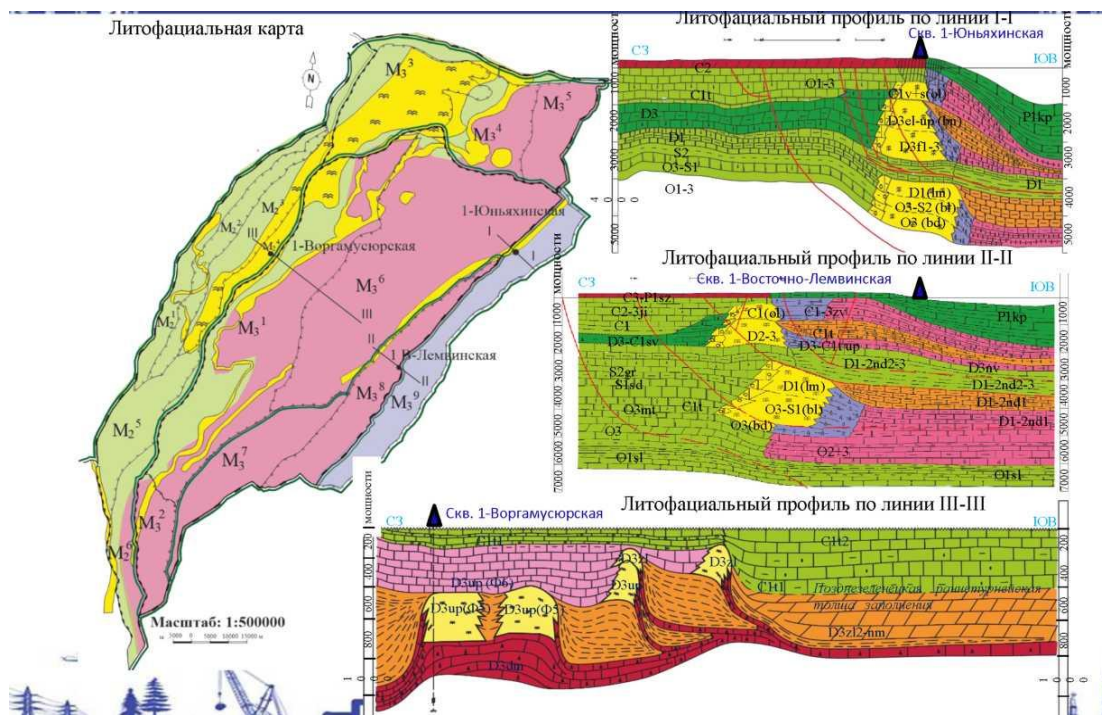


Рисунок 4 - Литолого-фациальная модель строения доманиково-турнейского НГК
(составила Сбитнева Я. С.)

Зона барьерных рифов (Лемвинский барьерный риф по Б. П. Богданову) протягивается вдоль северного Урала на юге от Верхнепечорской до Коротаихинской впадины на севере. Наличие рифогенной системы подтверждено данными бурения на Верхнегрубеюской и Юньяхинской площадях (рис.5).

Здесь они представлены биогермными, водорослевыми и оолитовыми известняками и доломитами, мощностью – 1298 м. (скв. 1-Юньяхинская). При опробовании в скважине № 1 – Юньяхинская притоков не получено. На Верхнегрубеюской - получены небольшие притоки газа. Сравнивая коллекторские свойства аналогичных рифогенных образований на платформенной части можно сделать вывод о влиянии жёсткого динамометаморфизма на формирование фильтрационно-емкостных свойств Западно-Уральской рифогенной системы. Рифогенные отложения уплотнялись (рис.6), находясь постоянно под возрастающим давлением вышележащих

пород при опускании и накоплении мощных толщ покрывающих рифы отложений. Орогенез в заключительной стадии на Урале с широким проявлением эндогенных и экзогенных процессов в непосредственной близости от главного Уральского разлома способствовал мраморизации карбонатных отложений и широким развитием вторичной трещиноватости.

Это с одной стороны, позволяет прогнозировать наличие трещинных коллекторов в карбонатных массивах, с другой - ставить под сомнение развития региональных покрывок карбонатного типа высокого качества.

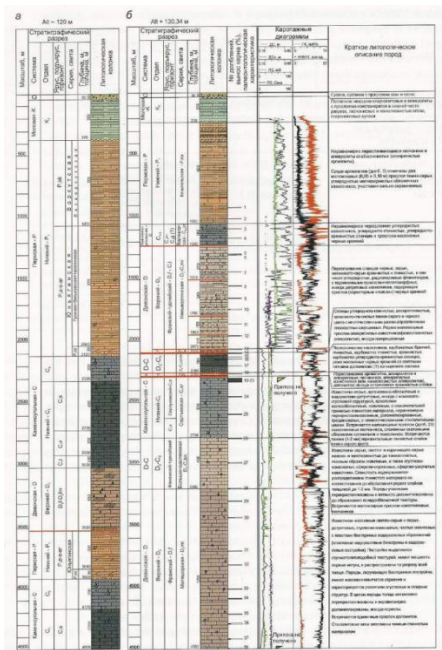


Рисунок 5 – Проектный и фактический литолого-стратиграфический разрезы по скв. № 1 Юньяхинская (по данным ООО «ТП НИЦ»)

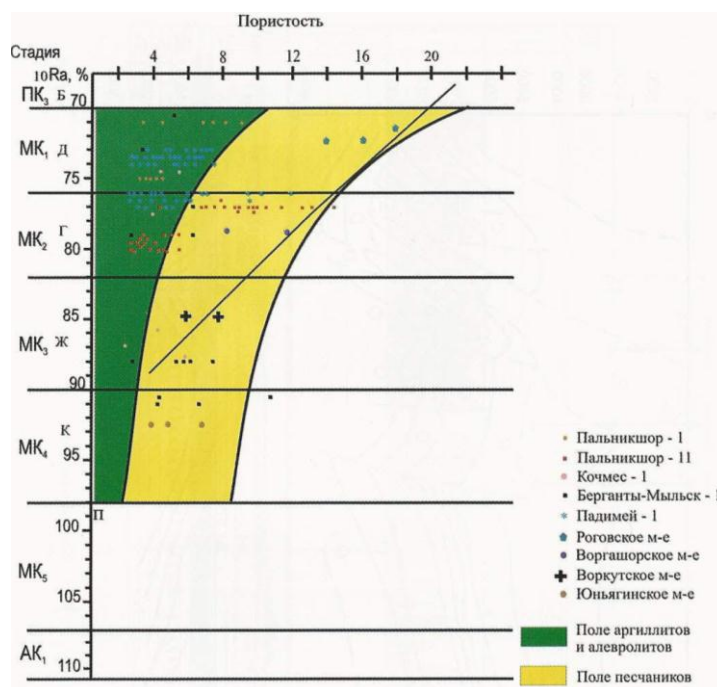


Рисунок 6 – Изменение пористости пород с катагенезом (по данным ООО «ТП НИЦ»)

И тем не менее, по имеющимся геолого-геофизическим материалам можно предполагать наличие покрывок с хорошими качествами: в нижней перми-карбоне - глинистых и гипсо-ангидритовых; в верхнем девоне – глинистых и карбонатно-глинистых; в нижнем девоне – ордовике-глинистых, карбонатно-глинистых и солевых.

Геохимические критерии.

Рассматриваемая зона находилась в субдукционно-обдукционном режиме нефтегазообразования. Огромные массы осадков с высоким содержанием органического вещества накапливались на пассивной континентальной окраине в зоне перикратонного опускания и развития субдукционных процессов.

$C_{орг}$ в органическом веществе в карбонатах силура-нижней перми составляет от 5 до 10 и более процентов.

Температурный режим соответствовал стадиям катагенеза МК3, МК4 или даже стадии АК, что позволяет прогнозировать в этой зоне наличие газовых и газоконденсатных углеводородов (рис. 7).

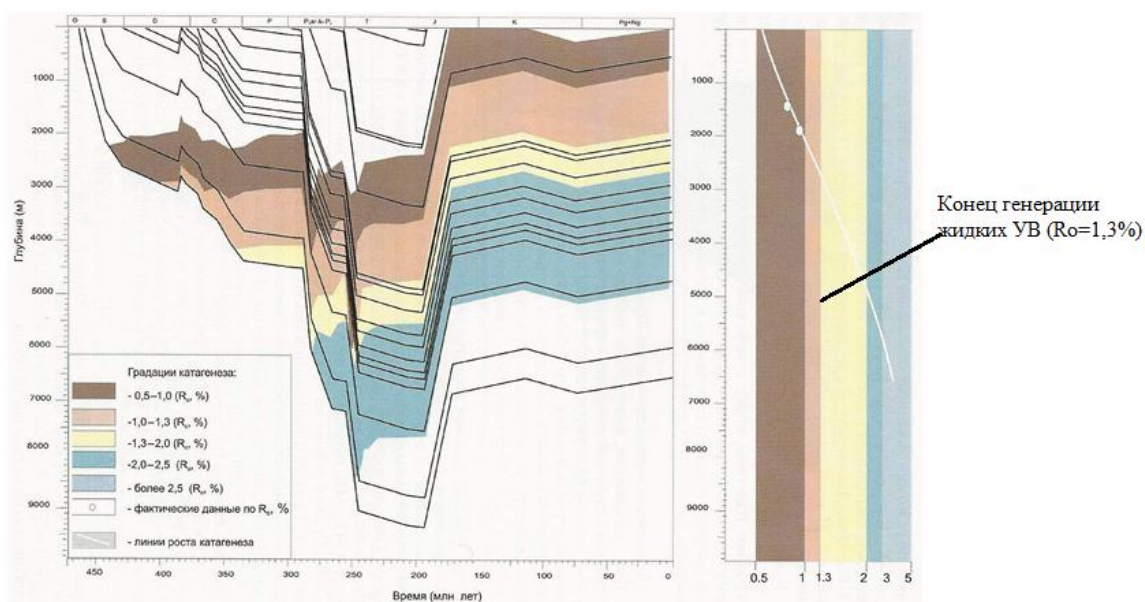


Рисунок 7 - Модель катагенетического разреза скважина 2-Лемва (по данным ООО «ТП НИЦ»)

Подобные зоны протягиваются вдоль всей Уральской складчатой области. Модели строения поднадвиговой части Западного склона Урала южнее северного сегмента определены на рисунках 8, 9.

За рубежом, такими зонами занимаются с 20х годов прошлого столетия. Показателен пример геологоразведочных работ в поясе надвигов Скалистых гор в США, которые долгое время геологи считали бесперспективными.

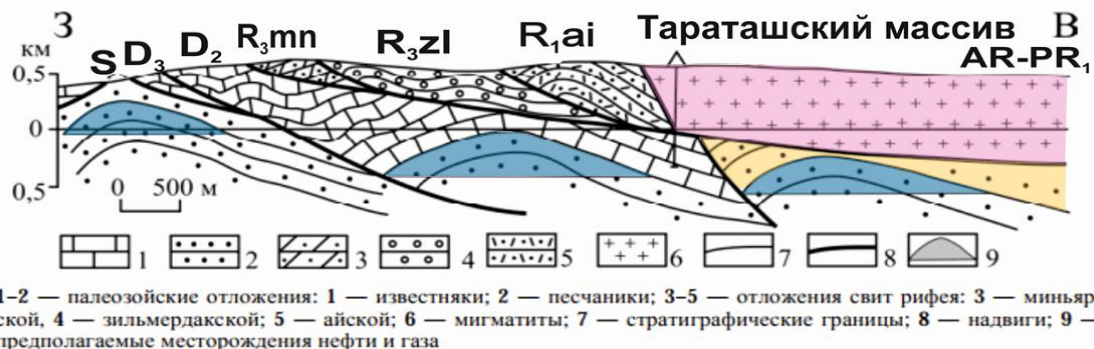


Рисунок 8 - Геологический разрез через Тараташский массив (по данным Ф.А. Пискунова и др., с дополнениями И.М. Фархутдинова)

С 1924 по 1975 г. здесь было пробурено более 500 «сухих» скважин и не сделано ни одного открытия. Лишь в 1975 г. на северо-востоке штата Юта в песчаниках и известняках юрского возраста было открыто месторождение Пайнвью с начальными извлекаемыми запасами нефти до 31 млн. т и газа 2,8 млрд. м3. Это и другие открытия послужили причиной активизации здесь разведочных работ, и после 5 лет интенсивных поисков, к 1980 г., в Надвиговом поясе было открыто уже 19 крупных месторождений нефти и газа, приуроченных к

мезозойским и палеозойским отложениям. Подсчеты запасов нефти показали, что они составляют 5 млрд. т. Открытия в Надвиговом поясе Скалистых гор стимулировали поиски нефти в Аппалачском поясе надвигов. Одним из первых в 1979 году было открыто месторождение в штате Западная Виргиния, в центральной части пояса надвигов с дебитом газа 275 тыс.м³/сут. из ордовикских отложений (глубина 2592-2594 м).

В настоящее время активно ведутся ГРП в зонах Кордильерского пояса надвигов (США, Канада, Венесуэла и др.).

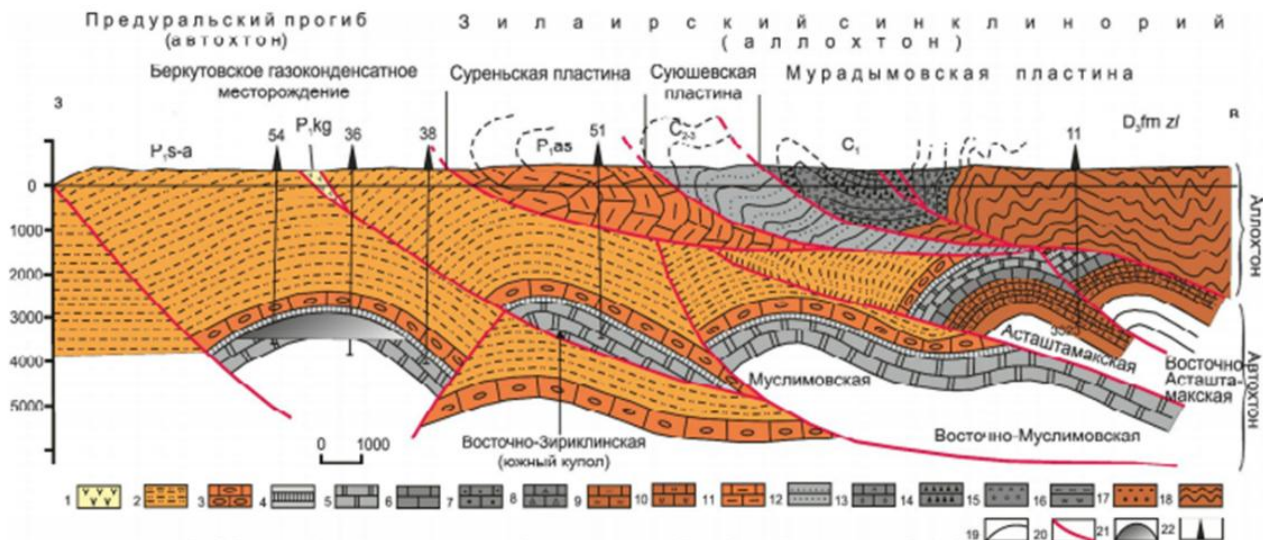


Рисунок 9 - Геологический разрез «Асташ» зоны сочленения Зилаирского синклинория Южного Урала с Предуральским прогибом (по Р.А. Исмагилову)

Это привело к открытию целого ряда крупных месторождений нефти и газа, в том числе: месторождения газа Каньон-Картен-Крик с разведанными запасами больше 150 млрд. м³ (США), нефтяное месторождение Эль-Фурриаль с извлекаемыми запасами 270 млн.т. (Венесуэла).

В Китае значительно активизировались ГРП на нефть и газ в зонах региональных надвигов Восточного Тянь-Шаня, что привело к открытию ряда газовых и нефтяных месторождений (Ордокий и Джурнганский СБ).

Выводы:

Северный сегмент Урало-Монгольской складчатой системы имеет значительный потенциал по открытию новых крупных скоплений газа и газоконденсата по следующим основаниям:

- наличие крупных структурно-тектонических ловушек в палеозое;
- мощный нефтегазогенерационный потенциал и благоприятные термобарические условия для генерации газа и газоконденсата;
- широкое развитие коллекторов со вторичной трещиноватостью. Наличие глинистых, глинисто-карбонатных галогенных покрышек;
- по степени перспективности и очерёдности следует рассматривать последовательно: в первую очередь – визейско-нижнепермский, затем доманиково-турнейский и наконец силурийско-нижнедевонский комплексы.

Библиографический список:

1. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 7–18. // Геология нефти и газа. - 2021. - № 1. - С. 7-18.
2. Данилов В.Н. Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 57–72. .
3. Костюченко С. Л. Морозов А. ф., Кременецкий А. А. Тиман-Урало-Пайхойская коллизионная область: строение, эволюция, геодинамика. Результаты комплексных геолого-геофизических исследований. – М.: Геокат-ГЕОС (Роснедра, ГФУП «ВНИИГеофизика, ФГУП ИМГРЭ, ГЕОКАРТ), 2012. – 210 с.

Геохимический мониторинг нефтей в процессе разработки многопластовой залежи

Садманова М.В.; Ермоловский А.В., Невестенко М.А.,
Тарасова Ю.С., Зубарева Е.В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Волгоград

Методы резервуарной геохимии активно применяются на сегодняшний день в различных сферах нефтегазодобывающей промышленности. Особенно эффективной себя показала технология «oil fingerprinting», широко используемая не только на различных этапах геологических работ (при разведке, разработке и эксплуатации месторождений [1]), но также и при проведении экологического контроля работы скважин [2], поиске источников разлива нефти [3].

В основе технологии «отпечатков пальцев» лежит детальный анализ состава флюидов, получаемого методами хроматографии и хромато-масс-спектрометрии [4]. Зная состав и содержание индивидуальных углеводородных компонентов, возможно проводить сравнение флюидов на молекулярном уровне, что позволяет делать выводы о строении резервуаров, сложных многопластовых систем.

В данной работе представлены результаты исследований, проведенных в рамках геохимического мониторинга состава нефтей из скважин месторождения в акватории Каспийского моря с применением технологии «oil fingerprinting». Мониторинг проводился в период с 2016 по 2020 г. с целью уточнения геологической модели месторождения и оптимизации процессов разработки.

Детальный анализ индивидуального состава нефтей проводился методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Молекулярный анализ легкокипящих бензиновых фракций осуществлялся с использованием приборного комплекса TRACE™ GC Ultra фирмы Thermo Fisher Scientific. Разделение углеводородов проводилось на капиллярной колонке TR-1 длиной 100 м. Хроматографирование велось в режиме линейного программирования температуры: начало 40 °С, скорость подъема температуры 1 °С/мин., конец программы 110 °С. Молекулярный анализ бензиновых фракций включал определение содержания более 150 индивидуальных углеводородов, позволяющих осуществлять мониторинг молекулярного состава нефтей в процессе эксплуатации месторождения.

Исследование полициклических биомаркеров нефтей осуществлялось на приборе фирмы Hewlett-Packard HP-5973 с использованием системы компьютерной обработки данных в режиме SIM с записью ионов с m/z 217, 218 – для стеранов и с m/z 191, 177 – для терпанов. Разделение углеводородов проводилось на капиллярной колонке длиной 30 м с силиконовой фазой. Хроматографирование велось в режиме линейного программирования температуры: начало 70 °С, скорость подъема температуры 4 °С/мин., конец программы 300 °С. Все спектры сняты при энергии ионизации 70 эВ и температуре в камере ионизации 230 °С. Методом хромато-масс-спектрометрии определялось соотношение содержаний полициклических биомаркеров (Ts/Tm ; K_1 ; K_2 ; три/пента; диа/рег; C_{35}/C_{34} и др.).

Изменения в составе нефтей контролировали путем сравнения содержания индивидуальных углеводородов.

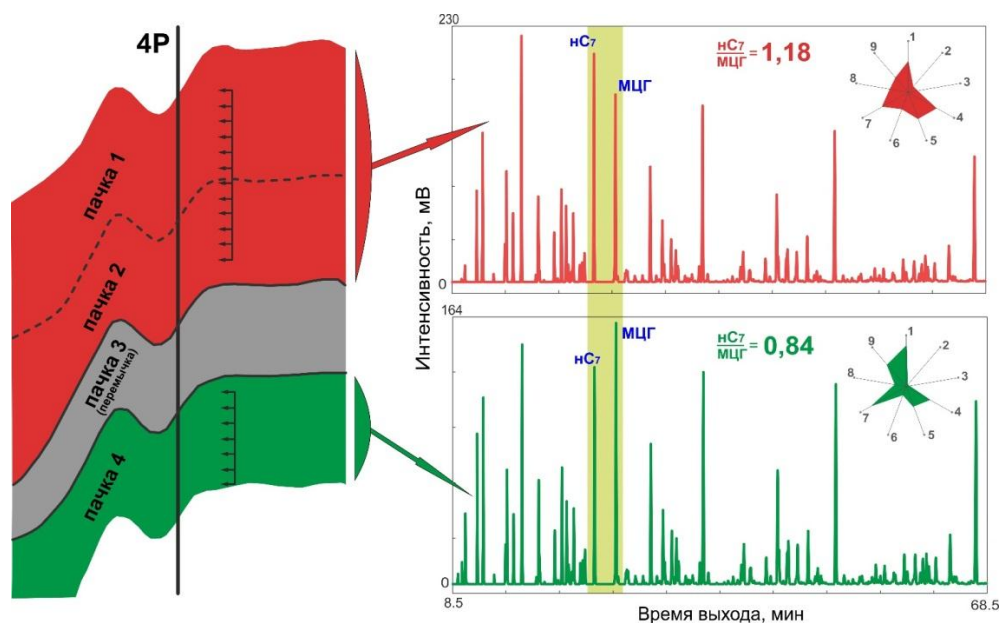
В ходе поисково-разведочного бурения на месторождении в акватории Каспийского моря с помощью геохимического анализа и технологии «oil fingerprinting» были получены данные, свидетельствующие о наличии в одной из продуктивных залежей двух флюидально не связанных пластов, разделенных глинистой перемычкой (рис. 1).

При сравнении флюидов из разных пластов было рассмотрено девять коэффициентов (соотношений индивидуальных соединений бензиновых фракций). Особо четко различия прослеживались в соотношении двух индивидуальных углеводородов н-гептана к метилциклогексану ($nC_7/mцг$) [5].

На основании исследований селективно отобранных проб из разведочной скважины 4Р были определены граничные значения коэффициента: 1,18 для нефтей (1+2) пачек и 0,84 – 4 пачки. Эти

значения послужили дополнительным доказательством разобщённости нефтенасыщенных пластов, а также позволили произвести расчет доли вклада каждого из них в совместно добываемую продукцию. Полученные данные отслеживались с помощью постоянного мониторинга с 2016 по 2020 г. Это позволило наблюдать за работой разобценных пачек в процессе разработки месторождения (табл. 1).

В дальнейшем в процессе эксплуатационного бурения на месторождении геохимический мониторинг проводился для нефтей из скважин как 1 куста – 17, 4 (ОС и БС), 5, 4Н, 5Н, 6 (ОС и БС), 7 (ОС и БС), 8 (ОС и БС), так и 2 куста – 7Н, 9 (ОС и БС), 10, 20, 11 (ОС и БС), 12 (ОС и БС), 13 (ОС и БС), 14 (рис. 2).



- 1 – метилциклопентан/бензол, 2 – 3-метилгексан/циклогексан, 3 – 2-метилгексан/циклогексан,
 4 – бензол/m-1,2-диметилпентан, 5 – (этилбензол/сумма ксилолов)*10,
 6 – н-гептан/метилциклогексан, 7 – метилциклогексан/толуол, 8 – 3-метилоктан/этилбензол,
 9 – 4-метилгептан/ ц-1,3-диметилциклогексан

Рисунок 1 – Различия молекулярного состава нефтей, полученных селективно из двух изолированных пачек в скважине 4P

Таблица 1 – Расчет содержания нефтей из разных пачек по результатам анализа бензиновой фракции нефтей НК-180 °С методом газожидкостной хроматографии

Номер скважины	Дата отбора пробы	nC ₇ /mC ₇	Содержание нефтей	
			(1+2) пачек	4 пачки
4P 1391-1418 м	08.06	1,18	100	0
4P 1429-1441 м	08.06	0,84	0	100
17	24.11.2017	0,95	32	68
	01.10.2018	1,03	56	44
	16.01.2019	1,04	59	41
	09.02.2019	1,06	65	35
	27.10.2019	0,94	29	71
	05.12.2019	1,07	68	32
	02.06.2020	1,05	62	38
4 (ОС)	09.09.2020	1,03	56	44
	18.07.2018	0,88	12	88
4 (ОС)	27.01.2020	0,88	12	88
	31.05.2017	1,11	79	21
4 (ОС+БС)	05.12.2019	0,88	12	88
	02.06.2020	0,85	3	97
	10.09.2020	0,95	32	68

Номер скважины	Дата отбора пробы	нС ₇ /мцг	Содержание нефтей	
			(1+2) пачек	4 пачки
4 (БС)	31.05.2017	1,14	88	12
	12.07.2018	1,11	79	21
	02.02.2020	1,15	91	9
5	30.11.2016	1,08	72	28
	09.02.2018	1,02	53	47
	07.09.2018	1,01	50	50
	09.02.2019	1,01	49	51
5Н	29.07.2017	1,22	100	0
	09.02.2018	1,23	100	0
4Н	04.12.2019	1,16	94	6
	06.12.2019	1,15	91	9
6 (ОС)	06.10.2016	1,14	88	12
	09.02.2018	1,07	68	32
	07.09.2018	1,10	76	24
	09.02.2019	1,09	74	26
6 (ОС+БС)	08.11.2019	1,09	74	26
	05.12.2019	1,10	76	24
	11.09.2020	1,09	74	26
8Р 1442,8-1458 м	12.08.2011	1,22	100	0
7 (ОС)	19.08.2016	1,18	100	0
	28.02.2017	1,16	94	6
	09.02.2019	1,15	91	9
7 (ОС+БС)	03.09.2019	1,12	82	18
	05.12.2019	1,15	91	9
	10.09.2020	1,14	88	12
7Н	09.02.2019	1,18	100	0
	07.03.2019	1,18	100	0

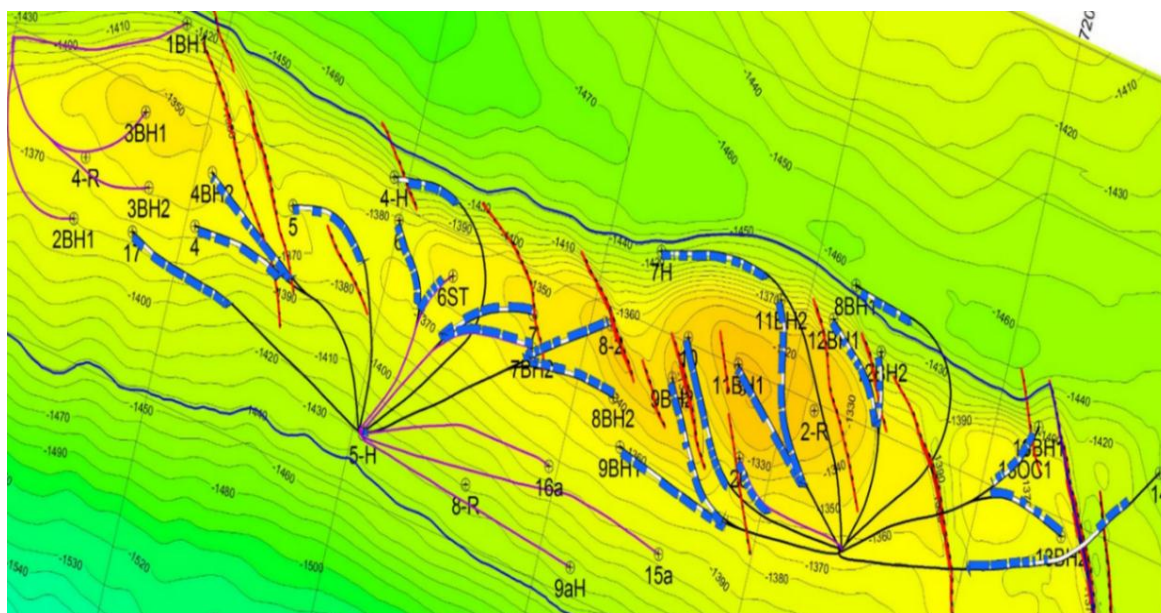


Рисунок 2 – Фрагмент структурной карты месторождения в акватории Каспийского моря

При анализе молекулярных характеристик нефтей исследуемая территория отчетливо разделяется на четыре блока: 1 – от скважины 4Р до 8 (БС), 2 – от 8 (ОС) – до 12 (БС), 3 – 13 (ОС+БС), 4 – 14 (рис. 3). Подобное деление прослеживается по значениям коэффициентов как в низко- (нС₇/мцг) и высококипящих (Тс/Тм) фракциях (рис. 4). При этом наблюдается последовательный рост геохимических показателей при переходе от блока 1 к блоку 4, значения показателей в каждом из блоков существенно отличаются.

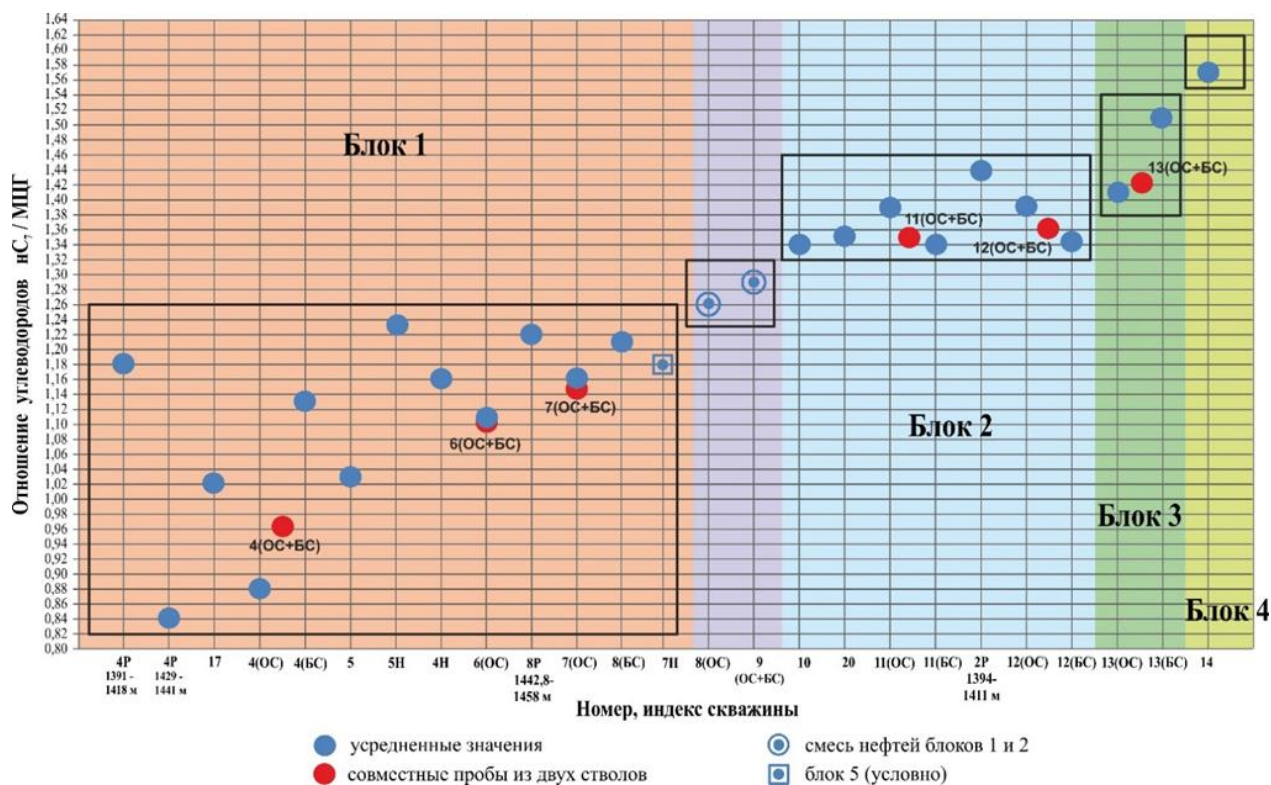


Рисунок 3 – Характеристика нефтей месторождения Северного Каспия по составу бензиновых фракций (nC_7/mC_6)

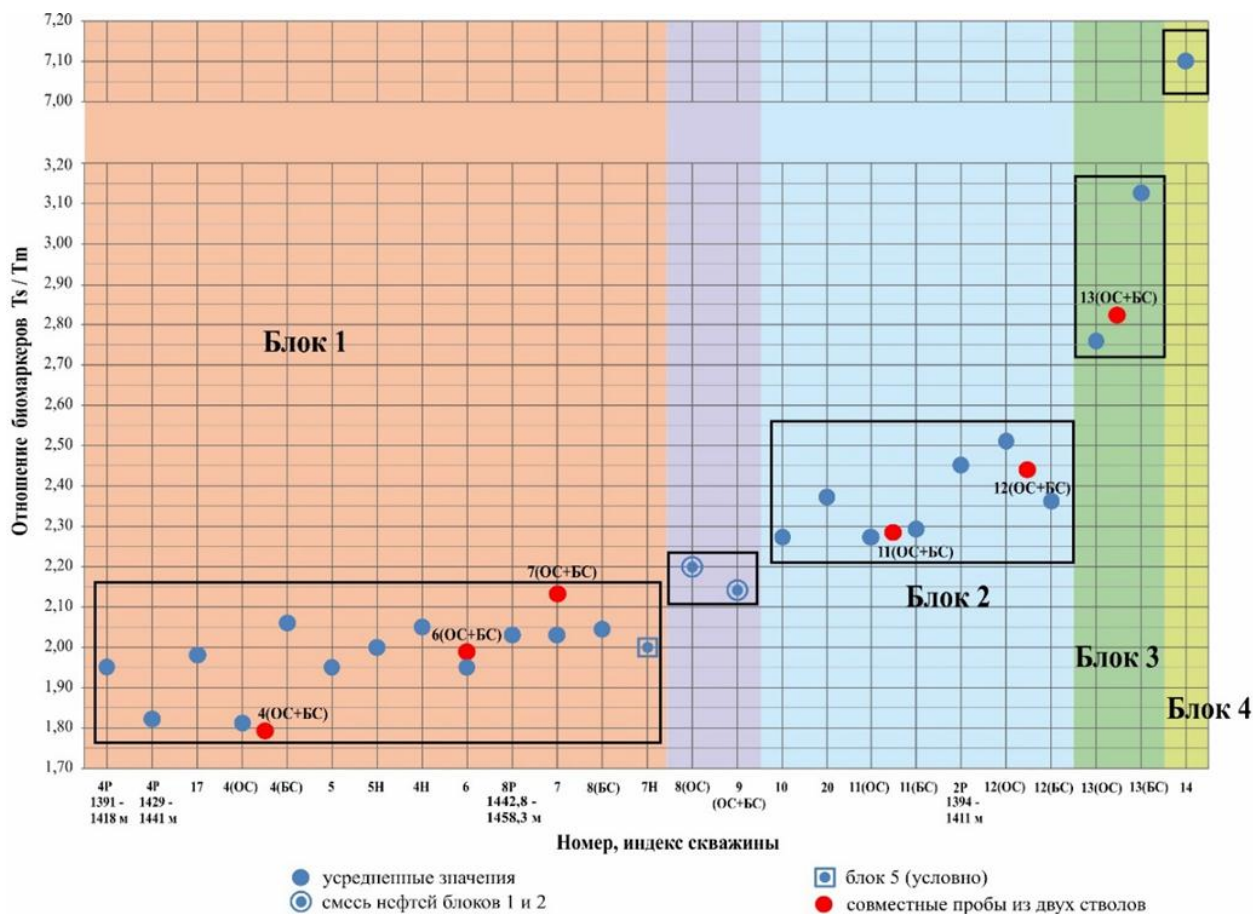


Рисунок 4 – Характеристика нефтей месторождения Северного Каспия по составу полициклических биомаркеров (T_s/T_m)

В нефтях блока 1 показатели нефтей колеблются в пределах граничных значений для нефтей (1+2) и 4 пачек.

В блоке 2 молекулярные характеристики нефтей отличаются. Значения коэффициента $nC_7/mцг$ нефтей из скважин 10, 20, 11 (ОС и БС) и 12 (ОС и БС) выше граничных значений для (1+2) пачки 1 куста ($nC_7/mцг = 1,34-1,44$). При этом, повышенные значения характерных коэффициентов наблюдались также при анализе высококипящей фракции, о чем наиболее наглядно свидетельствует коэффициент зрелости (соотношения полициклических биомаркеров) ($Ts/Tm = 2,27-2,51$).

Несмотря на то, что скважина 8 (ОС) относится к 1 кусту, нефти из нее имеют несколько отличные показатели. Значения коэффициентов занимают промежуточное положение ($nC_7/mцг = 1,26$; $Ts/Tm = 2,20$), в связи с чем можно сделать предположение о смешении нефтей из блоков 1 и 2 при добыче.

Подобное предположение можно сделать и для скважины 9 (ОС+БС) на основании молекулярных характеристик обобщенных проб, которые также занимают промежуточное положение.

Учитывая местоположение скважины 7Н, она, казалось бы, должна относиться к блоку 2. Однако полученные молекулярные характеристики нефтей из скважины по молекулярному составу отличны от нефтей этого блока. Кроме этого водонефтяной контакт на 13,5 м глубже, чем принятый для исследуемых отложений данного месторождения. Эти данные с большой вероятностью указывают на вскрытие скважиной 7Н другого блока (условно блок 5).

Результаты анализа нефтей из скважин 13 (ОС и БС) оказались неоднозначными. На основании сейсмических данных изначально предполагалось, что обе скважины должны иметь близкие по составу нефти. Однако пробы из скважин 13 (ОС) и 13 (БС) имеют разные значения коэффициентов и существенно отличаются друг от друга.

Бензиновые фракции нефтей из основного ствола скважины 13 схожи по характеристикам с бензиновыми фракциями нефтей из блока 2. Однако данное заключение не подтверждается анализом биомаркеров.

Принимая во внимание прохождение обоих стволов скважины через разлом, схожие геологические условия и сейсмические данные, было принято решение о выделении стволов скважин 13 (ОС и БС) в отдельный блок 3. В данный момент продолжаются исследования этих скважин для уточнения и подтверждения сделанных выводов.

Скважина 14, также проходящая через разлом, характеризуется самыми высокими показателями геохимических коэффициентов ($nC_7/mцг = 1,57$, $Ts/Tm = 7,10$), которые в значительной степени отличаются от нефтей других блоков. Учитывая вышесказанное, можно предположить наличие отдельного блока 4.

На основании отличий геохимических показателей нефтей из разных блоков можно сделать предположение о том, что углеводородные части залежей из них флюидално не связаны между собой.

Таким образом, в ходе выполнения работ по геохимическому мониторингу нефтей из скважин месторождения в акватории Каспийского моря в период с 2016 по 2020 г. были проведены исследования молекулярного состава более 160 проб. Был проведен детальный анализ геохимических коэффициентов, в результате которого сделаны выводы, уточняющие геологическую модель месторождения.

Главным выводом стало разделение исследуемой территории на 4 блока: 1 – от скважины 4Р до 8 (БС), 2 – от 8 (ОС) – до 12 (БС), 3 – 13 (ОС+БС), 4 – 14. При этом в наиболее крупном блоке 1 обнаружены разобщенные нефтенасыщенные пачки (1+2) и (4), разделенные глинистой перемычкой, и имеющие разные по составу нефти. Мониторинг этих нефтей во времени с применением технологии «oil fingerprinting» позволил следить за работой разобщенных пачек из блока 1 в процессе разработки месторождения.

Следует отметить, что с 2016 года для большинства скважин не отмечается значительных изменений молекулярного состава, что говорит о стабильной работе нефтяных систем при разработке залежей месторождения Каспийского моря.

Тем не менее, остается несколько неразрешенных вопросов, требующих дополнительных исследований, более того, на месторождении продолжают бурить новые скважины (западнее 1 куста). Все это указывает на необходимость дальнейшего проведения мониторинга нефтей на месторождении с целью уточнения геологической модели. В настоящий момент исследования продолжается.

Библиографический список:

1. Reservoir geochemistry: a link between reservoir geology and engineering? / S. Larter [et al] // SPE Reservoir Engineering. 1997. № 12. P. 12-17.
2. Анализ эффективности использования современных методов диагностики источников межколонных давлений в скважинах нефтяных и газовых месторождений / О.А. Горбачева [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4 (71). С. 66-73.
3. Сарсенбеков Н.Д., Барлыбаева Л.М., Досмухамбетов А.Д. Фингерпринтинг нефти при разработке морских проектов // Булатовские чтения. Сборник статей. Т. 2. 2021. С. 113-120.
4. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. 2007. № 2. С.81-89.
5. Применение методов резервуарной геохимии при оценке вклада в добываемую продукцию каждого из двух совместно эксплуатирующийся пластов, содержащих разные по молекулярному составу нефти / А.Я. Куклинский [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 1(349). – С. 39-43.

УДК 550.8.013

Геолого-геохимические факторы состава УВ флюидов на больших глубинах

Сенин С.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В Тимано-Печорском НГБ на больших глубинах (4,5 км и более) встречены залежи как нефтяного, так газоконденсатного или двухфазного состава.

На фоне закономерного возрастания по мере увеличения глубин газосодержания пластовых УВ систем отмечаются большие вариации этого показателя.

Так, например, в пределах Денисовского прогиба в доманиково-турнейском НГК газосодержание пластовых нефтей варьирует от 130 до 860 м³/т, причем залежь Верхнеамдермаельского месторождения согласно Государственному балансу считается газоконденсатной.

Для целей подсчета запасов и дальнейшего проектирования разработки месторождений УВ необходимо корректно диагностировать фазовую принадлежность залежей и оценивать их подсчетные и технологические параметры (плотность, пересчетный коэффициент, газосодержание, давление насыщения и т.д.).

В этой связи приобретают актуальность выяснение первопричин и разработка количественного инструмента прогноза вариаций состава и свойств пластовых нефтей.

Представляется, что вариации газосодержания пластовых углеводородных систем могут определяться рядом как первичных, так и вторичных природных факторов. К первичным факторам относятся процессы, действующие до момента образования залежей: особенности состава РОВ нефтегазоматеринской породы и генерируемых им УВ, стадии катагенеза и соответствующие уровни реализации генерационного потенциала РОВ. К вторичным факторам относятся процессы и явления, происходящие в залежный период существования УВ системы: надежность консервации залежи (зависящая в первую очередь от качества покрышек), процессы преобразования УВ (вторичный крекинг, биодеградация и др.).

Для выявления первичных и вторичных геолого-геохимических факторов, определяющих состав и газосодержание пластовых УВ систем, автором данной статьи построена трехмерная бассейновая модель доманиково-турнейского НГК Денисовского прогиба (программный пакет Petromod фирмы Schlumberger, академическая лицензия предоставлена ФГБОУ ВО «УГТУ»).

Для экономии машинного времени при наполнении модели принят ряд условных допущений:

- наличие одной нефтегазоматеринской толщи доманиково-верхнефранского возраста,

- наличие одного природного резервуара фаменского возраста, однородного по своим свойствам,
- наличие одной покрывки в основании нижнего карбона (изолирующие свойства покрывки не рассматривались).

При помощи стандартного набора алгоритмов реконструирована эволюция пластовых температур и катагенеза упомянутой нефтегазоматеринской толщи в ходе геологической истории.

Калибровка полученных расчетов выполнена по наблюдаемым современным пластовым температурам и определениям отражательной способности витринита по керну скважин.

С целью моделирования газосодержания пластовых нефтей проведена серия вычислительных экспериментов генерации УВ нефтематеринской толщей в нескольких вариантах с использованием различных кинетических спектров генерации и вторичного крекинга УВ (рис.1):

- 2-компонентного спектра генерации для РОВ II типа [4];
- 4-компонентного спектра генерации для девонского сланца Woodford [3];
- 4-компонентного спектра генерации для ухтинского доманика [1];
- с применением вторичного крекинга УВ в залежный период либо без него (спектр вторичного крекинга Waples, 2000).

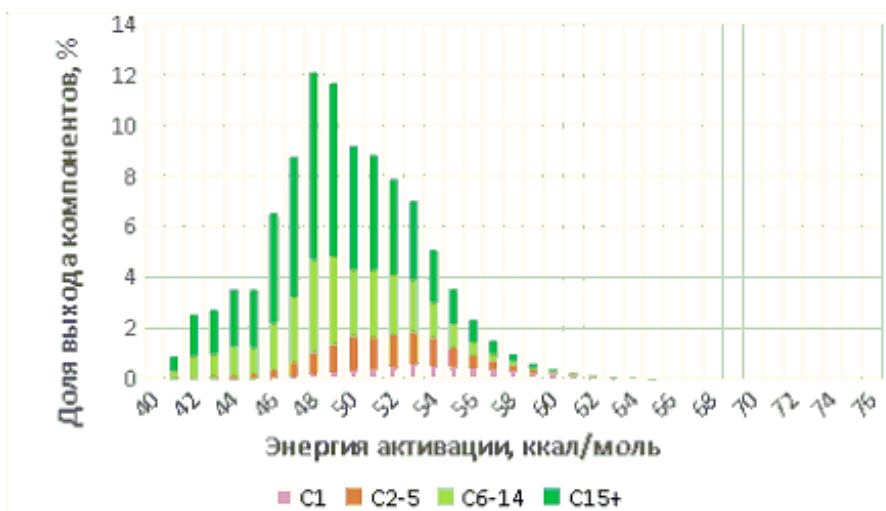


Рисунок 1 - Четырёхкомпонентный кинетический спектр преобразования РОВ доманика [1]

В результате проведенных вычислительных экспериментов получено несколько вариантов моделей расположения и состава залежей УВ Денисовского прогиба (рис.2).

По каждому расчетному скоплению (залежи) определены значения:

- состава УВ (согласно принятому спектру крекинга либо в двух-, либо в четырехкомпонентном виде, в последнем случае вычислены концентрации углеводородных фракций C₁, C₂₋₅, C₆₋₁₄, C₁₅₊);
- объемов и плотностей газовых и жидких УВ в пластовых и поверхностных условиях;
- газосодержания (GOR);

Количественные соотношения газовых и жидких УВ, накопившихся в той или иной залежи, определяются морфологией нефтегазосборных площадей.

Фазовый состав залежей оценивался на основе полученных значений состава УВ флюидов, аккумулировавшихся в залежи, и пластовых термобарических условий с использованием уравнения состояния многокомпонентных систем Пенга-Робинсона.

С целью адаптации выполненных моделей было проведено сопоставление полученных расчетных и эмпирически наблюдаемых параметров состава и свойств по отдельным залежам, наиболее хорошо охарактеризованным результатами лабораторного исследования глубинных проб УВ флюидов (Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское, им. Алабушина, Верхнемдермаёльское месторождения). Сравнивались величины газодержания пластовых УВ систем по стандартной сепарации в единицах м³/м³ (табл.1) и компонентные составы пластовых УВ смесей (табл.2).

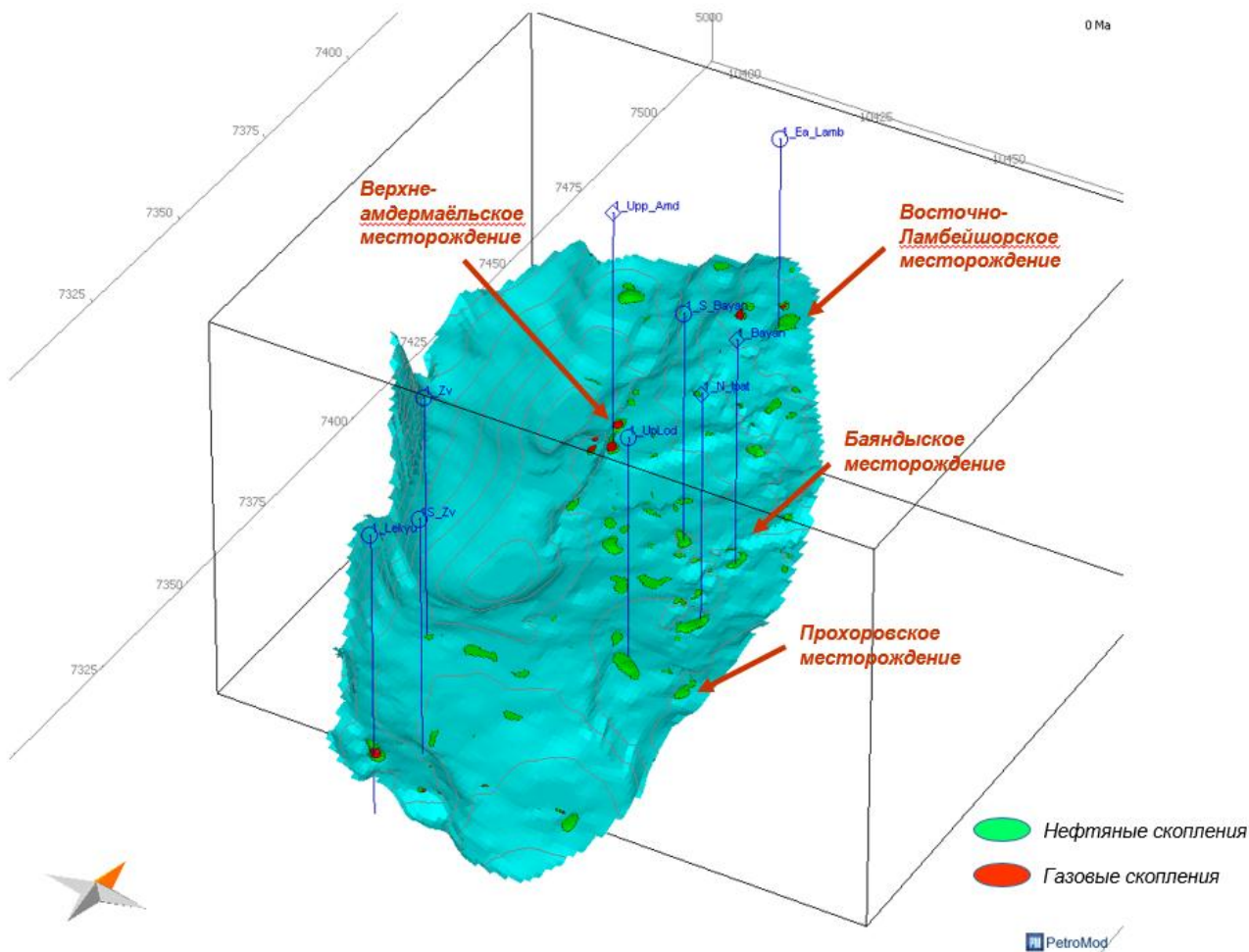


Рисунок 2 - Трехмерная генерационная модель залежей УВ доманиково-турнейского НГК Денисовского прогиба в варианте использования спектра [1]

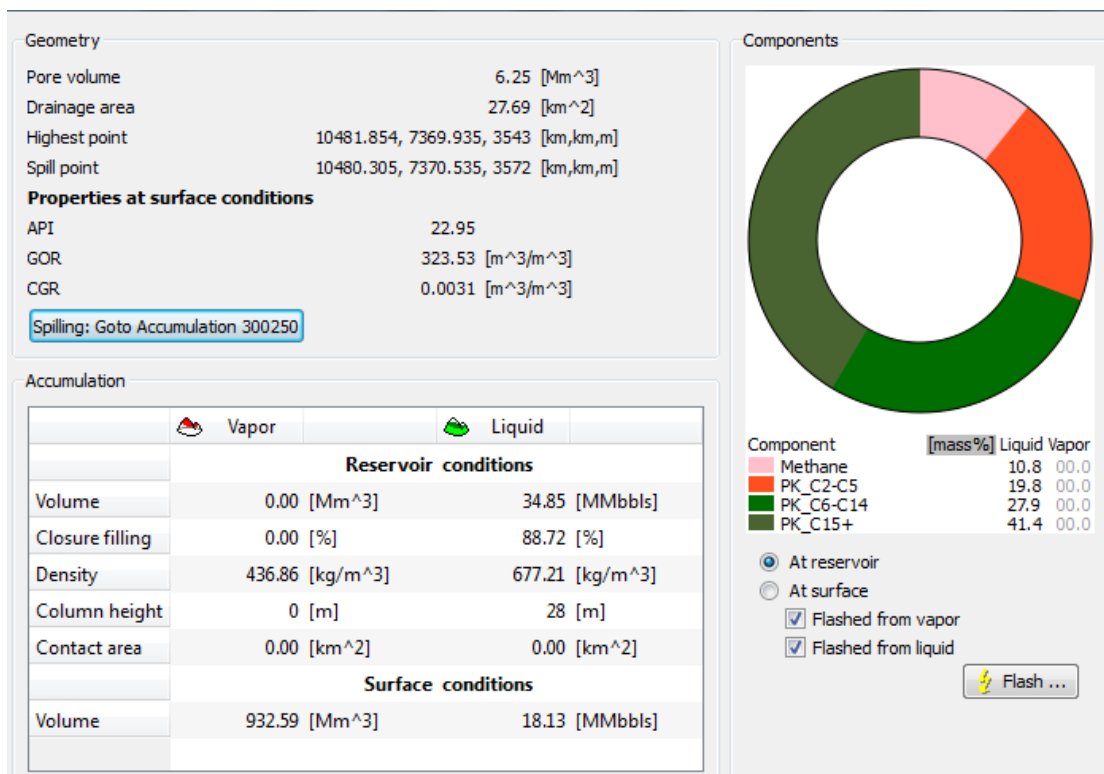


Рисунок 3 - Результаты расчета состава пластовой нефти Баяндыской площади с применением спектра [1]

Неуглеводородные компоненты, всегда присутствующие в природных пластовых смесях, в расчете участие пока не принимали, т. к. они характеризуются различным генезисом и на данный момент отсутствуют количественные алгоритмы, описывающие их накопление в залежах совместно с УВ. В то же время известно, что неуглеводородные соединения могут оказывать существенное влияние на агрегатное состояние залежи в пласте.

Таблица 1 - Сопоставление расчетных и эмпирических значений газосодержания пластовых нефтей (стандартная сепарация, м³/м³)

Месторождение	Эмпирическое значение газосодержания	Расчетное значение газосодержания (2-компон. спектр [4])	Расчетное значение газосодержания (4-компон. спектр [3])	Расчетное значение газосодержания (4-компон. спектр [1]) без крекинга / с крекингом
Восточно-Ламбейшорское	202	-	285	296 / 297
Верхне-амдермаёльское	690	1206	311	470 / 477
Баяндыское	224-440	50	273	322 / 323
Им.Алабушина	123	50	235	225 / 226
Сопоставимость результатов		плохая	удовлетворительная	хорошая

Таблица 2 - Сопоставление расчетных и эмпирических значений компонентного состава пластовых нефтей (4-компонентный спектр, [1])

Компоненты	Скв.1-Баяндыская, факт	Баяндыская площадь, расчет	Скв.2-Вх.Амдерма-ёльская, факт	Вх.Амдерма-ёльская площадь, расчет
C ₁ , %масс.	9,12	10,8	22,5	16,5
C ₂₋₅ , %масс.	8,77	19,8	13,7	19,0
C ₆₋₁₄ , %масс.	75,33	27,9	25,5	24,2
C ₁₅₊ , %масс.		41,4	24,1	40,3

Сопоставление результатов моделирования и эмпирических данных показало, что:

1. Использование 2-компонентного спектра керогена дает результаты, плохо согласующиеся с эмпирическими данными;

2. Использование 4-компонентных спектров керогена дает результаты, значительно лучше соответствующие с данными эмпирических определений состава пластовых нефтей; наилучшее приближение предсказуемо обнаруживается при расчетах с использованием спектра доманикового сланца [1].

3. Варианты расчетов с использованием вторичного крекинга УВ в залежный период или без него отличаются незначительно; по-видимому, вторичный крекинг в конкретных геологических условиях Денисовского прогиба практически не оказывает влияние на фазовый состав залежей.

4. Главным фактором, определяющим состав залежей на больших глубинах (применительно к геологическим условиям доманиково-турнейского НГК Денисовского прогиба) согласно результатам моделирования является специфика состава керогена доманиковой нефтегазоматеринской толщи и продуцируемых им УВ.

Таким образом, в результате проделанной работы стандартные алгоритмы бассейнового моделирования адаптированы для реальных геолого-геохимических условий доманиково-турнейского НГК Тимано-Печорского бассейна.

Показано, что в качестве инструмента прогноза газосодержания пластовых УВ систем и их фазового поведения с небольшими допущениями может быть использовано программное обеспечение для трехмерного бассейнового моделирования. Необходимым условием корректных расчетов является использование кинетических спектров, полученных для конкретных нефтегазоматеринских пород моделируемого региона.

Расчетным путем подтверждены ранее сделанные выводы о преимущественно нефтяном характере продуктивности доманиково-турнейского НГК Денисовского прогиба [2].

Библиографический список:

1. Астахов С.М. Физическое моделирование флюидообразования в нефтегазоматеринских породах и математическое моделирование нефтегазонакопления в осадочных бассейнах : диссертация ... доктора геолого-минералогических наук : 25.00.12. — Ростов-на-Дону, 2018. — 393 с.
2. Сенин С.В., Савельева А.А. Диагностика фазового состава залежей УВ южной части Денисовского прогиба. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. -Т.-12.-№3. - http://www.ngtp.ru/rub/1/27_2017.pdf
3. DiPrimio, R. & Horsfield, B. (2006): From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction. - AAPG Bull. V. 90, No. 7, pp. 1031-1058.
4. Waples, D.W., Kamata, H. & Suizu, M. (1992): The Art of Maturity Modeling. Part 1: Alternative Models and Sensitivity Analysis. - AAPG Bull. V. 76, No. 1, p. 47-66.

УДК 553.98 (470.13)

Эволюция представлений о геологическом строении Вуктыльского месторождения

Швецов М.В., Кочкина Ю.В., Вишератина Н.П.,
Могутов А.С., Кудашкина Е.А., Куницына Т.Н., Рудь Л.А.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) имеет полувековую историю исследования. Выявленные здесь залежи нефти и газа приурочены к пермокарбонным и верхнедевонским отложениям (рис. 1) в аллохтонной и автохтонной частях структуры.

Месторождение открыто в 1964 г. в результате испытания первой поисковой скв. 2, пробуренной на антиклинальной структуре, выявленной по итогам геолого-съёмочных и сейсморазведочных работ МОВ 1955 – 1964 гг. Большой этаж газоносности (>1000 м) и высокие перспективы залежи, обнаруженной в С-Р₁ отложениях, подтверждены в 1966 г. результатами испытания скв. 3, 10 и 21, при опробовании которых получены фонтаны газа дебитом 500 – 700 тыс. м³/сут с большим количеством конденсата. Полученные геологические материалы оказались настолько убедительны, что правительством СССР было принято решение о строительстве магистрального газопровода Вуктыль-Ухта-Торжок и введении в 1968 г. месторождения в промышленную разработку, не дожидаясь окончания его разведки.

Примечательно, что основные представления о геологическом строении *основной залежи С-Р₁ отложений*, такие как характер строения Вуктыльской структуры, этаж газоносности, приуроченность основных запасов к высокочемким (поровым и смешанным) и низкочемким (порово-кавернозно-трещинным) коллекторам, распределение коллекторов по разрезу, содержание в газе конденсата и т.д., сложились еще на первом этапе геологоразведочных работ и существенных изменений с течением времени не претерпели. Расхождение запасов залежи, подсчитанных в разные годы (1968, 1972, 1984, 2001 гг.) и различными методами (объемный, падение давления, удельных объемов дренирования), варьируют в незначительных пределах (3 – 10 %). В то же время по вновь проведенным исследованиям было уточнено строение восточного крыла и периклинальной части структуры, существенно дополнено представление о геологическом строении отложений, слагающих ядро структуры и ее западное крыло (литология разреза, характер насыщенности, условия залегания).

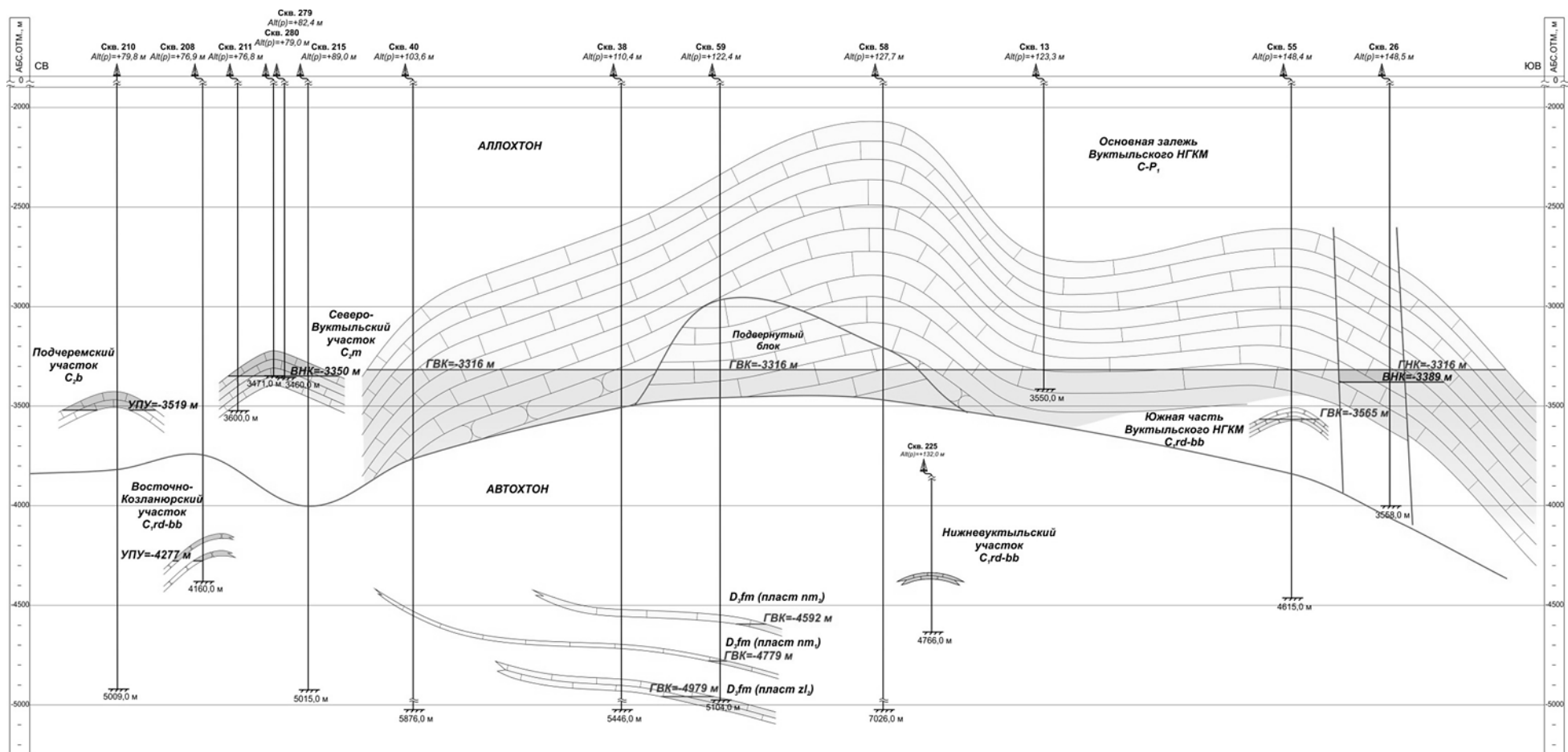


Рисунок 1 - Схематичный разрез Вуктыльского НГКМ

Вуктыльская антиклиналь по кровле артинских карбонатов (ОГ Iar) представляет собой крупную линейную складку, вытянутую в субмеридиональном направлении, длина которой по замкнутой изогипсе минус 3350 м составляет 85 км при ширине 3 – 6 км. Амплитуда складки по нижнепермским отложениям составляет порядка 1500 м. Присводовая часть структуры узкая, округлой формы, к западу наклон слоев довольно быстро увеличивается, затем резко переходит в крутую флексуру западного крыла и срезается надвигом, который представляет собой систему кулисообразно сочленяющихся тектонических нарушений, в плане образующих дугообразную форму. Практически на всем своем протяжении данный надвиг сопровождается оперяющими взбросами, проникающими в осадочный чехол на разную глубину. Восточное крыло складки пологое.

Наличие надвига с подворотом слоев в центральной части западного крыла – одна из особенностей строения Вуктыльской структуры, представлявшая сложность при геологическом моделировании залежи. При построении 3D-модели для подсчета запасов в ухтинском филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был применен специально разработанный авторский подход. Для построения разломов использовались линии пересечения ОГ с разломами, которые надежно протрассированы только на небольшом участке (в зоне выполнения сейсморазведки 3D). На остальных участках точки для построения разлома отстраивались по «принципу параллельности», то есть так, чтобы характер поведения разлома в пространстве максимально перенести с изученной области на неизученную. На некоторых участках положение тектонических нарушений задавалось вручную, опираясь на их отметки в скважинах (рис. 2).

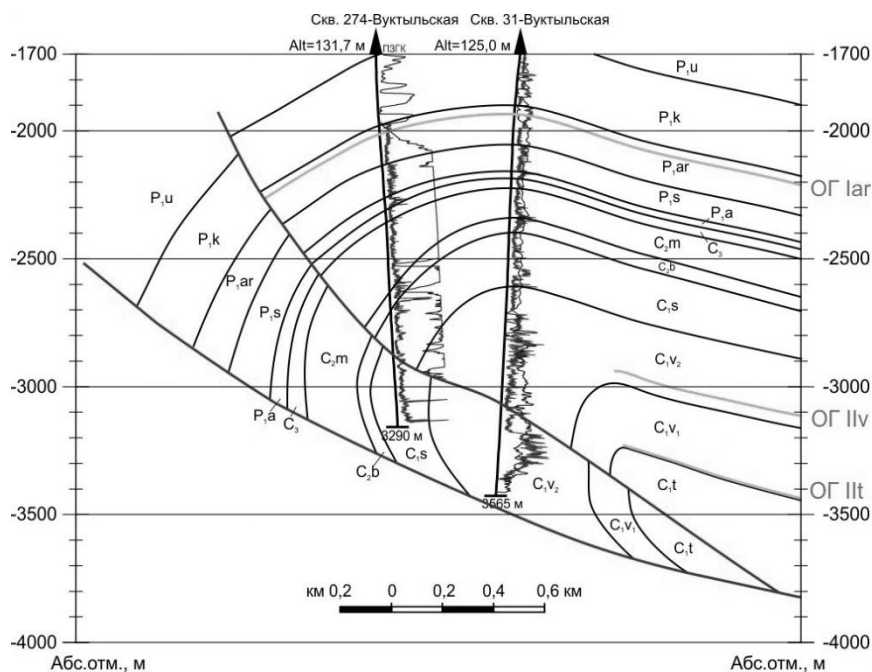


Рисунок 2 - Поперечный геологический разрез основной залежи С-Р₁ залежи

При построении подвернутого блока, вмещающие породы в котором имеют почти вертикальное залегание, условно было принято, что поверхности кровли и подошвы – это тектонические нарушения, ограничивающие залежь. За счет вертикальности залегания толщина коллектора в скважине имеет максимальные значения и на картах эффективных толщин появляются участки с максимальными толщинами (> 60 м). Последовательность напластования отложений восстанавливалась параллельно отражающим горизонтам (ОГ р11k, ОГ IIv). При построении модели процесс встраивания сеток многократно повторялся, и в результате был выбран вариант с наилучшей сходимостью, позволивший рассчитать эффективный объем залежи и запасы УВ.

Второй особенностью залежи стало объединение большого этажа газоносности, охватывающего стратиграфически (от C_{1rd-bb} до P_{1ar1}) и литологически (терригенные и карбонатные) различные отложения, в единую залежь и один эксплуатационный объект. Объединить мощный этаж газоносности в один гидродинамически связанный объект позволили

широко развитая разнонаправленная трещиноватость и отсутствие в разрезе регионально распространенных изолирующих прослоев. В дальнейшем опыт разработки подтвердил целесообразность такого подхода: на завершающей стадии анализ выработки запасов показал, что в процесс истощения вовлечен весь массив основной пермокарбоневой залежи.

Газонасыщенные C_{1rd-bb} песчаники, при испытании которых получены притоки УВ и при подсчете 1971 г. рассматривавшиеся как самостоятельная залежь, по условиям разработки объединены с вышележащими карбонатными $C-P_1$ породами, так как была доказана их гидродинамическая связь, хотя и затрудненная. В скважинах, вскрывавших терригенные C_{1rd-bb} отложения, было зафиксировано пластовое давление ниже первоначального, хотя газ из этой части залежи не отбирался, что говорит о вовлечении всего продуктивного массива в процесс истощения [1].

Еще одной особенностью газоконденсатной залежи $C-P_1$ отложений является наличие в ее приконтактной зоне спорадически развитых нефтяных линз и скоплений, что отмечалось еще в 1971 г., и связано, очевидно, с условиями формирования газоконденсатной залежи в результате вторичного поступления газа в первичную нефтяную залежь [2]. На госбаланс поставлены запасы нефти самого значительного из скоплений, расположенного на южной периклинали залежи в районе скв. 26, 72 и 79. По результатам сейсморазведочных и исследовательских работ, проведенных на месторождении к 2001 г., площадь нефтеносности сократилась на 86 % относительно учтенной госбалансом.

Кроме основной газоконденсатной залежи $C-P_1$ отложений, на Вуктыле открыты еще четыре нефтяные залежи и четыре газоконденсатные, запасы которых также утверждены госбалансом. Сейсморазведочные, буровые и исследовательские работы, проведенные на месторождении за период, прошедший с момента открытия и до настоящего времени, внесли существенные уточнения в представления о геологическом строении данных залежей.

На северной периклинали месторождения в 1978, 1985, 1987 гг. последовательно открыты *три нефтяные залежи на Северо-Вуктыльском, Восточно-Козланюрском и Подчеремском участках*. Первоначальный подсчет запасов выполнен по состоянию на 01.01.1988. Наиболее изучена (пробурено девять скважин) Северо-Вуктыльская залежь, которая с 1984 г. находится в разработке. Остальные две залежи вскрыты одной скважиной.

Современная структурно-тектоническая модель строения данных залежей получена на основе бурения скважин и совместной интерпретации материалов 2D и 3D-сейсморазведочных работ, выполненной в филиале ВНИИГАЗа в 2004 г. Уточнилось наличие тектонических нарушений, изменилась геометрия залежи и соответственно площадь нефтеносности, что привело к сокращению запасов на 2 – 27 %.

Самая маленькая по размеру и запасам *нефтяная залежь*, открытая в 1983 г. *на Нижневуктыльском участке*, приурочена к песчаному пласту Па в отложениях C_{1rd-bb} . В зоне распространения залежи на первоначальную дату подсчета запасов (01.01.1987) было пробурено девять скважин, из которых только в одной (скв. 225) получен приток нефти (запасы в радиусе от этой скважины и были поставлены на баланс), в четырех скважинах опробование по разным причинам не проводилось, но по данным интерпретации ГИС в них выделены водонасыщенные коллекторы. После подсчета запасов проведено испытание еще двух скважин: в одной (скв. 226) получена пластовая вода, еще в одной (скв. 58) – непромышленный приток газа (пласт практически непроницаем).

Дополнительными детальными исследованиями специалистов Коми НЦ УрО РАН и филиала ВНИИГАЗа было доказано линзовидное распространение радаевско-бобриковских отложений в виде русловых и баровых тел в пределах Вуктыльского автохтона [3], что вкуче со скважинными данными по испытанию и интерпретации ГИС позволило разделить предполагаемую ранее единую область проницаемых отложений пласта Па на отдельные линзы. Результаты пробной эксплуатации скв. 225, вскрывшей нефтяную линзу, а именно: пульсирующий характер работы скважины, низкодебитность, отсутствие притока пластовой воды, подтверждают правильность принятого варианта строения. В результате площадь залежи сократилась почти в два раза, а объем нефтенасыщенных толщин уменьшился на ~70 %.

Кроме того, по данной залежи филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта пересмотрены физико-химические параметры флюида, состав нефти принят по результатам рVT-моделирования, выполненного в программном комплексе tNavigator. Глубинные пробы не отбирались. В качестве исходных данных для составления рVT-модели использовался состав пластового флюида скв. 225, рассчитанный по результатам лабораторных исследований сепараторных проб.

Внесенные изменения по залежи Нижневуктыльского участка отразились в суммарном уменьшении запасов на 65 %.

В южной части месторождения *в терригенных C_{1rd-bb} отложениях* в аллохтоне структуры установлена *газоконденсатная залежь*. Залежь открыта в 1980 г. скв. 55, в которой в процессе бурения произошел аварийный фонтан газа ориентировочным дебитом 1 млн м³/сут. Скважина фонтанировала в течение двух месяцев, что привело к значительному подъему газоводяного контакта, зафиксированному данными ГИС и опробования в скв. 230 и 191, пробуренных через 1 – 3 года после выброса. При этом по состоянию на 01.01.1983, когда был выполнен оперативный подсчет запасов по данным бурения трех скважин, на залежи был принят наклонный контакт с подъемом в сторону скв. 55, в которой часть газонасыщенных коллекторов, попадающих ниже отметки минус 3565 м, не учитывалась.

Сейсморазведочными работами МОГТ-2D выявлено более сложное, чем предполагалось при первоначальном подсчете, строение структуры, связанное с наличием серии тектонических нарушений. Данные бурения скв. 191 подтвердили присутствие разлома на глубине 3768 м и повторение разреза ниже этой глубины. В скв. 231, заложенной в 1150 км к югу от остальных скважин, отмечается уменьшение толщины и количества проницаемых пропластков в средней и нижней частях пласта, а верхняя часть радаевско-бобриковских отложений заглинизирована. Принят вариант, что скв. 231 вскрыла самостоятельную небольшую газонасыщенную линзу.

В результате принятых изменений произошло значительное сокращение площади газоносности (на ~50 %) и запасов залежи (на ~70 %), учтенных госбалансом.

В автохтонной части разреза Вуктыльского НГКМ *в верхнефаменских карбонатах* выделены *три газоконденсатные залежи*. В 2004 г. специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ТП НИЦ проведены сейсмостратиграфические, сейсмофациальные, литологофациальные и палеоструктурные исследования при интерпретации материалов 2D- и 3D-сейсмических работ и оконтурены в плане различные фациальные зоны, обладающие наилучшими коллекторскими свойствами, протягивающиеся на расстояние до 40 км. Результаты этих исследований взяты за основу при проведении границ распространения коллекторов и соответственно залежей в поднадвиговых верхнефаменских отложениях.

Залежи приурочены к ловушкам неантиклинального типа, связаны с толщей заполнения, с субфациями дальнего склона и подводных конусов выноса, в которых выделяются карбонатные пласты с поровыми, трещинно-поровыми и трещинными коллекторами. Залежи газа подтверждены результатами опробования в пяти скважинах (скв. 38, 40, 41, 51, 59). Принятые изменения привели к значительному увеличению площади газоносности и запасов конденсатного газа (на ~60 – 110 %).

Таким образом, за более чем полувековую историю последовательного накопления научных знаний при освоении и изучении Вуктыльского НГКМ представление о геологическом строении ранее открытых залежей эволюционирует. Применение современных методов изучения – 3D-сейсморазведки, 3D-геологического и гидродинамического моделирования, сейсмостратиграфических, сейсмофациальных, литологофациальных и палеоструктурных исследований зон распространения коллекторов, рVT-моделирования физико-химических свойств пластовых флюидов, позволяет значительно повысить достоверность геолого-технологических моделей залежей, дополнять и изменять представление о геологическом строении малоизученных участков месторождения. Не смотря на то, что месторождение находится на завершающей стадии разработки, изучение его продолжается. В ближайшее время будет пробурена поисково-оценочная скв. 402-Вуктыльская, которая позволит детально изучить залежи УВ в поднадвиговой части месторождения и, возможно, взглянуть на залежи в фаменских отложениях автохтона по-новому.

Библиографический список:

1. Пересчет запасов газа Вуктыльского газоконденсатного месторождения по падению давления на 01 июля 1975 г. (заключ. отчет): отчет по теме № РВ-2-74 / Коми филиал ВНИИГАЗа; рук. Н.Н. Трегуб. – Ухта, 1975. – 220 с.
2. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В. К вопросу формирования Вуктыльского НГКМ. // Вести газовой науки. – 2018. – № 3. – С. 144 – 156.
3. Рябинкина Н.Н., Антоновская Т.В. Особенности строения и нефтегазоносность визейских песчаников Вуктыльского автохтона Печорского нефтегазоносного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/43_2013.pdf. (дата обращения 25.01.2022)

УДК 553.98(470.13)

Этапы изучения «сланцевых толщ» нижнепермской терригенной молассы юга Верхнепечорской впадины

Швецов М.В., Мелькова Л.В., Вишератина Н.П., Кочкина Ю.В.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Аннотация:

В настоящей работе приведена петрофизических моделей сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба, разработанная на основе комплексного обобщения петрофизических исследований керна, ГИС и испытания скважин. Установлено, что наличие открытой пористости по керну само по себе не является признаком, позволяющим судить о фильтрационных свойствах рассматриваемой породы. Ключевым фактором, определяющим проницаемость пород-коллекторов, является наличие вторичной емкости (ослабленных трещиноватых зон). Коллекторы верхнеартинских отложений разделены на три типа: преимущественно поровые; трещинные (кавернозно-трещинные); весьма низкопроницаемые с закрытыми порами. Вовлечение в разработку низкопроницаемых коллекторов требует особого подхода к первичному и вторичному вскрытиям пласта, его опробованию и разработке технологии по интенсификации притока, в том числе применение многостадийного ГРП.

Ключевые слова:

Верхнепечорская впадина, Предуральский краевой прогиб, терригенная моласса, петрофизическая модель, низкопроницаемый коллектор, исследования керна, трещинная пористость, фильтрационные свойства

В последние годы наблюдается активизация геологоразведочных работ по изучению сланцевых толщ в различных нефтегазоносных бассейнах мира (Китай, США и др.) (рисунок 1). Такие толщ называют «сланцевыми» в силу их микрослоистой текстуры. Литологически они могут быть представлены тонкочередующимися глинисто-терригенными и глинисто-карбонатными породами и, как правило, являются одновременно как нефтегазоматеринскими, так и нефтегазосодержащими толщами.

Количественная оценка ресурсного потенциала таких толщ существенно затруднена из-за специфики строения содержащихся в них залежей углеводородов (УВ) и сложности выделения перспективных нефтегазосодержащих объектов с помощью традиционных методов. Ввиду этого рассматриваемые толщ отнесены к нетрадиционным источникам УВ-сырья.

Объектом исследования в данной работе являются отложения нижнепермской терригенной молассы, расположенные в пределах Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба, которые по условиям формирования и глубинам залегания считаются весьма перспективными, но до сих пор слабоизученной, зоной. Площадь исследований охватывает Курьинско-Патраковский нефтегазоносный район (НГР) и небольшую область Верхнепечорского НГР (Мартьюская и Южно-Мартьюская площади) (рисунок 2).

Для изучения рассматриваемых отложений был собран и проанализирован значительный объем геолого-геофизической информации: сейсмические данные (1599,4 пог. км), данные по исследованию керна (1160 образцов), данные бурения и испытания (116 скважин); создан сейсмический проект, включающий материалы съемок 2D, в модуле StratWorks программного комплексе Landmark выполнена детальная корреляция разрезов пробуренных скважин, разработана секвенс-стратиграфическая модель и модель порового пространства.

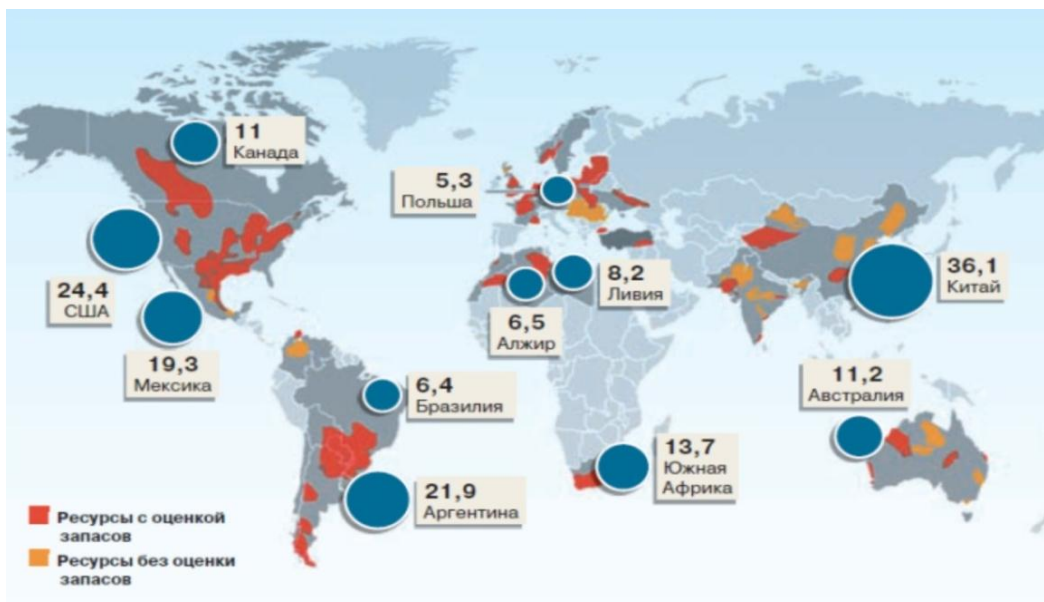


Рисунок 1 - Крупнейшие обладатели запасов сланцевого газа, трлн м³

На рубеже ранне- и позднеартинского времени история тектонического развития исследуемой территории претерпела глобальные изменения. Связано это с полным закрытием Уральского палеоокеана, уступившим место развитию складчатого пояса. Это в свою очередь привело к значительному сокращению акватории моря и накоплению мощных терригенных толщ в пределах краевого прогиба перед формирующимся горным сооружением, являющимся поставщиком огромного количества обломочного материала. Верхнеартинские отложения были сформированы в узком, относительно глубоководном бассейне с морфологически выраженным склоном, заполнявшимся турбидитами.

Скорости седиментации осадочного материала на площади исследований лавинная: менее чем за 1,5 млн лет здесь накопилось более километра преимущественно обломочных отложений.

В кунгурское время сформировался закрытый бассейн с накоплением образований эвапоритовой формации. В позднепермское время лагунная седиментация сменилась континентальной. В пределах исследуемой площади верхнеартинские отложения характеризуются значительным увеличением толщины в восточном направлении, почти в два раза превышающим увеличение мощности нижележащих отложений (от 400 до 1400 м).

Таким образом, верхнеартинские нижнепермские отложения представляют собой сложнопостроенный природный резервуар прибрежно-морского генезиса, характеризующийся песчано-глинистым составом пород и широким субрегиональным распространением. Основными породами в этих отложениях являются песчаники, алевролиты и глины. Доля песчаных прослоев возрастает вверх по разрезу. В разрезе верхнеартинской толщи снизу вверх по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и керну выделяются семь литологических пачек I – VII (рисунок 3).

Изучение отложений нижнепермской терригенной молассы состояло из нескольких этапов.

Этап 1. Проведена детальная корреляция разрезов скважин по основным направлениям в отложениях верхнепермской терригенной молассы. Составлены схемы корреляции верхнеартинских отложений с нанесением керна и результатов опробования.

Этап 2. На основе комплексного анализа результатов интерпретации сейсмического материала прошлых лет с привлечением дополнительной информации по скв. 1, 3-Пачгинские, 103-Курьинская, 1-Луньвожпальская впервые были построены обобщенные структурные карты

по отражающим горизонтам (ОГ) Iar и Iк₁ в пределах площади исследования. Установлено, что вследствие повсеместной сильной дислоцированности и значительных углов наклона слоев на части площади исследования карты толщин не всегда отражают седиментационные толщины.

Этап 3. Выполнено секвенс-стратиграфическое расчленение разреза и выделены угловые несогласия, представляющие интерес для поисков нефти и газа. Для определения положения верхнеартинских отложений в структуре секвенции III порядка была предпринята попытка диагностики в разрезе основных хроностратиграфических поверхностей – границ секвенций, трансгрессивных поверхностей и поверхностей максимального затопления, фиксирующих смену условий накопления, регулируемых изменениями относительного уровня моря. Главным критерием проведения границ литофациальных зон с прогнозом в их разрезах песчаных тел – потенциальных коллекторов служили выявленные закономерности изменения толщин пачек и особенности их литологического наполнения, фиксируемые по имеющимся описаниям керна и прогнозируемые по результатам литолого-петрофизической интерпретации данных ГИС. Была разработана принципиальная литолого-фациальная модель развития позднеартинского морского бассейна в пределах Курьино-Патраковского сегмента Верхнепечорской впадины.

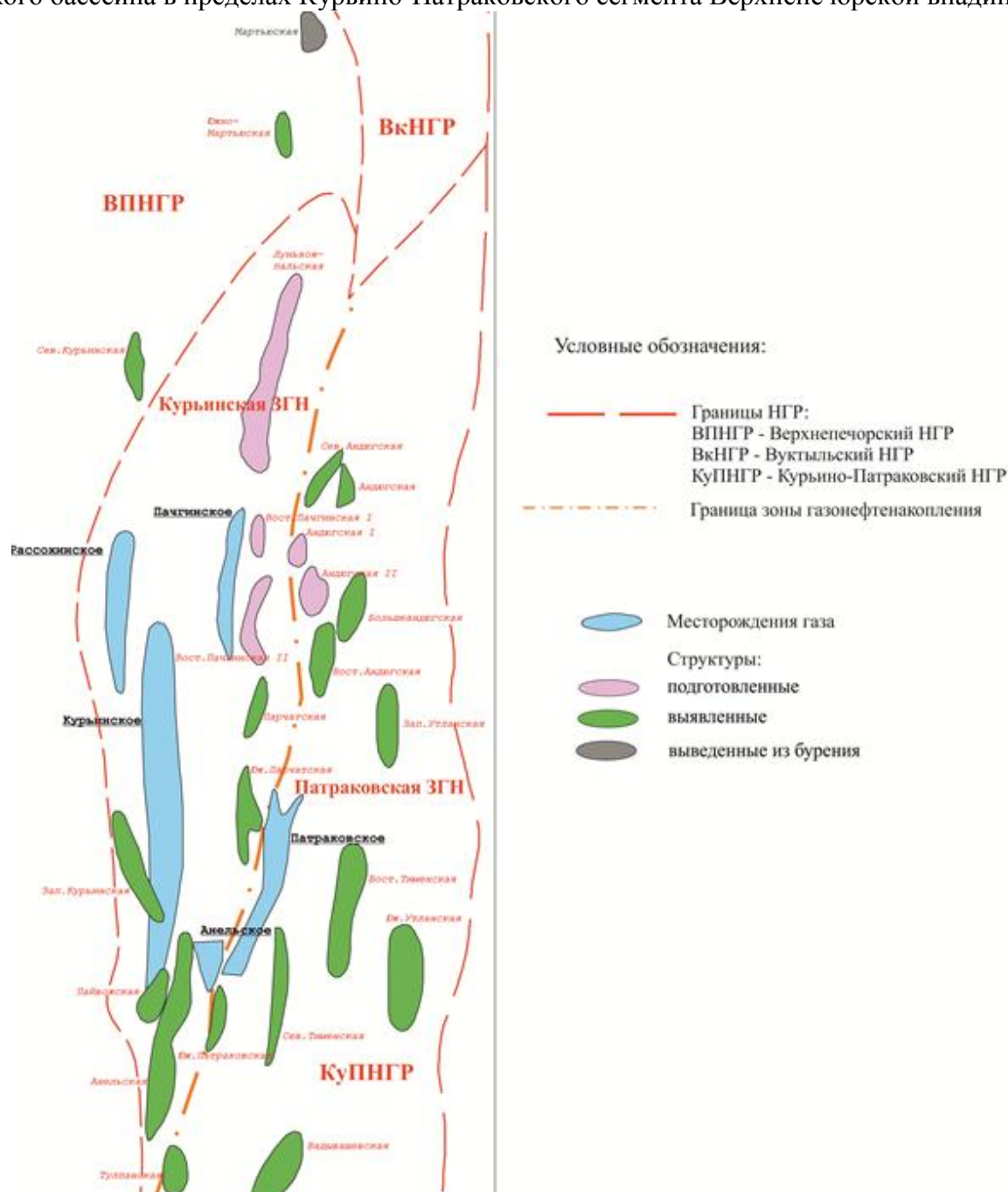


Рисунок 2 - Обзорная карта площади исследований

Этап 4. В интегрированном программном комплексе IRAP RMS (Rohar) построена объемная геологическая структурно-тектоническая модель нижнепермской терригенной молассы. В качестве опорных горизонтов использованы ОГ Ik_1 (P_1k), представляющий собой интенсивное отрицательное отражение, формирующееся на границе пород сульфатно-терригенного состава кунгура и терригенных пород позднеартинского возраста и ОГ Iar (P_1ar_1), связанный с кровлей нижнепермских карбонатных отложений, сформированный на границе мощной терригенной толщи верхнеартинских пород и карбонатных нижнеартинских отложений (рисунок 4). Построены модели разломов, которые были выделены по данным сейсморазведки, карты общих толщин, которые затем использовались в качестве трендов при построении структурных поверхностей. Исходными данными для литологического моделирования являются результаты попластовой интерпретации ГИС, загруженные в формате дискретной кривой со значениями «0» и «1», соответствующих неколлектору и коллектору. Для распределения пористости и газонасыщенности по объему трехмерной сетки был использован алгоритм «стохастического петрофизического моделирования» (Petrophysical modelling).



Рисунок 3 - Литолого-стратиграфический разрез пермских отложений участка работ

Этап 5. Анализ комплекса ГИС и методик интерпретации геофизических данных. Установлено, что большая часть скважин, пробуренная в 1960-х – начале 1970-х гг., характеризуется ограниченным комплексом ГИС (рисунок 5), состоящим, в основном, из стандартного каротажа, выполненного в масштабе 1:500 (ПЗ, ГЗ, ПС, ДС, ГК). Наиболее полный комплекс детальных исследований методами ГИС выполнен в шести скважинах, пробуренных в 1990 – 2015 гг. (скв. 31-Курьинская, скв. 1-Мартыуская, скв. 1 и 3-Пачгинские, скв. 103-Курьинская, скв. 1-Луньвожпальская). Оценена эффективность комплекса ГИС для выделения сложнопостроенных коллекторов терригенной молассы. Установлены геологические и технологические факторы, повлиявшие на низкую эффективность ГИС. С целью пригодности данных ГИС для количественной интерпретации приведена их оценка и классификация на группы: пригодные для комплексной обработки ГИС; пригодные для получения основных геофизических характеристик ($h_{эфф}$, K_p , $K_{гп}$, K_r) для коллекторов преимущественного порового типа; пригодные для получения отдельных данных геофизических параметров ($\Delta\rho$, $K_{гп}$), для выделения предполагаемых коллекторов; непригодные для количественных определений. Для каждой из выявленных групп разработаны методики интерпретации.

Этап 6. Проведен анализ результатов опробования и газодинамических исследований. Установлена закономерность, связанная с увеличением количества приточных объектов вверх по разрезу. Максимальные притоки газа отмечаются в пачке VI. Установлено так же, что при испытании в 65 % случаев объекты оказались «сухими». Проанализированы возможные причины «сухих» объектов. В основном это создание значительных статических репрессий на пласт; опробование больших по толщине интервалов; значительные по величине депрессии на пласт; недоспуск насосно-компрессорных труб и др. Даны рекомендации по проведению испытания.

Этап 7. Дана характеристика нижнепермских отложений по керну. На рассматриваемой территории с отбором керна была пройдена 61 скважина. Общая проходка с отбором керна в отложениях P_{1ar_2} составила 2039,3 м, вынос керна – 44,9 % от проходки или 3,2 % от всей вскрытой толщи. Всего по отложениям P_{1ar_2} исследовано 1160 образцов, из них для определения пористости – 1160, проницаемости – 775, остаточной водонасыщенности – 102, гранулометрии – 126. По данным керна приведена литолого-петрофизическая характеристика и характеристика по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). Пористость отложений изменяется в широких пределах – от 0,1 до 23,4 % при невысоких средних значениях, проницаемость, в основном, низкая. Единичные образцы с максимальными значениями $K_{пр}$ ($23,8 - 30 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$), так же как и высокие значения $K_{п}$, связаны с отложениями пачки VII. Коллекторы могут быть представлены всеми литологическими разностями (песчаниками, алевролитами и аргиллитами), которые по керну характеризуются близкими ФЕС. Выполнен анализ распределения пористости по глубине отбора керна. Установлено, что наиболее пористые разности приурочены к верхним трем пачкам (VII, VI и V) независимо от того, находятся скважины в купольных частях структур или на периферийных участках.

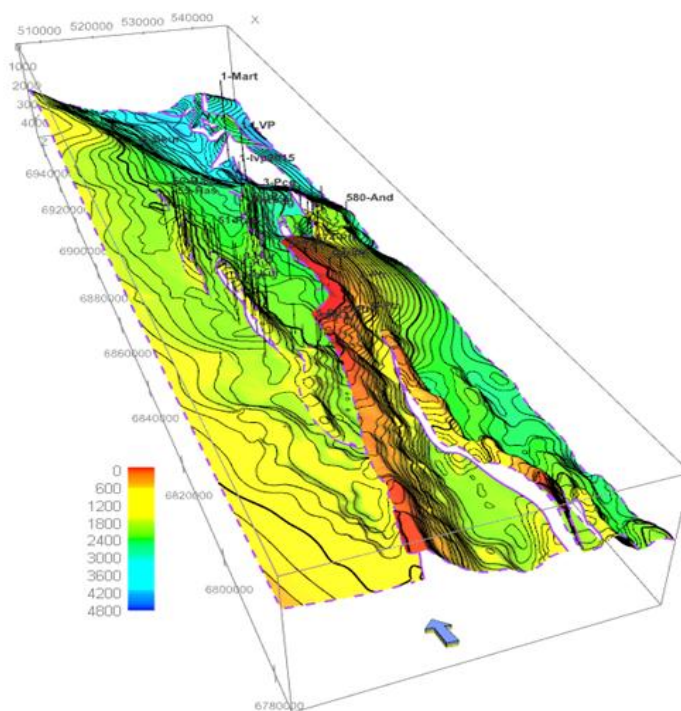


Рисунок 4 - Поверхность отражающего горизонта Iar

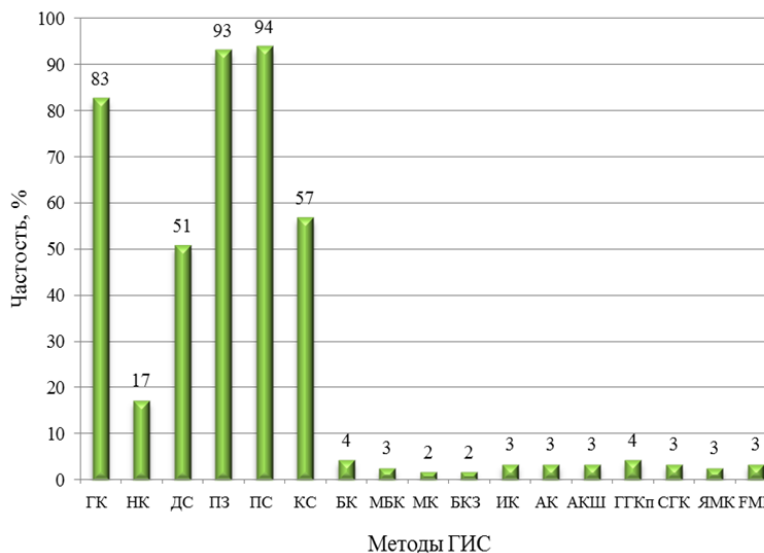


Рисунок 5 - Освещенность методами ГИС

Этап 8. Установлена модель порового пространства и типы коллекторов. По результатам комплексного анализа лабораторных исследований керн и данных ГИС все предполагаемые коллекторы верхнеартинской залежи разделены на три типа:

1) преимущественно поровые ($K_{пр} > K_{пр}^{гран}$ и $K_{п} > K_{п}^{гран}$), емкостью в них являются поры, фильтрация осуществляется тоже, преимущественно, по порам (по классификации А.А. Ханина относятся к слабопроницаемым – V и VI классам);

2) трещинные (кавернозно-трещинные) низкоемкие ($K_{п} < K_{п}^{гран}$ и $K_{пр} > K_{пр}^{гран}$), емкостью являются каверны и трещины, фильтрация – по трещинам (притоки газа могут быть получены при наличии вертикальной трещиноватости);

3) весьма низкопроницаемые ($K_{пр} < K_{пр}^{гран}$) с закрытыми порами ($K_{п} > K_{п}^{гран}$), фильтрация газа в которых может осуществляться по искусственно созданным трещинам. Вовлечение в разработку низкопроницаемых коллекторов требует особого подхода к первичному и вторичному вскрытиям пласта, его опробованию и разработке технологии по интенсификации притока, в том числе применение многостадийного гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Этап 9. Проведен сравнительный анализ емкостных и фильтрационных характеристик по керну и ГИС по продуктивным и непродуктивным скважинам в отложениях P_{1ar2} . Установлено, что «приточные» и «сухие» объекты испытания по данным керн и ГИС, в основном, характеризуются однотипно. Отсутствие притоков в выделенных коллекторах возможно связано с неблагоприятными технологическими условиями бурения скважин, которые могли привести к кольматации пласта в радиальном направлении (приток в коллекторе отсутствует); сложной моделью строения пустотного пространства пластов-коллекторов (за коллектор можно принять пласт с $K_{п} > K_{п}^{гран}$, который относится к весьма низкопроницаемым ($K_{пр} < K_{пр}^{гран}$) с закрытыми порами (без ГРП приток отсутствует); с зависимостью продуктивности скважин от структурного фактора (зон разрывных нарушений), т.е. от раскрытости трещин пород в приразломных частях разреза (трещины выступают в качестве основных проводящих каналов, обеспечивающих взаимосвязь отдельных участков залежи и поступления газа из пор матрицы, при полном отсутствии раскрытых трещин в низкопроницаемых коллекторах объекты могут быть «сухими»).

Таким образом, в результате выполненных работ была создана объемная геологическая структурно-тектоническая модель нижнепермской терригенной молассы с распределением петрофизических параметров по литологическим пачкам (рисунок 6).

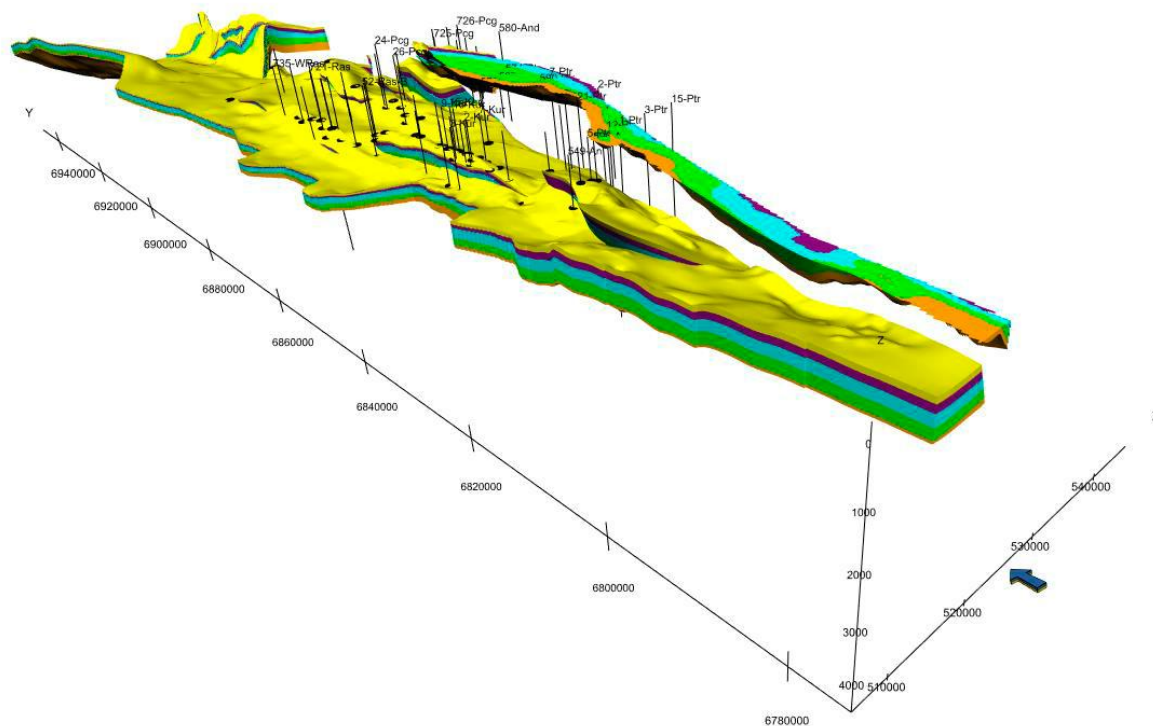


Рисунок 6 - Объемная структурно-тектоническая модель нижнепермской терригенной молассы с распределением петрофизических параметров по литологическим пачкам

В отличие от залежей в традиционных породах-коллекторах, залежи УВ в рассматриваемых толщах не контролируются структурным планом или локальными ловушками и не содержат подошвенных или законтурных вод, в них не наблюдаются водонефтяной или газонефтяной контакты, поскольку породы являются одновременно и производителями и ловушками УВ. Предполагается, что они могут быть связаны с протяженными резервуарами, имеющими широкое пространственное распространение.

Работы по изучению нижнепермской молассы продолжаются.

Библиографический список:

1. Оценка перспектив нефтегазоносности каменноугольно-нижнепермских отложений Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции / Гурова Диана Ирхамовна / автореферат дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук / Москва, 2021.
2. Юдин В.В. Происхождение Предуральского краевого прогиба // Тектоника северо-востока Европейской платформы: Тр. Ин-та геол. Коми НЦ УрО АН СССР, вып. 68. -Сыктывкар, 1988. - С. 90-97.
3. Иоффе Г.А. Литология, фации, стратиграфия и нефтегазоносность пермских отложений восточных и северных районов Тимано-Печорской провинции: отчет / Г.А. Иоффе, Р.П. Сливкова, И.С. Муравьев, М.В. Коновалова, Т.Н. Козулина - Ухта, 1971. - 250 с.

УДК 331.087

Палеогеографические условия формирования хадумского горизонта Предкавказья

Шитова Я.А., Ступакова А.В., Краснова Е.А.,
Сулова А.А., Стафеев А.Н.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва

Близнюков В.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Введение.

Отложения майкопской серии (олигоцен-нижний миоцен), являются уникальным объектом, учитывая их нефтематеринский потенциал и широкое площадное развитие в пределах Предкавказья. В основании майкопской серии снизу вверх выделяются пшехский и соленовский региоарусы, составляющие хадумский горизонт. Его отложения литологически изменчивы, имеют повышенные концентрации ОВ (0,26-8,35%), на большей части Предкавказья они находятся в зоне мезокатагенеза и относятся к нетрадиционным глинистым коллекторам. В относительно глубоководных зонах, породы хадумского горизонта накапливались в условиях сероводородного заражения, они отличаются повышенными концентрациями рудных элементов, таких как марганец, железо, уран, редкоземельные элементы (Столяров, Ивлева, 2004 и др.).

В рамках исследований были изучены три разреза: разрез по левому берегу р. Белая (республика Адыгея), разрез Чиркейская ГЭС, разрез скважин Журавского месторождения (рис. 1).

Разрез скважин Журавского месторождения (Ставропольский край)

Отложения хадумского горизонта представлены здесь тёмно-серыми глинисто-известковыми, часто микрослоистыми (рис. 2) породами с прослоями алевролитовых пачек, с редкими прослоями песчаников и мергелей в центральной и кровельной частях (рис. 3).

Микрослоистость (0,05-0,01 мм) в чёрных сланцах хадумского горизонта свидетельствует о периодичности поступления биофильных элементов, определяющих первичную биопродуктивность. Микрослоистые породы чередуются с толстоплитчатыми с неупорядоченной (пятнистой) текстурой, возможно, со следами биотурбации и взмучивания придонного осадка. В пределах Журавско-Воробьевской площади толщины хадума колеблются в интервале от 30 до 100 м.

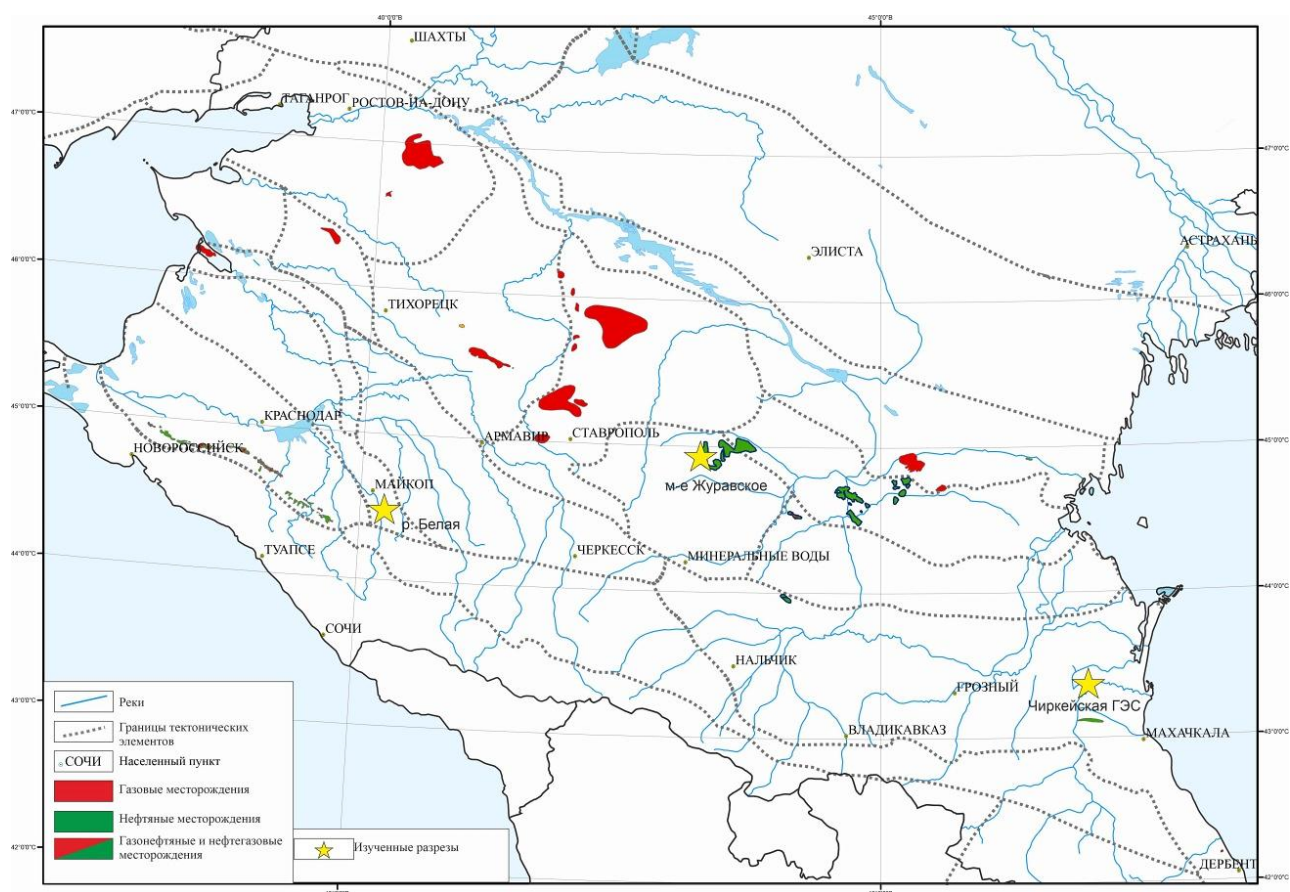


Рисунок 1 - Расположение исследуемых разрезов

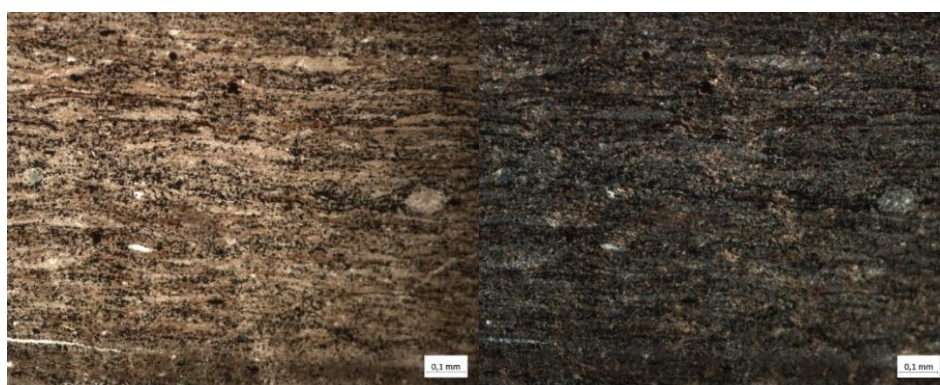


Рисунок 2 - Фото шлифа 83252 (без анализатора – слева, с анализатором - справа).
Микростратификация глин хадума Журавской площади

На **Журавской** и **Воробьевской** площадях пробурено 56 скважин, из которых в 40 проведено испытание олигоценых отложений. Притоки нефти получены в 21 скважине. Испытанием охвачены различные части хадумской свиты. Дебиты нефти по скважинам резко меняются от 93,5 т/с до 0,5 т/с (рис. 3).

Разрез по левому берегу р. Белая (республика Адыгея).

Разрез представляет собой переслаивание тёмно-серых и серых известковистых и слабо известковистых глин, содержащих разнообразную бентосную фауну, с прослоями мергеля в центральной и кровельной части.

Для слоистых глин отмечается заметные концентрации ОВ, по литературным данным до-стигающие 2,3 % [5]. В глинах низов пшехской свиты – от 1,1 до 2,5 %. Органическое вещество представлено витринитом (растительные структурные компоненты) 0,7-1,0%, лейптинитом (форменные части растений: спор, кутикулы, смоляных тел, суберинового в-ва коры, водоросли и их детрит) 0,2-1,4% и битуминитом (смолистая разновидность бурого угля, гр. лейптинита) 0,1-0,5%.

По результатам проведённого геохимического анализа (ИГЕМ РАН) было проведено определение содержания ряда элементов, которые являются чувствительными к развитию условий стагнации. По полученным геохимическим данным были рассчитаны индексы оценки редокс-обстановок (U/Th, V/Cr, Ni/Co, аутигенный U), связанные с насыщением кислородом наддонных вод.

Также по результатам рентгенофазового анализа выявлен интервал, где смектит на стадии диагенеза при более низких рН условиях за счет обилия ОВ трансформируется в каолинит, что обусловлено изначально недостаточным насыщением кислородом наддонных вод при формиро-вании осадков.

Реконструированы условия осадконакопления по парагенезу диагенетических соединений Fe, наблюдаемых в шлифах изучаемых пород хадумского горизонта: $Fe_2O_3 \cdot nH_2O$, $FeCO_3$, FeS_2 , что позволило определить последовательность ухудшения насыщения придонных вод кислородом: от их нормального обогащения кислородом (> 2 мл/л) до бескислородных, аноксидных обстановок (0.2 – 0.0 мл/л или возможного сероводородного заражения). Подобная динамика аэрации наддонных вод может говорить о колебаниях уровня термоклина.

Отложения белоглинской свиты, подстилающих разрез хадума, отвечают нормально окислительному режиму осадконакопления на рубеже эоцена и олигоцена (Рис. 4).

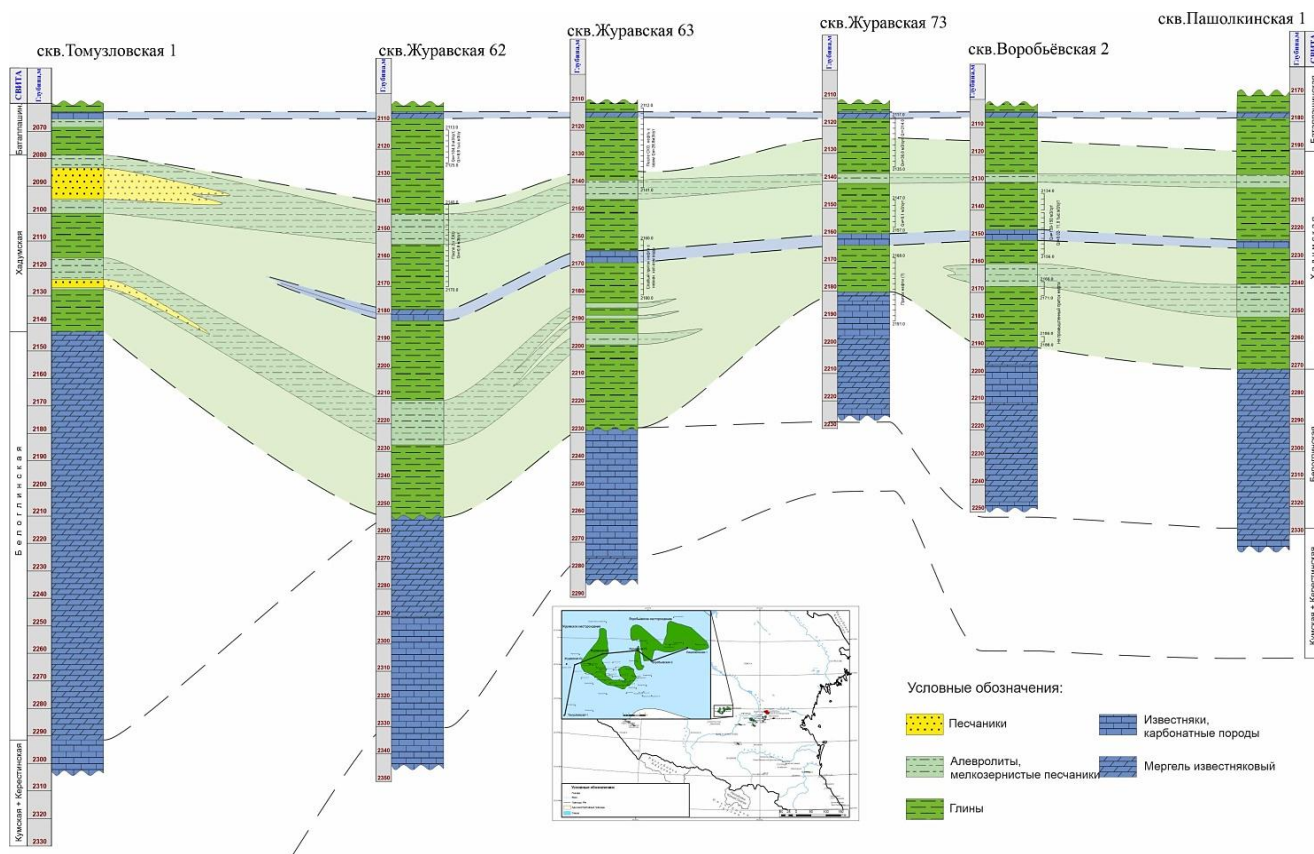


Рисунок 3 - Литофациальная схема сопоставления разрезов Журавского месторождения

Низы олигоцена (подошва пшехской свиты) начинаются с аноксидных осадков, отвечающих бескислородной или даже сероводородной обстановке. Выше по разрезу породы накапливались в обстановке нормально-окислительного режима седиментации.

В средней и верхней частях разреза пшехской свиты можно проследить общую тенденцию к более бескислородным условиям, а также равномерное увеличение солёности. Исчезновение донных моллюсков, которое связывается с ухудшением поступления кислорода, а также появление рыб с фотофорами может быть связано с углублением бассейна в середине пшехского времени (Ахметьев и др., 1995).

Условия сильной стагнации слоя наддонных вод не выявлены, но ухудшение доступа кислорода к донным водам присутствует. Особенно сильно это проявляется в верхах изучаемого разреза.

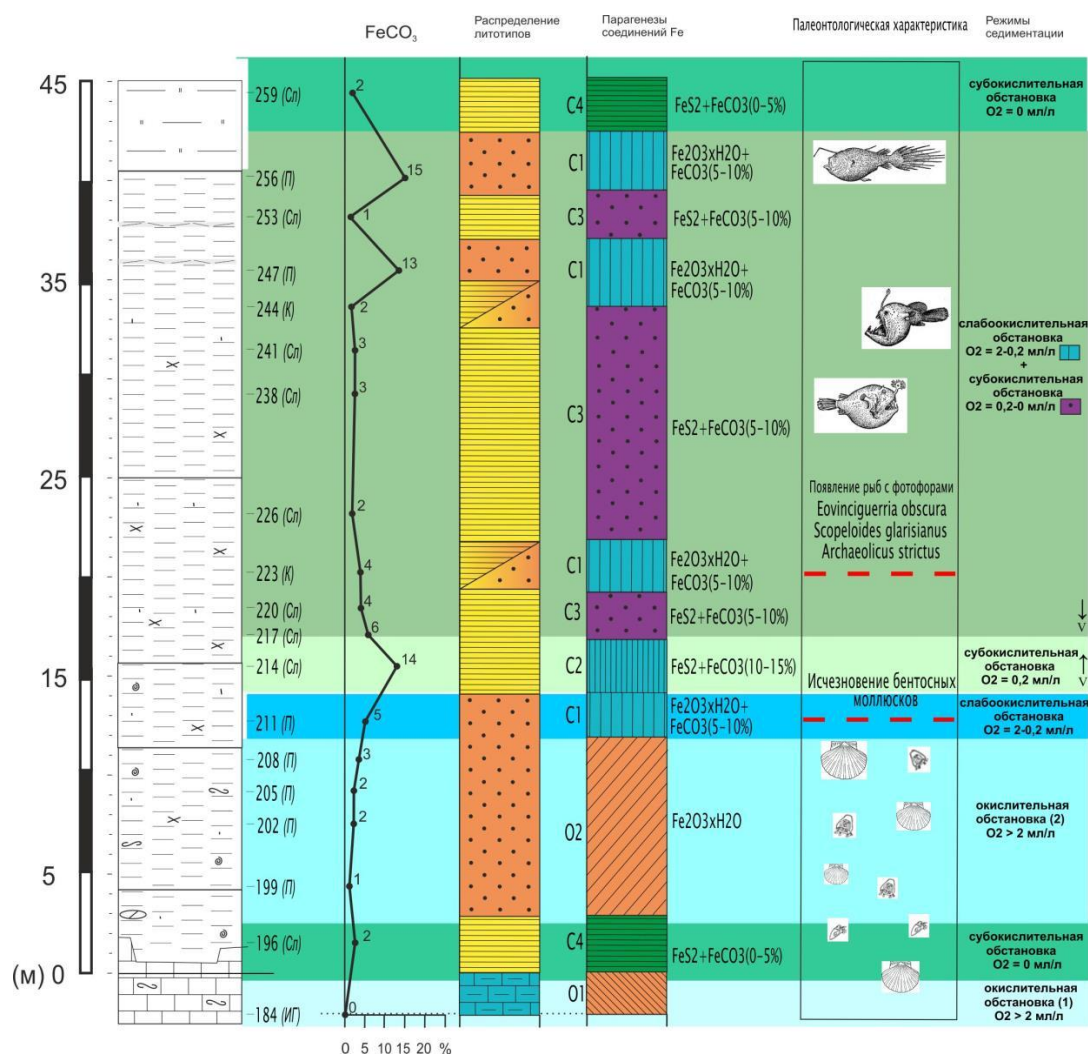


Рисунок 4 - Режимы седиментации по насыщению придонных вод O₂ во время формирования низов пшехской свиты, вскрытых в разрезе по левому берегу р. Белая

Разрез Чиркейская ГЭС (республика Дагестан)

Отложения хадумского горизонта представлены тёмно-серыми тонкослоистыми глинисто-известковыми породами с прослоями мергелей, с конкрециями сидерита и гипса в верхней части разреза, с редкими прослоями песчаников в основании, и прослоями мергеля в центральной и кровельной части.

Порода состоит из переслаивания линзовидных скоплений карбоната от белого до темно-серого, тонкозернистой размерности и глинистого материала с песчаной примесью – 50%), с черными вторичными соединениями железа – 15%.

Общее содержание органического углерода в породах хадумской свиты колеблется от 0.36 до 2.85%, распределено достаточно неравномерно. В отложениях пшехской подсвиты количество Сор_г варьирует от 0.5 до 1.5%, единично увеличивается до 2%. В соленовской подсвите содержание ОВ возрастает до 2–2.5% и более [1].

По результатам рентгенофазового анализа в составе глинистого вещества выявлено присутствие смектитов, гидрослюды, смешаннослойных образований, каолинита и хлорита. Выделяются две ассоциации глинистых минералов: с заметным содержанием смектитовой составляющей (пшехское время) и с преобладанием гидрослюды (соленовское время).

При изучении строения отложений, отвечающих интервалам стагнации (кровля пшехского регионаруса) с помощью электронного микроскопа, были выделены поры (Рис. 5), распространенные в хаотичном порядке.

Наличие пор правильной круглой формы может говорить о том, что стагнация сопровождалась газоотделением, активно шли процессы диагенеза. Причиной выделения газа могло служить разложение органической составляющей в осадке.

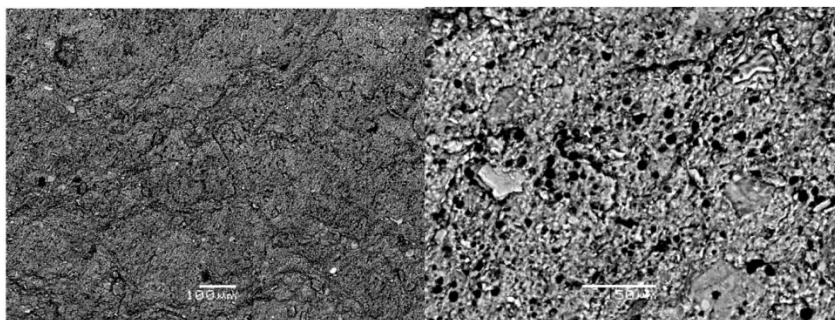


Рисунок 5 - Фото пор, обнаруженных в образце (кровля пшехского региояруса майкопской свиты) под электронным микроскопом JSM-6480LV

При проведении геохимического анализа (ГИН РАН) определены содержания ряда элементов, которые являются чувствительными к развитию условий стагнации (V, Cr, Mn, Co, N, Mo, Th, U). По полученным геохимическим данным были рассчитаны индексы оценки редокс-обстановок (Mo/Mn, U/Th, V/Cr, Ni/Co, аутигенный U). (Рисунок 6).

В морских условиях (интервал 2, пшехский региоярус) режим стагнирования проявлен в более сложной схеме, выделяется большее количество этапов стагнирования. Это указывает на то, что стагнация вод в пшехское время выражается сильнее, чем в солёновское.

	№ обр. элемент	Mo/Mn	U/Th	V/Cr	Ni/Co	аутиг. U
Интервал 3. Низы солёновского региояруса	9я	0,0817	0,4706	1,7177	5,5926	1,6333
	8я	0,1390	1,5833	2,2080	9,9000	10,5000
	7я	0,1010	1,0602	2,1501	4,1296	6,0333
	6я	0,1660	1,1649	2,1239	3,8507	8,0667
	5я	0,0250	0,4348	0,9825	5,0667	0,4667
	3я	0,2016	0,5938	3,5348	3,3064	8,3333
	2я	0,0653	0,7465	1,7386	4,1579	5,8667
	1я	0,0126	0,3169	1,4584	4,0493	0,0
Интервал 2. Кровля пшехского региояруса	9юо	0,0154	0,5682	2,2308	11,6721	3,1000
	8юо	0,0182	0,4779	1,8826	6,8000	1,6333
	7юо	0,0100	0,7754	2,0330	3,9348	6,1000
	6юо	0,0227	0,4426	2,0092	5,7526	1,3333
	5юо	0,0600	0,6364	1,9194	5,9623	3,0000
	4юо	0,0517	1,2449	2,4132	7,5818	8,9333
	3юо	0,0064	0,6476	1,6552	2,6425	3,3000
	2юо	0,0846	2,2059	2,3632	8,6842	12,7333
1юо	0,0031	0,7570	1,7018	4,6759	4,5333	

1	2	3
---	---	---

1 - окисная зона; 2 - дисокисная зона; 3 - бескислородная зона

Рисунок 6 - Индексы оценки редокс-обстановок для изучаемых отложений. (рубежные значения индексов по А.В. Маслову, 2005)

В солонатоводном бассейне (интервал 3, низы солёновского региояруса), в отличие от стагнаций морских условий пшехского времени, наблюдаются более резкие переходы условий стагнации. Данный факт указывает на то, что стагнирование вод в солёновское время было выражено не столь сильно, как это происходило в пшехское время.

По соотношению геохимических редокс-индексов установлены разные обстановки ухудшения газового режима придонных вод, существовавшие во время накопления изучаемых отложений. Редокс-индексы U/Th и Cr/V свидетельствуют об уменьшении в водах

концентрации кислорода и наличии окислительно-восстановительного геохимического барьера, а индекс редокс-обстановок Ni/Co – отражает присутствие сероводорода. Стагнирование вод в пшехское время было более многостадийным, чем в соленовское время. Подобное динамика аэрации наддонных вод может говорить о колебаниях уровня термоклина.

Палеогеография. Результаты комплексного подхода, в состав которого входили обработка и интерпретация данных ГИС, материалов литологического, микроскопического и палеонтологического изучения образцов горных пород и скважинных испытаний пластов, описаний разрезов скважин из отчётов РГФ (Московского и Краснодарского филиалов), лито-фациальных картам (Столяров А.С. и др., 1999, 2001) и прочих литературных данных, позволили составить литофациальную карту совместно с палеогеографическими исследованиями на период позднехадумского виргулинеллового времени (рис. 7).

Широтная фациальная зональность свидетельствует об обособлении в Предкавказском сегменте Восточного Паратетиса, собственно Предкавказского и Волго-Донского бассейнов, разделенных цепочкой островов. Межбассейновый сток со стороны Волго-Донского бассейна по врезам между островами формировал конусы выноса на северных мелководьях Предкавказского бассейна. Фациальный рисунок последнего позволяет разделить его приблизительно по линии Элиста – Черкесск на Западно- и Восточно-Предкавказский суббассейны. Первый в отличие от второго характеризуется повышенными мощностями, большей песчанистостью и меньшей карбонатностью хадума.

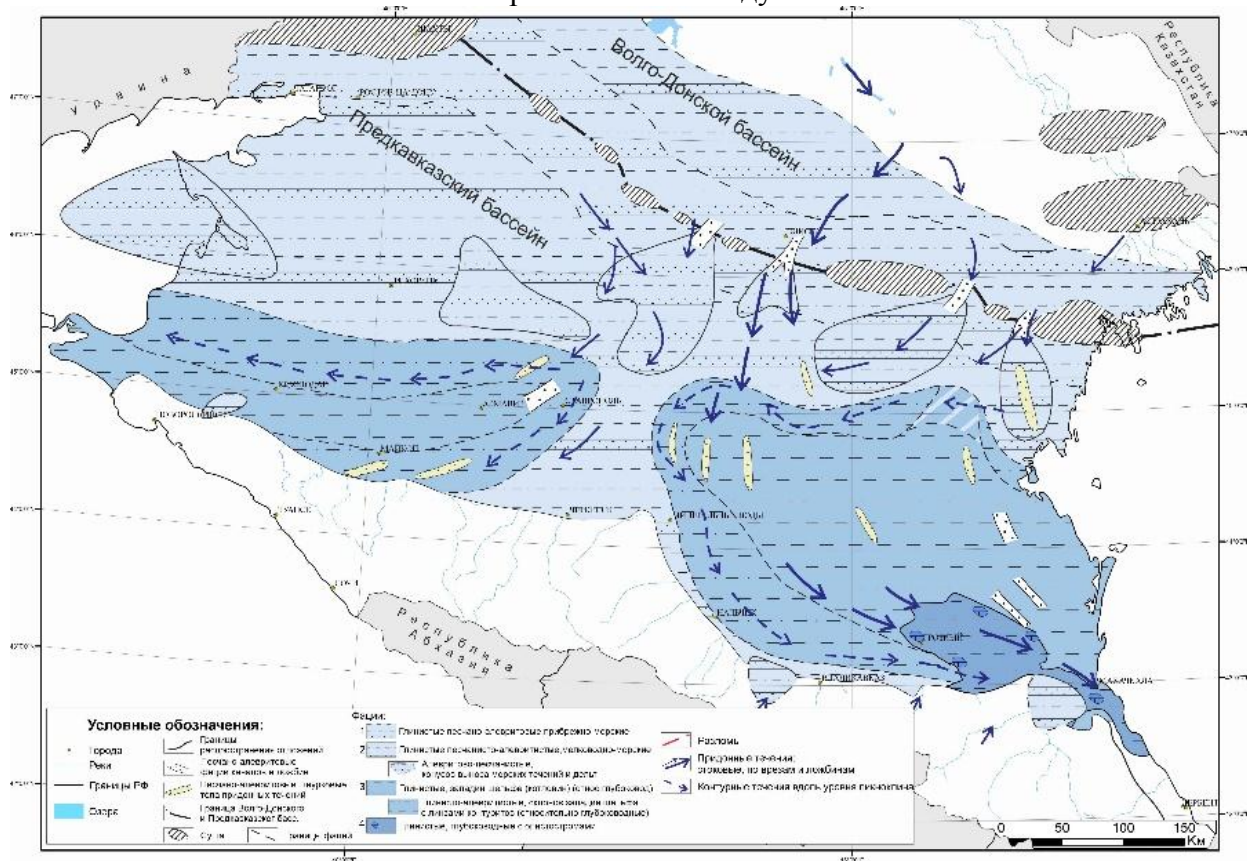


Рисунок 7 - Схема литофациального районирования Хадумского горизонта Северо-Кавказского НГБ (с использованием материалов работ Столярова, 1991, 1999, 2004)

Среди источников сноса для Западного Предкавказья, вероятно, доминировал Украинский щит. На северо-восток Восточно-Предкавказья осадочный материал поступал с Астраханского палеоподнятия и более удаленных, вероятно, вплоть до Южного Урала питающих провинций.

В Восточное Предкавказье (частично и в Западное) твердый сток (с юга Восточно-Европейской платформы) осуществлялся через проточный Волго-Донской бассейн, который улавливал не только наиболее грубый обломочный материал, но частично и глинистый, способствуя обогащению отложений органическим веществом и скелетными остатками микробиоты.

Иными словами, проточный Волго-Донской бассейн играл важную роль в создании седиментологических предпосылок формирования ЧС хадума Предкавказья. Значение Волго-Донского бассейна заключается также в поступлении из него биофильных элементов, и в поверхностном стоке первичной биопродукции. Геохимически активные ландшафты периодически возникали на низких заболоченных островах и в лагунах Волго-Донского бассейна.

Большое значение имел штормовой и цунамигенный нагон из Предкавказья в направлении Волго-Дона. Последующий сгон относительно плотных взмученных вод инициировал придонные течения по ложбинам, создавая шнурковые коллектора, способные служить резервуарами УВ и путями их миграции. Этот периодический сгонный сток, а возможно и постоянный гидрографический сток инициировали контурные течения на уровне термоклина, которые могли участвовать в транспортировке биофильных элементов. Зоны контурных течений располагались на глубинах не более 50-100 м, редкие сильные штормы должны были иметь возможность извлекать биофильные элементы и доставлять их к поверхности вод бассейна, обеспечивая «цветение» фитопланктона.

Выделенные области распространения различных типов пород хадумского горизонта позволяют выявить изменчивость отложений по площади, закономерности их распределения, условия формирования и определить перспективы поисков нефти и газа.

Хадум Восточного Предкавказья наиболее перспективен для поисков нефти в областях палеосклонов западин шельфа. В Западном Предкавказье перспективы могут быть связаны с шнурковыми телами в участках их выклинивания или пересечения зон поднятий (возможно и в седловинах).

Заключение. В отличие от типичных черных сланцев хадум менее обогащен ОВ, меньше содержит кремнезема, для него менее характерна микрослоистость, и она более тонкая.

Для хадума характерны протяженные тела донных течений, сложенные песчано-алевритовым материалом. Твердый сток по каналам и ложбинам обеспечивался постоянными, а также сгонными (после штормового или цунамигенного нагона) течениями из Волго-Донского бассейна в Предкавказский. Течения по ложбинам инициировали контурные течения, которые распространяли биофильные элементы, в первую очередь вдоль контура «твердого дна».

Залежи нефти и газа пространственно приурочены к зонам выклинивания «жидкого дна» (термоклина) котловин хадумского палеобассейна. Ширина зоны определялась колебаниями уровня термоклина, которые устанавливаются по экологическим и геохимическим признакам.

Судя по очень тонкой микрослоистости, вынос биофильных элементов от уровня термоклина к поверхности часто происходил с сезонной периодичностью. Это могло обеспечивать повышенную первичную биопродуктивность только во внешней концентрической зоне палеобассейна.

Библиографический список:

1. Гаврилов Ю.О., Щепетова Е.В., Щербинина Е. А., Голованова О. В., Недумов Р. И., Покровский Б. Г. Обстановки седиментации и геохимия верхнеэоценовых и нижнеолигоценых отложений Северо-восточного Кавказа, Литология и полезные ископаемые, 2017, № 6, с. 23-46.
2. Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Степанов П.Б., Книппер А.А., Шитова Я.А. (2021). Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона. Георесурсы, 23(2), с. 99–109.
3. Попов С.В., Ахметьев М.А., Лопатин А.В. и др. Палеогеография и биогеография бассейнов Паратетиса. Часть 1. Поздний эоцен-ранний миоцен. М.: Научный мир, 2009, с. 200.
4. Столяров А.С., Е. И. Ивлева, Верхнеолигоценые отложения Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака (центральная часть Восточного Паратетиса). Сообщение 1. Основные особенности состава и строения. Литология и полезные ископаемые, 2004, № 3, с. 252-270.
5. Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 208-226.

СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.276

Анализ современного состояния изученности проблем, связанных с трудноизвлекаемыми запасами

Аббасова С.В.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Анализ накопленных исследований указывает на то, что крупнейшие месторождения нефти на данный момент находятся на поздней стадии разработки и применение традиционных методов не дает ожидаемых результатов. Поэтому в последнее время все чаще объектами внимания оказываются месторождения высоковязких нефтей, в связи с чем применение новых технологий для разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов приобретает особую актуальность.

Развитие и применение эффективной технологии извлечения высоковязкой нефти целесообразна с экономической точки зрения в случае разработки эффективной технологии переработки тяжелых нефтей и получения товарного нефтепродукта, для которого характерна существенная разница между рыночной ценой и себестоимостью. Лишь в этом случае можно достичь окупаемости дорогостоящих технологий добычи.

Аномальный характер свойств как тяжелых нефтей, так и битумов приводит к тому, что применение традиционных методов извлечения не дает ожидаемого эффекта, а порой оказывается абсолютно непригодным. В качестве примера можно указать тот факт, что заводнение в случае добычи нефти с вязкостью, превышающей значение 80 мПа·с практически неосуществимо. Анализ накопленного промыслового опыта извлечения высоковязких (тяжелых) нефтей показал, что в настоящее время разработан достаточный спектр эффективных технологических операций для извлечения как шахтного, так и скважинного. Следует отметить, что основным условием выбора технологии разработки тяжелых нефтей и битумов является влияние того или иного способа на свойства углеводородов и сохранность попутных компонентов.

Для карьерного метода степень извлечения составляет 65-85%, а для скважинного изменяется в пределах от 25 до 40%. Максимальная эффективность достигается при возможности полного использования компонентов битумных пород – серы, металлов, углеводородов и, непосредственно, самой породы.

Основной характеристикой тепловых методов можно указать изменение физико – химических свойств добываемого сырья. Анализ имеющегося опыта показывает существенную степень влияния метода добычи при полном сохранении попутных компонентов. То же самое можно указать и в случае проведения процесса внутрискважинного горения, когда наблюдается потеря металлов в добываемой продукции. Значения среднего содержания ванадия и никеля (в % от исходного) в нефти при осуществлении внутрискважинного горения (ВПГ) в зоне сильного воздействия составляет 38,6 и 39,5, среднего – 64,24–77,2, слабого – 81,5 и 91,7, а без воздействия – 100. А вот при реализации метода паротеплового воздействия (ПТВ) на пласт потери попутных компонентов не превышают 15% [1].

Для рудных методов, в случае извлечения породы на поверхность и экстрагирования углеводородов растворителями, горячей водой и паром возможно достижение наибольших коэффициентов нефтеизвлечения и возможности комплексного использования сырья. Реализация скважинных способов заключается в разжижении битумов посредством закачки растворителя или подогревом пласта. Подогрев реализуют посредством нагнетания теплоносителя. Кроме того, можно отметить проведение таких технологических процессов, как внутрискважинное горение, пароциклическое воздействие, закачка пара, горячей воды, воздействие электрическим током и различные модификации указанных методов.

Наиболее простейшим методом является закачка горячей воды в пласт, которая позволяет снизить вязкость углеводородов и как следствие увеличить подвижность [2]. Но

скачкообразный характер прироста нефтеотдачи объясняется тем, что в процессе продвижения закачиваемая вода остывает, и вытеснение происходит сначала холодной водой, а затем горячей. Наиболее эффективная модификация теплового воздействия – это закачка в пласт горячего пара с целью понижения вязкости нефти. Однако в результате проведения этого процесса происходит испарение легких фракций, фильтрующихся в виде пара. Конденсация этих компонентов происходит в холодной зоне и, таким образом, наблюдается обогащение нефти легкими компонентами.

Среди большого количества методов термического воздействия можно также указать внутрипластовое горение. Суть метода заключается в создании очага горения у забоя зажигательной скважины посредством проведения химической реакции и электрических горелок. Для поддержания процесса горения в пласт нагнетается кислород или смесь воздуха и природного газа. В результате протекания этого процесса и учитывая свойство нефти, непосредственно как горючего, вязкость ее снижается и происходит продвижение к добывающим скважинам. Эффективность процесса зависит от равномерного распределения нефти в пластах, которые характеризуются высокими пористостью и проницаемостью. Устойчивость очагов горения отмечается в залежах высоковязких нефтей с достаточным содержанием горящих коксовых остатков.

Разделяют сухое и влажное внутрипластовое горение. В последнее время наиболее широко применяемым является влажное горение, отличительной чертой которого является закачка определенного количества воды.

Суть еще одного метода - метода пароциклической обработка заключается в периодическом нагнетании пара в пласт. После закрытия скважины на определенный период производится отбор продукции пониженной вязкости, а также сконденсированный пар.

Основная цель применения вышеотмеченных технологий – это прогрев пласта в призабойной зоне добывающих скважин, снижение показателей вязкости, повышение давления, облегчение условий фильтрации и увеличение притока нефти к скважинам.

Наиболее эффективной технологией добычи нефти и битумов в последнее время принято считать парогравитационное дренирование (SAGD) различных вариаций. Суть метода заключается в бурении двух параллельных горизонтальных скважин, разделенных небольшим расстоянием. Верхняя скважина выполняет роль инжектора пара, а посредством нижней скважины жидкость с пониженной вязкостью, в результате действия силы тяжести опустившаяся в нижнюю часть пласта поднимается на поверхность. При непрерывной закачке пара в пласте образуется паровая камера, наблюдается ее рост и приближение к окружающей среде [2].

Следует отметить, что в ходе реализации процесса происходит постепенное выравнивание температур нагнетаемого пара и пара в камере. Применение сочетания парогравитационного дренирования и расширяющегося растворителя (ES-SAGD) показало положительные результаты применения, которые обусловлены преимуществом тепла, которое выделяет пар и смешиваемости, которую предлагает растворитель. По сравнению с обычным парогравитационным дренированием применение его в комплексе с растворителем является наиболее энергосберегающим методом добычи тяжелых нефтей и битумов, приводящим к увеличению объемов извлечения и значений паронефтяного фактора (SOR).

Немаловажным также является исследование структур залегания, необходимости наиболее полной выработки углеводородов, что в свою очередь обуславливает разработку и поиск новых усовершенствованных технологий. Обзор промыслового опыта [2] показывает возможность применения циклической паровой стимуляции (CSS), инъекции пара, внутри зонного сжигания (ISC), дренажа тяжелой воды с помощью пара (SAGD), экстракция паров (VAPEX) и расширение дренажа с гравитационной поддержкой с помощью растворителя-пара (ES-SAGD) в случае, когда процессы нефтеизвлечения осуществляются в трещиноватых карбонатных коллекторах.

Установлено, что изменение вязкости нефти с изменением температуры особенно ощутимо в пределах от 20 °С до 80 °С. В виду зависимости дебита от значения вязкости представляется возможным увеличение продуктивности скважины в 10 – 30 раз. Для высоковязких нефтей темп снижения вязкости достаточно высок и при значениях температуры

до 150 °С остаточная нефтенасыщенность уменьшается намного быстрее. При повышении температуры интенсивность изменения нефти выше, чем воды, что является благоприятным фактором для повышения нефтеотдачи.

Вообще, при разработке месторождений высоковязких нефтей наиболее часто применяют термические методы. По мере снижения температуры наблюдается выпадение парафинов, смол и асфальтенов, которые ухудшают фильтрационные характеристики. Этот факт является критическим в случае тяжелых нефтей и битумов. В таких условиях дополнительный прогрев пласта является просто необходимым.

Прежде чем принимать решения по выбору той или иной технологии, необходимо провести классификацию трудноизвлекаемых запасов. От характеристик нефти и условий залегания будет зависеть выбор соответствующей технологии.

На сегодняшний день имеющиеся классификации, отличаются количеством и характером признаков, в связи с чем нет универсальности и полноты одновременного охвата всех групп признаков (свойства нефти, состав нефти, условия залегания нефти). Поэтому необходимо выполнить расширенный обзор основных подходов к решению задач классификации трудноизвлекаемых запасов, который позволил бы сформулировать основные принципы и задачи классификации, обосновать метод и программное обеспечение для их решения.

Согласно общепринятой классификации [3], тяжелая нефть – это углеводородная жидкость с показателями плотности 910 – 1000 кг/м³ и вязкости 10 – 100 мПа·с. Что касается природных битумов, то их характеризуют как слабо текучую или полутвердую смесь, в составе которой преобладают углеводородные составляющие, с показателями плотности свыше 1000 кг/м³ и вязкости, превышающей 10000 мПа·с. Промежуточная группа – это сверхтяжелые нефти. Их показатели вязкости и плотности варьируют от 100 до 10000 мПа·с и свыше 1000 кг/м³, соответственно, и вместе с тяжелой нефтью объединяются в категорию высоковязких.

Также в настоящее время предложена классификация нефтей согласно содержанию парафина в их составе [3], согласно которой нефти, содержащие до 1,5% парафина – малопарафинистые, от 1,5 до 6% – парафинистые и свыше 6% парафина – высокопарафинистые. Что касается содержания смол и асфальтенов, то разделяют нефти с малым содержанием смол (до 5%), смолистые – от 5 до 15% и нефти, характеризующиеся высоким содержанием смол (более 15%).

Согласно анализу значений плотности классифицируют особо легкие нефти (плотность до 834,5 при температуре 15 °С и до 830 при 20 °С), легкие – 834,5 – 854,4 и 830 – 850 при 15 °С и 20 °С, соответственно; нефти средней плотности с показателями параметра от 854,4 до 874,4 и от 850 до 870, соответственно. Для тяжелых нефтей показатели плотности изменяются в пределах от 874,4 до 899,3 и от 870 до 895 при температуре 15 и 20 °С, соответственно; битумы же характеризуются плотностями более 899,3 и 895.

Что касается классификации нефтей согласно значениям вязкости, то различают нефти незначительной вязкости ≤ 5 мПа·с, маловязкие – с показателями от 5 до 10 мПа·с, нефти повышенной вязкости и высоковязкие, показатели которых изменяются от 10 до 30 мПа·с и свыше 30 мПа·с, соответственно.

Для различных месторождений указанным характеристикам соответствуют объемы углеводородов, заключенные в слабопроницаемых породах, менее 0,05 мкм² и в зонах контакта нефть вода.

Категория трудноизвлекаемых запасов включает также и остаточные запасы месторождений, которые выработанны на величину более 80%, так как их дальнейшая разработка требует значительных капиталовложений, соизмеримых с затратами в период освоения.

Выбор технологии высокой эффективности и дальнейшее ее развитие для различных нефтегазодобывающих регионов, обусловленные вложением инвестиций также в своей основе имеют классификацию трудноизвлекаемых запасов углеводородов и оценку степени сложности выработки. Раньше термин «трудноизвлекаемая нефть» подразумевался для запасов, которые при разработке традиционными методами не обеспечивали достаточной эффективности с точки зрения показателей нефтеотдачи, а также экономического аспекта.

Решение вопросов, связанных с генезисом нефти, формированием нефтяных месторождений, поиском и разведкой, исследованием химического состава, разработкой путей переработки нефти связано с рациональной классификацией, обуславливающей выбор обоснованного метода воздействия на пласт. Поэтому создание такого рода классификации является весьма трудной задачей, представляющей научный интерес.

В 1987 году в Хьюстоне, США предложена классификация, согласно которой углеводороды разделяют на две группы – нефти и битумы («классификация 1», условно) [4]. Предлагается к категории битумов относить углеводороды, значения плотности которых превышают 1000 кг/м^3 , а динамической вязкости – более $10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (для пластовых условий). Нефти же классифицируют как легкие, средние, тяжелые и сверхтяжелые (рис 1) [4].

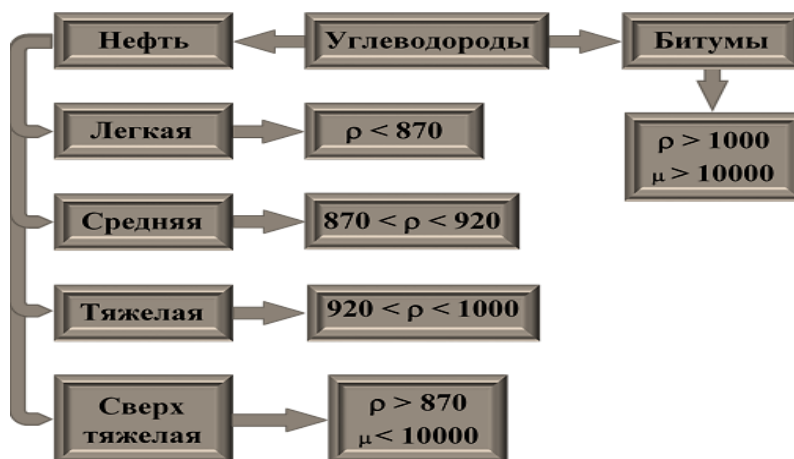


Рисунок 1 - Классификация, предложенная на XI Мировом нефтяном конгрессе.
Плотность нефти $\rho \text{ кг/м}^3$, вязкость нефти $\mu \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Анализ литературы показывает, что с целью классификации нефтей рассматривается широкий спектр значений плотности («классификация 2») при заданной фиксированной температуре $15,56 \text{ }^\circ\text{C}$, согласно чему выделяют 5 классов: особо легкие, легкие, средние, тяжелые и битумные. Значения плотности для указанных классов изменяются в пределах (согласно «классификации 3»):

- ✓ особо легкие менее 800 кг/м^3
- ✓ легкие $800\text{-}840 \text{ кг/м}^3$
- ✓ средние ($840\text{-}880 \text{ кг/м}^3$)
- ✓ тяжелые ($880\text{-}920 \text{ кг/м}^3$)
- ✓ очень тяжелые (более 920 кг/м^3).

Следует отметить, что дебиты для месторождений трудноизвлекаемых нефтей характеризуются невысокими значениями и неустойчивым характером, что делает необходимым внедрение в процесс эксплуатации дорогостоящих инновационных технологий.

На основании сказанного можно классифицировать нефть согласно качеству сырья:

- тяжелые - плотность более $0,92 \text{ г/см}^3$
- высоковязкие - более $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ в нормальных условиях)

И по условиям залегания - очень низкая проницаемость коллекторов (менее $0,05 \text{ мкм}^2$).

Далее согласно анализу проведенных работ, были предприняты попытки классифицирования нефтей, среди которых выделяются три основные группы: химические, геохимические (генетические), технологические (промышленные, товарные). Следует отметить тот факт, что мнения геологов и разработчиков расходятся в этом вопросе, так как утверждается, что свойства нефти обусловлены ее составом, а состав – это функция геолога – химической истории. Поэтому описанная выше классификация носит условный характер [3].

В 1994 году академиками РАЕН Лисовским Н.Н. и Халимовым Э.М. была предложена классификация трудноизвлекаемых запасов, в основу которой легли граничные значения базовых геологических и технологических параметров, а также степень удаленности от центров добычи нефти и газа:

- ✓ нефть с аномальными характеристиками,
- ✓ коллекторы с низкой проницаемостью,
- ✓ нефть выработанных месторождений,
- ✓ нефть низкопродуктивных пластов,
- ✓ степень удаленности от инфраструктуры.

Ввиду большого количества работ и разных подходов к вопросу классификации очевидно возникновение трудностей в этом вопросе.

В своей работе «Нефтепромысловые системы с осложненными условиями добычи» профессор Антониади Д.Г. предполагает, что месторождения с геологическими и промыслово-геологическими особенностями, а также с аномальными параметрами нефти требуют специальной технологии добычи. Иными словами, трудноизвлекаемыми считаются месторождения со сложными геологическими условиями залегания с малоподвижной нефтью, характеризующейся высокой вязкостью, плотностью и высоким содержанием твердых парафинов, смол, асфальтенов.

Согласно работам [3, 5, 6] трудноизвлекаемые запасы характеризуются следующими свойствами, представленными ниже.

Высокое содержание твердых парафинов, высокие показатели вязкости или плотности – малоподвижные нефти;

Высокое (более 500 м³/т) или низкое (менее 200 м³/т) значение газонасыщенности и/или содержание агрессивных компонентов, таких как углекислота и сероводород в свободном газе. Наличие таких условий обуславливает применение специального оборудования в процессе бурения и добычи. Нефть, которая относится к этому классу называется нефтью с аномальными физическими и химическими свойствами. Также в эту группу входят нефти с высоким металлосодержанием, в частности ванадия и никеля, которые повышают опасность с экологической точки зрения, так как относятся к группе тяжелых.

В частности, ко второй группе указанной классификации [5] также относят нефти, условия залегания которых осложнены такими факторами как геологическая сложность строения пластов, размещение их в водонефтяных и газонефтяных участках залежи. Также важную роль играет показатель проницаемости и пористости, а также значение температуры – аномально высокая или аномально низкая. С точки зрения размещения трудности представляет размещение таких залежей в условиях многолетней мерзлоты и на шельфе.

Также возможно произвести типизацию нефтей по характеру приближения плотности и среднеквадратичного значения $K_{сп}$ [4]. На основании проведенного анализа выделяют следующие классы с достаточно большой степенью аппроксимизации:

- ✓ легкие с плотностью $\rho < 870$ кг/м³
- ✓ средние с плотностью $870 < \rho < 920$ кг/м³
- ✓ тяжелые с плотностью $\rho > 920$ кг/м³.

Касательно характера приближения вязкости также выделяют три класса нефти

- ✓ маловязкие с вязкостью $1 < \mu < 5$ мПа•с
- ✓ с повышенной вязкостью с вязкостью $5 < \mu < 30$ мПа•с
- ✓ высоковязкие с вязкостью $\mu > 30$ мПа•с.

Анализ литературных источников также создает возможность классификации нефтей, при исследовании их оптических свойств с применением предлагаемых автоматизированных методов. Процесс измерения оптических характеристик реализуется на устье добывающих скважин, а на основании корреляции значений плотности, вязкости и показателя светопоглощения представляется возможным получить достоверную геолого-промысловую информацию с целью контроля процесса разработки [4].

Результаты исследований позволяют утверждать, что нефть имеет неоднородную характеристику согласно физико – химическим свойствам, куда включают и показатель плотности и вязкости. Дополнительно же отмечается неоднородность оптических характеристик. Исходя из вышесказанного становится возможным заключить, что среди физико-химических классификаций нет такой, которая была бы признана универсальной. Дополнительно же следует учитывать и условия залегания нефтей.

Следует отметить, что широкий диапазон нефтей различных месторождений по составу и свойствам является одной из главных причин недостаточности исследований, что в свою очередь затрудняет принятие технологических решений в нефтедобыче. Поэтому деление существующих классификаций на отдельные группы носит весьма условный характер. Этим и объясняется внимание исследователей к данной проблеме. В связи с этим проблемы классификации нефтей привлекают интерес исследователей по изысканию путей полного охвата классификационных признаков.

В большинстве случаев, в частности, при решении задач нефтепромысловой практики, необходимо произвести разбиение таким образом, чтобы определить степень принадлежности каждого объекта к каждому множеству, т.е. степень распознавания.

С целью классификации трудноизвлекаемых запасов по комплексу признаков авторами работы [7] выполнена кластеризация с применением алгоритма нечеткого кластер-анализа. Для этого собраны данные о вязкости, плотности нефти и проницаемости условий залегания нефтей из месторождений Казахстана. Кластер-анализ производился по трем признакам - вязкости и плотности нефти (свойства), а также проницаемости пласта (условия залегания). В результате реализации программы нечеткого кластер-анализа авторами получено четыре класса, каждый из которых характеризует степень трудности извлечения нефти.

Для более детального определения понятия трудноизвлекаемых запасов возникает необходимость выполнения анализа неразрабатываемых запасов углеводородов с целью определения причин низкой вовлеченности их в процесс разработки.

Иными словами, термин трудноизвлекаемые запасы обусловлен несоответствиями в применяемых технологических решениях относительно свойств и геологических особенностей залегания углеводородов.

Обобщая мнения авторов различных работ по поводу отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых, можно к отмеченному добавить, что трудноизвлекаемыми запасами называют запасы залежей или объектов разработки, которые в значительной степени отличаются физико-химическими и геологическими условиями залегания, которые неблагоприятны для извлечения и как следствие существующие системы разработки неэффективны с экономической точки зрения. Как видно из выполненных исследований, авторы по-разному формулируют настоящий термин. Это и создает определенные трудности при классификации и тем самым выборе методов извлечения нефти.

Библиографический список:

1. Методы воздействия на пласт. НЕФТЕГАЗ-2018. www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/metody-vozdeystviya-na-plast/
2. Ghoojani E, Kharrat R, Vossoughi M, Bolouri SH (2011) A Review on Thermal Enhanced Heavy Oil Recovery from Fractured Carbonate Reservoirs. *J Phylogenetics Evol Biol* 2:109. doi:10.4172/2157-7463.1000109
3. Классификация нефтей. <https://studfiles.net/preview/1772355/page:2/>
4. Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Бурханов Р.Н. Разработка мобильного устройства для измерения оптических свойств нефти при решении геолого-промысловых задач // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №3. С.17-32. URL: http://ogbus.ru/issues/3,2014/ogbus_3_2014_p.17-32_Raupov_I.R._ru.pdf.
5. Яценко И., Полищук Ю., Козин Е. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей. *Oil & Gas Journal Russia*. – 2015. – № 11. – С. 64–70.
6. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. - № 6. - С. 33-35.
7. Akhmetov D.A., Efendiyev G.M., Karazhanova M.K., Koymbaev B.N. Classification of Hard-to-recover Hydrocarbon Reserves of Kazakhstan with the Use of Fuzzy Cluster-analysis. 13th International Conference on Application of Fuzzy Systems and Soft Computing, ICAFS 2018, 27-28 August 2018, Warsaw, Poland, pp. 865-872.

Современные методы бурения боковых стволов для вовлечения в разработку остаточных запасов углеводородов

Абдуллин А.Ф.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Новые технологии, созданные в течение последнего десятилетия, способствовали тому, что добывающие компании пришли к общему мнению о необходимости дать новую жизнь старым скважинам. Сейчас, когда «оживление» месторождений с падающей добычей нефти является главным направлением деятельности компаний, необходимы дополнительные усилия для отбора наиболее рациональных технических решений. Конечной целью любых «улучшающих» проектов является оптимизация добычи и экономических показателей.

Фонд бездействующих и малодобитных скважин из года в год увеличивается, поэтому в настоящее время основным направлением деятельности нефтегазодобывающих предприятий становится ремонт старых скважин. Перспективным методом является восстановление бездействующих или увеличение дебита работающих скважин путем бурения бокового наклонного или горизонтального ствола скважины.

Выбор варианта бурения бокового ствола (БВС)

Существуют три варианта бурения боковых стволов как из скважин действующего, так и бездействующего фондов (рисунок 1):

- 1) Классический – ликвидируется материнский ствол и с помощью отклоняющего клина выполняется бурение второго ствола;
- 2) Бурение бокового ствола скважины с сохранением проходного сечения основного ствола и добычи из него (уровень сложности сочленения стыка материнского и бокового ствола ТАМЛ4-6 [1]);
- 3) Бурение бокового ствола с частичной или полной заменой эксплуатационной колонны на новую колонну диаметром 146 мм (далее «бурение из-под кондуктора») [2].

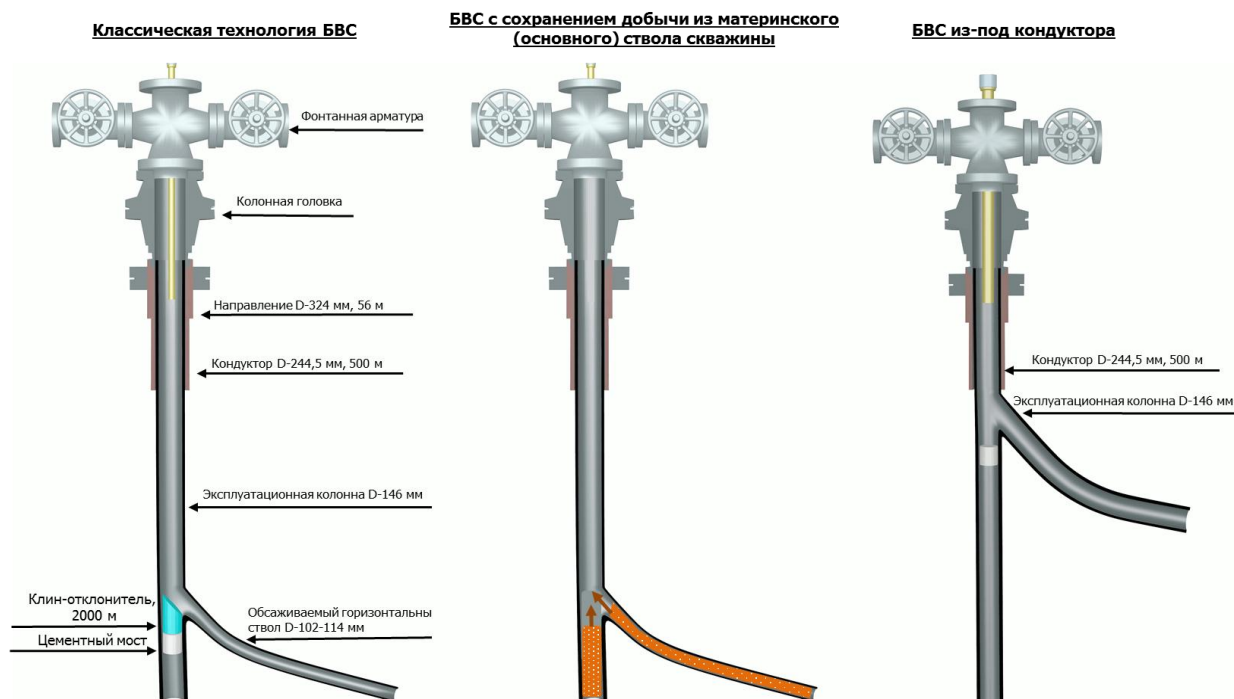


Рисунок 1 – бурения боковых стволов как из скважин действующего, так и бездействующего фондов

Сопоставление технологий

Так в чём же преимущества использования современных вариантов БВС и почему в ряде случаев предпочтительнее выбрать их, чем эксплуатационное бурение?

Технология бурения

1) *эксплуатация нескольких объектов одновременно* – при сохранении материнского ствола имеется возможность приобщения ниже- или вышележащих пластов, что в свою очередь позволит выполнить опережающую выработку пластов, а также поможет решить вопрос с окупаемостью скважин (в случае выработки двух пластов отдельными новыми скважинами технико-экономические показатели могут быть отрицательны);

2) *глубина врезки* – сопоставляя классический БВС и БВС из-под кондуктора, необходимо отметить, что средняя глубина врезки на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» составляет 1500-2000 м (классический вариант). При этом, использование современного варианта позволит выполнить врезку из-под кондуктора на глубине 300-700 м.

3) *ограничение направления ствола скважины по азимуту* – в случае использования классического варианта БВС ограничение составляет 270 градусов, а при бурении из-под кондуктора ограничения отсутствуют.

4) *диаметр колонны* – при классическом варианте БВС добывающие компании используют эксплуатационные колонны диаметром 102-114 мм. В случае БВС из-под кондуктора используются эксплуатационные колонны большего типоразмера (146-178 мм), тем самым получается полноценная «новая» скважина.

Экономическая эффективность

1) *оперативность бурения* – среднее время реализации классического варианта БВС составляет 2-3 месяца, в случае БВС из-под кондуктора – 4-5 месяцев, что обуславливается подготовительными работами бригады капитального ремонта скважин (извлечение эксплуатационной колонны). В случае бурения новой эксплуатационной скважины, срок реализации будет составлять до 2 лет (разработка проектно-сметной документации, проектного документа на обустройство, обустройство кустовой площадки и т.д.).

2) *капитальные затраты* – в связи с тем, что при бурении бокового ствола скважины (во всех вариантах) отсутствует необходимость в строительстве и обустройстве новой кустовой площадки, капитальные затраты существенно ниже, чем при новом эксплуатационном бурении. Разница в капитальных затратах между вариантами БВС связана только с большей «проходкой» при БВС из-под кондуктора.

Добыча нефти

1) *сохранение базового фонда* и дебита нефти при бурении бокового ствола скважины с сохранением проходного сечения основного ствола;

2) *уплотнении сетки скважин, а также вовлечение запасов нефти, находящихся в краевой части залежи;*

3) *использование аварийных скважин* – в случае БВС из-под кондуктора есть возможность привлекать скважины из аварийного фонда (многочисленные негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК), смещение ЭК, аварийный забой), когда при классическом варианте это невозможно.

Особенности эксплуатации ГНО на один объект разработки

При эксплуатации скважин с одним объектом разработки используется система ТАМЛ-4 (разработка ТИУ) с эксплуатационными колоннами (диаметр основного ствола и бокового в мм) 146/102, 168/114, 178/114. При такой системе возможно использование стандартного оборудования УЭЦН 5-го габарита, который массово применяется на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Глубина спуска ГНО в данной ситуации не ограничена окном резки бокового ствола, т.к. внутренний проходной диаметр основного ствола не изменяется. Вследствие чего отсутствуют риски по снижению депрессии в базовом (материнском) стволе (рисунок 2).

Однако, остаются стандартные технические ограничения по глубине спуска ГНО, такие как кривизна ствола скважины, смещение колонны, аварийный забой скважины, непроход шаблона, сужение ствола скважины после РИР и т.д.

Особенности эксплуатации ГНО на несколько объектов разработки

При эксплуатации скважин с двумя объектами разработки используется система ТАМЛ-4+ (разработка компании ADL с механической системой заканчивания скважин) с эксплуатационными колоннами (диаметр основного ствола/диаметр бокового ствола) 168/114 мм, 178/114 мм.

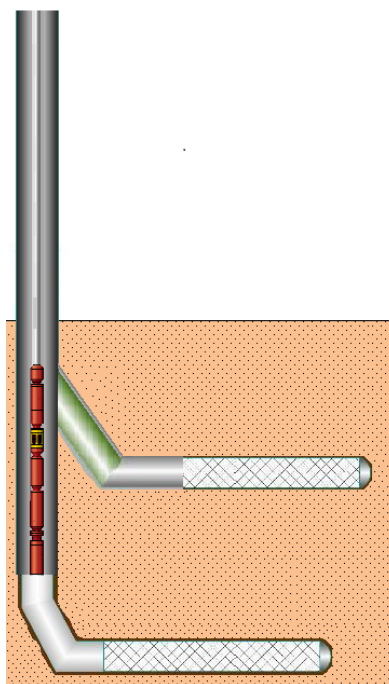


Рисунок 2 – Эксплуатация скважины УЭЦН при разработке одного объекта

При такой системе возможно использование компоновок ОРД и ОРЗ производства НПФ «Пакер» и ООО «УралЭнергоПром», которые массово применяются на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Однако, из-за механической системы заканчивания уменьшаются внутренние проходные диаметры колонн, как основного, так и бокового.

Так, проходной диаметр основного ствола скважины составляет 82 мм, бокового – 95 мм. Поэтому при данных условиях необходима модификация существующих компоновок ОРД и ОРЗ.

Данный вопрос был проработан с заводами-изготовителями данных основных компоновок ОРД и ОРЗ (ООО «УралЭнергоПром» и НПФ «Пакер»), которые подтвердили о существующей возможности модификации, в частности, для бокового ствола (диаметр 114 мм): разработать пакеры малого диаметра для открытых стволов (рисунок 3, рисунок 4).

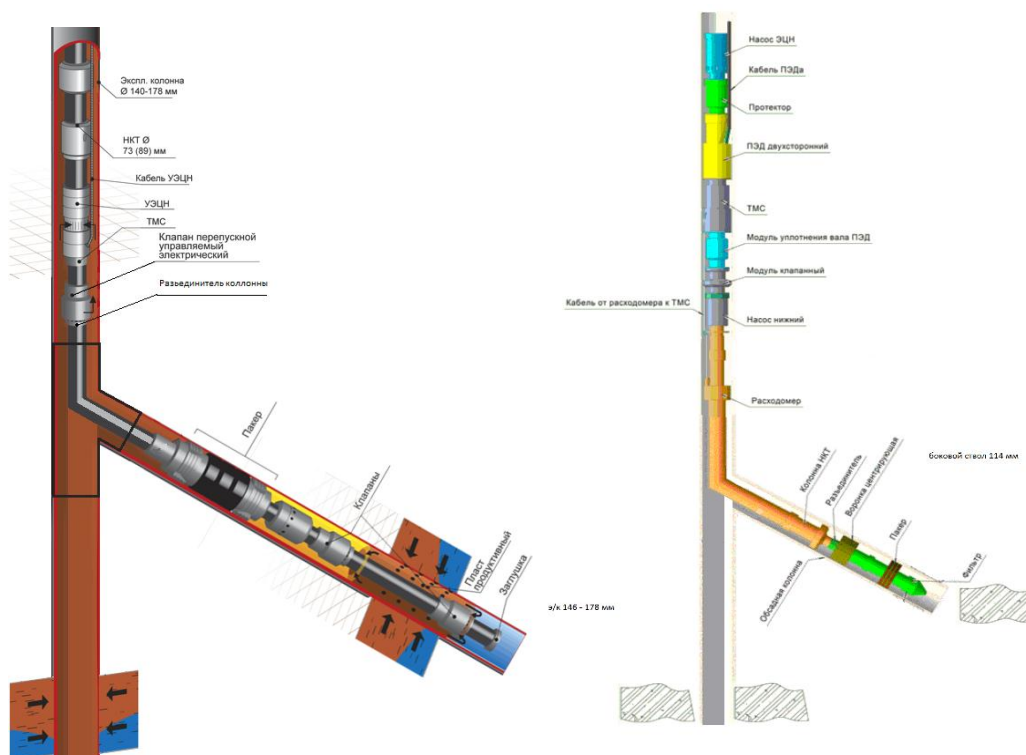


Рисунок 3 – Эксплуатация скважины компоновками ОРД

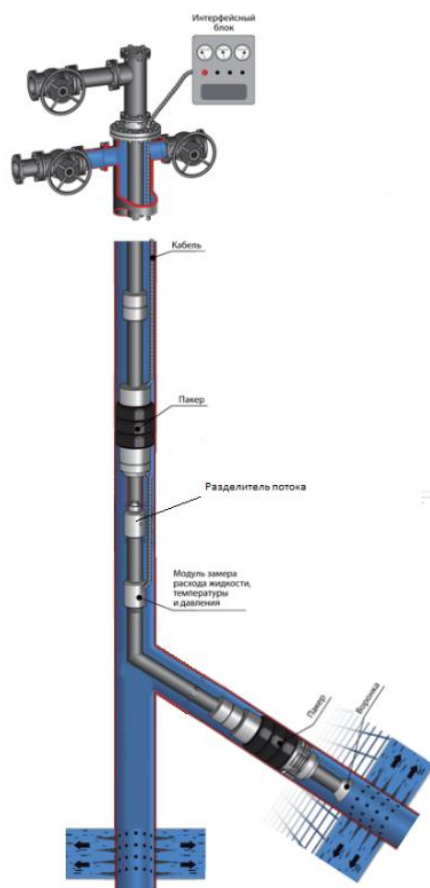


Рисунок 4 – Эксплуатация скважины компоновками ОРЗ

Замеры жидкости и обводнения при ОРД будут осуществляться следующим образом:

- при использовании компоновки УОРЭП ООО «УралЭнергоПром» – по боковому стволу замеры будут осуществляться через геофизический прибор, в котором есть расходомер и влагомер. По основному стволу замеры будут на устье в АГЗУ и через пробы, но при этом будет общая жидкость и обводненность, таким образом, параметры будут вычисляться путем обратного пересчета;

- при использовании компоновки ПРОК НПФ «Павер» замер будет проводиться по основному стволу путем отключения клапаном бокового ствола и дальнейшим замером на устье в АГЗУ, либо через пробы. По боковому стволу необходимо обратным пересчетом.

В результате выполненного сопоставления технологий можно прийти к выводу, что использование современных вариантов БВС, по сравнению с классическим вариантом и новым эксплуатационным бурением, позволит компаниям:

- вовлечь в разработку ранее недренируемые запасы углеводородов;
- повысить эффективность капиталовложений;
- заменить проектный фонд скважин;
- использовать в качестве доноров аварийный и ликвидированный фонд скважин;
- вовлечь краевые запасы нефти, в случае невозможности классического варианта БВС;
- сократить сроки вовлечения запасов в разработку.

Библиографический список:

1. Хилл А.Д. Многоствольные скважины / А.Д. Хилл, Жу Динг, Дж. Майкл. – Экономидес: Научное общество инженеров-нефтяников. – Техас, 2008.
2. Пат. 2623406 Российская Федерация, МПК E21B 29/00. Способ резки бокового ствола в обсаженной колонной скважине с извлечением части эксплуатационной колонны: № 2015155808: заявл. 24.12.2015; опубл. 26.06.2017 / Хисматов Р. Р., Ташланов И. В., Габдрахманов М. А., Ахметов И. М., Ганеев И. С., Резванов Р. Н.; заявитель и патентообладатель ООО «Таргин Бурение».

Предотвращение отложений парафина, смол и асфальтенов путем применения тепловой обработки скважин

Акбашев Т.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Эксплуатация нефтяных скважин сопровождается такими осложнениями, как увеличение обводненности продукции, падение пластового давления, снижение темпа отбора жидкости, образование твёрдых асфальтосмолопарафиновых отложений. Вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии актуален и на современном этапе развития нефтяной промышленности [1-2].

На одном из нефтегазоконденсатных месторождений отложения асфальтосмолопарафиновых веществ является наиболее важной проблемой оборудования скважин. Применяемые методы борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) увеличивают межремонтный период скважин на некоторое время, но полностью избежать образования отложений не удаётся. Цель работы – оценка эффективности методов борьбы с АСПО на нефтегазоконденсатном месторождении, разработка технологии предупреждения АСПО в скважине и призабойной зоне.

Нефть нефтегазоконденсатного месторождения характеризуется содержанием АСПО 22,1%. Уже через месяц после запуска нефтегазоконденсатного месторождения в промышленную эксплуатацию было отмечено снижение дебитов скважин.

Были зафиксированы непроходы скребкового оборудования почти на половине скважин действовавшего фонда. Были начаты работы по восстановлению проходов в насосно-компрессорных трубах (НКТ). Для изучения химического метода борьбы с АСПО на нефтегазоконденсатном месторождении проведены лабораторные эксперименты по подбору эффективных растворителей для удаления АСПО. По результатам опытов был исключен один из пяти растворителей. Производились продувки скважин и горячие обработки нефтью, были проведены опытно-промысловые испытания нескольких реагентов-растворителей.

На нефтегазоконденсатном месторождении применяют три метода борьбы: 1) механический метод (использование скребков переменного сечения с раздвижными ножками); 2) тепловой метод (закачка в скважину теплоносителя – горячей нефти); 3) химический метод (растворители АСПО). Опыт применения методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтегазоконденсатном месторождении показал, что все три метода показали низкую эффективность.

В лаборатории «Гидродинамические методы исследования скважин и цифровое моделирование технологических процессов» проведены расчеты с помощью программного обеспечения PipeSim, позволяющего моделировать многофазный поток от пласта до устья скважины. Получено увеличение толщины отложений парафина по длине НКТ. С течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность отложений наблюдается в начале процесса, а затем скорость роста отложений парафина снижается.

Программное обеспечение Pipesim, используемое для моделирования процесса выпадения и отложения парафинов в скважинах, позволило определить:

- уменьшение пропускной способности НКТ на 21 мм через 72 ч после начала выпадения парафинов в скважине № 1;

- место выпадения парафинов в скважине № 1: наибольшая интенсивность наблюдается в начале процесса, а затем скорость роста отложений парафина снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти во внешнюю среду, вследствие увеличения отложившегося слоя парафина;

- уменьшение дебита скважины № 2 при отложении парафинов на 43 м³/сут через 72 ч после начала выпадения парафинов.

Получено, что с увеличением времени происходит уменьшение объемного расхода жидкости в связи с отложениями парафина по длине НКТ. Через каждые 12 ч происходит

уменьшение дебита скважины на 6, 9, 12 и 14 м³/сут жидкости. Уменьшение дебита связано с тем, что из-за отложений парафина происходит уменьшение проходного сечения скважины.

Моделирование показывает особенное влияние отложений у устья скважины, что коррелирует с данными литературного обзора.

Механический, химический методы, закачка горячей нефти являются методами борьбы с АСПО. С целью предупреждения (предотвращения) отложений АСПО в скважине и очистки призабойной зоны скважины предлагается способ предотвращения отложений АСПО в добывающей скважине – способ электропрогрева непосредственно на забое скважины.

На основе существующего способа паротепловой обработки скважин за счет цикличности воздействия на скважину и ее удаленную зону, применяемого в Канаде, США, Венесуэле, Китае, Омане и Индонезии разработан способ прогрева добывающей скважины с целью предотвращения отложений АСПО в скважине и кольматации призабойной и удаленной зоны пласта.

Технология электропрогрева непосредственно на забое скважины реализуется следующим образом. В добывающую скважину производится спуск специального скважинного генератора тепла. Совершается тепловое воздействие в скважине до получения жидкости с высокой температурой. Время обработки и интенсивность воздействия определяются мощностью, параметрами продуктивного интервала. Далее производят закачку воды в скважину при продолжающейся обработке электрическим током для задавки нагретой среды вглубь пласта и создания тепловой оторочки в пласте [3-4].

Технология электропрогрева осуществляется путем применения установки для обработок скважин в два этапа. Первый этап – электрообработку проводят до получения жидкости с высокой температурой, которую вторым этапом затем задавливают под давлением насосным агрегатом в пласт.

После первого этапа по истечении некоторого времени включают предусмотренный в компоновке подземной части установки струйный насос, который позволяет вытеснить околоскважинную жидкость с кольматирующими материалами из порового пространства в скважину и вынести их на поверхность – проводят смену столба жидкости в стволе скважины. Затем включается генератор тепла и проводится второй этап операции, при котором производится повторное тепловое воздействие на жидкость в скважине. Далее производят закачку воды в скважину при продолжающемся электропрогреве для задавки под давлением насосным агрегатом вглубь пласта и создания тепловой оторочки в пласте.

Данный способ позволяет провести операцию в два этапа. После первого этапа операции производится очистка скважины и ПЗП за счет нагрева скважинной жидкости. После второго этапа операции проводится тепловое воздействие на удаленную зону околоскважинного пространства посредством получения и задавки вглубь пласта нагретой жидкости. В итоге произведенных двух этапов операции ожидается увеличение нефтедобычи.

Таким образом, предполагалось, что технология позволит повысить нефтеотдачу без использования химических реагентов путем теплового воздействия на скважину, призабойную и удаленную зону добывающей скважины.

Этот способ был обсужден с экспертами. Выяснилось, что опытно-промышленные испытания подобного способа воздействия на скважину не только не позволили получить положительный эффект, но и был получен отрицательный результат.

Дело в том, что при таком способе отложения АСПО, которые прогрели в скважине и призабойной зоне, были продавлены в пористую среду продуктивного пласта, что ухудшило его фильтрационные характеристики [5].

В связи с вышеизложенным была произведена корректировка технологии электропрогрева скважины. Решением проблемы низкой продуктивности добывающих скважин является прогрев призабойной зоны, запуск скважины на добычу нефти для выноса ее тяжелых компонентов на дневную поверхность, повтор цикла «прогрев – очистка призабойной зоны пласта» до тех пор, пока содержание АСПО в нефти из скважины не будет снижено. Для контроля состава нефти производится отбор проб нефти для анализа их в лаборатории.

Таким образом, проблема снижения дебитов нефти часто связана с отложением АСПО в скважине и ее призабойной зоне. Если выполнено нагнетание нагретой воды с расплавленными за счет нагрева АСПО, то коагуляция пористого пространства отложениями АСПО распространится вглубь пласта. На основе опыта промышленных испытаний предложен способ воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения эффективности борьбы с АСПО на нефтегазоконденсатном месторождении, который был скорректирован в результате консультаций с экспертом, проводившим опытно-промышленные испытания тепловых обработок скважин.

Библиографический список:

1. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 236с.
2. Байбаков Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений /А.Р. Гарушев // «Недра». М., 1981.
3. Хабибуллин И.Л., Мугатабарова А.А., Курамшин Ю.Р. Экспериментальные исследования влияния электрохимически активированных водных растворов на изменение поверхностных характеристик системы нефть – водная фаза – порода / Нефтепромышленное дело. 2011. № 10. С. 22-26.
4. Мугатабарова А.А. Исследование влияния электрохимической активации минерализованных вод на фильтрационные характеристики насыщенных пористых сред /диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Башкирский государственный университет. Уфа, 2012.
5. Чеботарев В.В., Мустаев А.Я., Алексеев Г.А. Анализ эффективности тепловых методов воздействия на призабойную зону скважин на промыслах Башкирии / Сб.науч.тр. БашНИПИнефть, 1972, вып.31 – С.251-273.

УДК 622.279.8

Извлечение кислых компонентов из состава газлифтных газов

Алекперов Ю.З., Гадашова Э.В., Алиев И.Н.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Анализ состава скважинной продукции, добываемой в процессе газлифтного метода разработки на некоторых нефтегазоконденсатных месторождениях нефтегазодобывающих предприятий, Азербайджанской республики показал, что они содержат большое количество агрессивных компонентов - сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2). Например, количество сероводорода в газе, подаваемом в систему газопровода «Белый город», который отделяется от нефти, добываемой газлифтным методом на месторождении “Бахар” НГДУ “Гум адасы”, колеблется в пределах 60-250 мг/м³ в год. Как видно, количество сероводорода в несколько раз превышает требования нормативного документа (не более 20 мг/м³).

Анализ показал, что еще одним агрессивным компонентом в составе добываемых газов является углекислый газ. Следует отметить, что высокое количество углекислого газа характерно для газов, добываемых на всех газоконденсатных месторождениях республики. Определенные проблемы возникают при добыче, сборе, подготовке, транспортировке и потреблении такого газа.

Поэтому извлечение этих компонентов из газа имеет большое значение.

Учитывая вышесказанное, с целью изучения процесса очистки газов от сероводорода и углекислого газа, в соответствии с существующими местными условиями, провели исследования.

Известно, что в практике основном используются два метода очистки газов от сероводорода: абсорбция с применением этаноламинов и адсорбция с применением молекулярных сит.

Обычно, когда содержание сероводорода в газе высокое, используются аминные процессы, а молекулярные сита используются, когда количество H_2S невелико. Поскольку вышеуказанные газы относятся к газам с низким содержанием серы, исследования проводились с применением метода адсорбции.

Образец газа для экспериментальных работ была отобран с нефтегазосборного участка №1 НГДУ «Гум адасы». Давление в линии исследуемого газа составляло 0,55-0,60 МПа, а температура - 14-20 °С. Содержание сероводорода в образце газа было в пределах 65-250 мг/м³.

В качестве адсорбентов в процессе использовались цеолиты NaA и NaX. Эти цеолиты по качеству соответствуют требованиям ТУ 38.10281-80.

Для определения адсорбционной способности адсорбентов по сероводороду процесс адсорбции проводят до тех пор, пока на выходе из адсорбера в газе не останется следов сероводорода. Количество сероводорода в уже очищенном и регенерируемом газе определяется титрованием.

Когда количество адсорбента и газа, проходящего через него, известно, определяется количество сероводорода, адсорбированного адсорбентом на единицу веса.

Результаты исследований показали, что при изменении количества сероводорода в газе с 65 мг/м³ до 250 мг/м³ ёмкость цеолита NaA по сероводороду увеличивается с 0,68 г/100 г до 3,2 г/100 г, а ёмкость цеолита NaX увеличивается с 0,98 г/100 г до 4,2 г/100 г. Таблица также показывает, что по мере увеличения парциального давления сероводорода в газе, увеличивается ёмкость по сероводороду адсорбентов как NaA, так и NaX. Эта зависимость показана на рисунке 1.

Как уже упоминалось ранее, другой агрессивной составляющей в составе производимых в нашей стране газов является углекислый газ. Присутствие этого газа в товарном газе нежелательно. Следовательно, извлечение диоксида углерода из извлекаемых газов имеет как экономическое, так и экологическое значение.

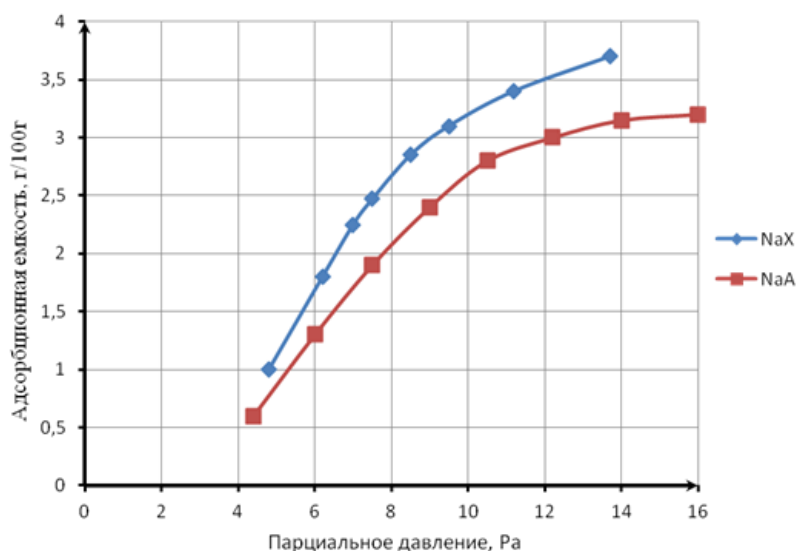


Рисунок 1 - Зависимость адсорбционной ёмкости адсорбентов NaA и NaX от давления

Известно, что когда газы содержат большое количество углекислого газа, для их очистки в основном используется процесс абсорбции. Количество CO₂ в составе газов, добываемых на различных нефтегазоконденсатных месторождениях страны, колеблется в пределах 0,5-5,0%. Это довольно высокий показатель. Поэтому внедрение процесса очистки таких газов от углекислого газа на газодобывающих и перерабатывающих предприятиях республики является одной из важных задач. Чтобы решить эту проблему, были проведены лабораторные исследования.

В процессе очистки газа в основном используются следующие аминосоединения: моноэтаноламин (МЭА), диэтаноламин (ДЭА), дигликольамин (ДГА), триэтаноламин (ТЭА), метилдиэтаноламин (МДЭА).

В наших экспериментах в качестве абсорбента использовался раствор метилдиэтаноламина (МДЭА).

В ходе экспериментов для снижения вязкости МДЭА в качестве абсорбента использовали 30% водный раствор МДЭА. Образцы проб газа с повышенным содержанием углекислого газа были отобраны с Гарадакского подземного хранилища газа и из газопровода «28 мая» - «Гарадаг». Образцы газа отбирались при рабочих параметрах (давление, температура) трубопроводов. Компонентный состав исследуемых проб газа приведен в таблице 1.

В таблице 1, показан состав проб, взятых при одном термодинамическом условии. В исследованиях использовались газы разного состава в разными термодинамическими условиями. Как видно из таблицы, содержание углекислого газа в обоих образцах газа достаточно высокое.

Таблица 1 - Компонентный состав исследуемых образцов газа

Компоненты	ПХГ «Гарадаг», % объём	Газопровод «28 Мая» - Гарадаг, % объём
Метан, CH ₄	90,55	91,68
Этан, C ₂ H ₆	2,81	2,76
Пропан, C ₃ H ₈	1,65	1,44
Бутаны, C ₄ H ₁₀	0,35	0,30
Пентаны и выше, C ₅ H ₁₂₊	0,40	0,25
Углекислый газ, CO ₂	3,99	3,32
Азот, N ₂	0,23	0,20
Кислород, O ₂	0,02	0,05
Удельный вес (20 ⁰ С, 760 мм рт.с.)	0,7887	0,7550

Приготовление рабочего абсорбента - 30%-ного водного раствора МДЭА проводят в термостате U-10. Термостат оборудован системой обогрева и циркуляционным насосом. Чтобы приготовить раствор нужно залить необходимое количество свежего МДЭА и воды в термостат. Для хорошего перемешивания раствора процесс осуществляется путем многократной циркуляции насоса при температуре 35-40⁰С. Приготовленный абсорбент с помощью насоса подается в верхний слой контактных элементов верхней части абсорбера. В качестве контактного элемента в поглотителе использовалась металлическая стружка токарного станка. Таким образом, 2/3 части абсорбера заполнялось этими стружками.

Исследуемый газ из контейнера подается в нижнюю часть контактных элементов нижней части абсорбера, через счетчик. В абсорбере используется распределительное устройство для равномерного распределения газа по всему поперечному сечению и улучшения контакта с абсорбентом. Расход газа измеряется лабораторным счетчиком ГСБ-400. В абсорбере газ и абсорбент движутся в противоположных направлениях и контактируют с поверхностью контактных элементов. Очищенный газ удаляется из системы, а его состав анализируется хроматографически. Насыщенный диоксидом углерода раствор МДЭА удаляется из нижней части абсорбера и собирается в емкость. Процесс проводится периодически с участием газов, отобранных из Гарадагского ПХГ и газопровода «28 мая» с различным содержанием CO₂ и при разных термодинамических условиях.

Результаты исследования приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Очистка газов от углекислого газа 30% -ным раствором МДЭА

№	Давление газа в абсорбере, МПа	Температура газа в абсорбере, ⁰ С	Расход абсорбента за один цикл	Объемная скорость газа, л/мин	Отношение жидкость/ газ л/м ³	Количество CO ₂ на входе в абсорбер, %	Количество CO ₂ на выходе абсорбера, %	Объемная степень очистки, %
1	0,25	18	0,15	1,0	1,0	3,99	0,3	92,5
2	0,2	18	0,15	1,5	1,0	4,0	0,4	90,0
3	0,25	20	0,15	2,0	1,0	3,8	0,35	91,0
4	0,3	20	0,2	2,0	1,0	4,2	0,2	95,2
5	0,3	17	0,2	3,0	1,0	3,32	0,5	85,0
6	0,25	18	0,2	2,5	1,0	3,3	0,3	91,0
7	0,25	18	0,25	2,0	1,0	3,0	0,09	97
8	0,3	18	0,25	2,0	1,0	2,99	0,1	96,6

Как видно из таблицы, в зависимости от режима степень очистки газов от углекислого газа 30%-ным раствором МДЭА составляет 85-97%.

Таким образом, рекомендуем использование сорбционных процессов очистки природного газа от агрессивных компонентов на газоконденсатных месторождениях и газоперерабатывающих заводах, действующих в республике

Целесообразно для очистки газов с высоким содержанием углекислого газа использовать абсорбционный процесс, а газы с низким содержанием сероводорода очищать адсорбционным методом.

Результаты проведенных нами исследований, учитывающие региональные условия республики, показали высокую эффективность предложенных процессов.

УДК 004:330.322:622.276

Оценка экономической эффективности разработки одного из нефтяных месторождений пермского края при бурении эксплуатационных скважин с зарезкой боковых горизонтальных стволов

Богаткина Ю.Г.

Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук, Москва

Горизонтальное бурение применяется в условиях труднодоступности извлечения природных углеводородов, что характерно для месторождений Пермского края. Рассмотрена смета затрат для бурения эксплуатационных скважин с горизонтальными стволами. Представлены методические положения по экономической оценке эффективности разработки месторождения с применением этого метода на основе различных механизмов налогообложения недропользователей в России. Делается вывод, что применение соглашений о разделе продукции (СРП) может значительно улучшить экономические показатели месторождения, что дает государству гарантировать себе определенную долю прибыли от разработки месторождения и, в то же время, привлечь необходимые инвестиции. Практическая значимость проведенных исследований заключается в том, что предложенные методические положения в области экономической оценки эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Пермского края с применением бурения горизонтальных стволов носят универсальный характер и могут быть использованы на практике другими предприятиями нефтегазового комплекса.

Целью исследований является оценка экономической эффективности бурения эксплуатационных скважин с зарезкой боковых горизонтальных стволов по ООО «Лукой-Пермь» с учетом различных налоговых режимов [1-3]. Расчет осуществляется на примере одного из вариантов бурения горизонтальных стволов на одном из месторождений Пермского края.

При оценке стоимости строительства эксплуатационных скважин была принята следующая смета затрат на бурение (Таблица 1,2) [4].

Таблица 1 - Смета затрат бурения эксплуатационной скважины

Статьи затрат	Единица измерения	Стоимость строительства одной эксплуатационной скважины	Стоимость за 1 метр при глубине бурения 3300 м
Заработная плата бригады	руб.	4628856	1402
в т.ч. страховые взносы	руб.	1573812	476
Затраты на питание бригады	руб.	919022	278
Амортизация оборудования	руб.	14265884	4322
Содержание бурового оборудования	руб.	1113780	338
Услуги связи	руб.	167980	50
Вспомогательные материалы	руб.	320168	98

Статьи затрат	Единица измерения	Стоимость строительства одной эксплуатационной скважины	Стоимость за 1 метр при глубине бурения 3300 м
Экологические платежи	руб.	281048	86
Работа транспорта при строительстве	руб.	5040528	1528
Доставка вахт	руб.	2459822	746
Затраты на ГСМ	руб.	5116210	1550
Дефектоскопия инструмента	руб.	275974	84
Опрессовка обсадных труб	руб.	573756	174
Страхование	руб.	166620	50
Материалы бурения и крепления	руб.	1689694	512
Сервисные услуги подрядчиков	руб.	23541116	7134
Телеметрия и ВЗД	руб.	6997050	2120
Долотный сервис	руб.	2480592	752
Растворный сервис	руб.	5201306	1576
Энергосервис	руб.	1397348	424
Станция ГТИ	руб.	447336	136
Тампонажные услуги	руб.	7017484	2126
ВСЕГО:	руб.	62134272	18828

Таблица 2- Объем капитальных вложений для бурения ГЭС

Максимальная глубина бурения горизонтального ствола, м	Затраты на бурение, руб.	Затраты на отвод земли, руб.	Затраты на обустройство, руб.	Затраты на оборудование, руб.	ВСЕГО затрат, руб.	Стоимость за 1 метр руб.
400	17 945 000	100 000	337 000	1 282 000	19 664 000	49 160

В данной работе было рассмотрено бурение эксплуатационных скважин с зарезкой боковых стволов и исследован вариант разработки одного из нефтяных месторождений Пермского края с применением различных налоговых механизмов[1,3]. Предложено к бурению 38 горизонтальных стволов с предельными приростами добычи нефти от 9 тыс.т/год. до 29 тыс. т/год. и общей добычей за весь эффективный период работы скважин 3000 тыс.тонн (рисунки 1,2). Была проведена оценка эффективности проекта бурения горизонтальных стволов в целом по всем скважинам. Расчеты показали, что эффективность разработки рассматриваемого месторождения с применением действующего налогового режима в России находится на грани экономической рентабельности. При инвестициях в бурение 1436,615 млн. руб. получены следующие результаты: ЧДД=270 млн.руб., P1=1.55 доли ед., IRR=10%.,устойчивость варианта низкая и степень риска по нечетким моделям высокая[3] (Таблица 3).

Таблица 3 Основные экономические показатели по варианту разработки месторождения начиная с 2020 года

	млн.руб
Капитальные вложения по суммарному варианту	
В бурение	1436,615
В обустройство	1646,667
Капитальные вложения, не входящие в сметы строек	148,55
Суммарные капитальные вложения	3231,832
Эксплуатац.затраты и налоги по суммарному варианту	
Условно-постоянные	4286,67
Условно-переменные	5341,7

Отчисления и налоги в составе себестоимости	24055
Отчисления и прямые налоги	12135
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	
Суммарная выручка	57562
Норма дисконта (%)	10
ЧД	5236
ЧДД	270
Индекс доходности (ед.)	1,5
Доход государства (млн.руб.)	35351,27

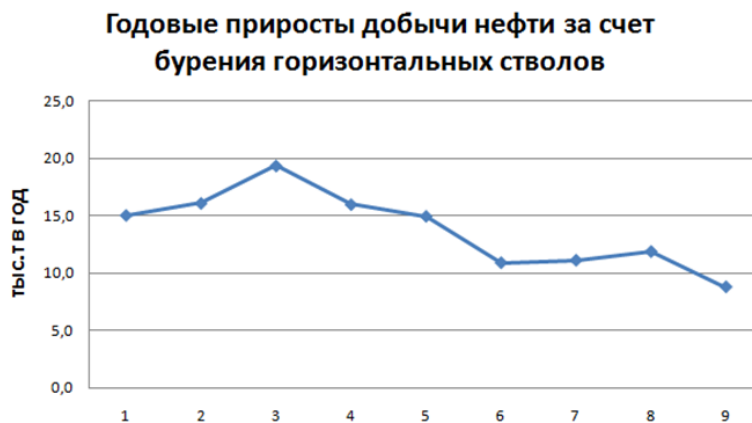


Рисунок 1 – Динамика годовых приростов добычи нефти за счет горизонтального бурения



Рисунок 2 – Динамика накопленной добычи нефти

В качестве альтернативы было применено СРП России, которое показал высокий экономический эффект. СРП России применялся при различных значениях компенсационной продукции на покрытие затрат и различных значениях распределения прибыльной продукции между государством и инвестором с применением автоматизированной системы, что показано в таблице 4[3].

Представим подробней экономическую оценку разработки месторождения на условиях СРП. Для определения закономерностей изменения дохода государства и инвестора на условиях СРП исследовался широкий диапазон изменения максимального покрытия затрат от 70 до 50 процентов и распределение прибыльной продукции от 40 до 60 процентов для инвестора в соответствии с законом о недропользовании[5] (таблица 4). Все расчеты проводились при действующих затратах и устойчивой цене на нефть 50долл/барр с реализацией продукции на внешнем рынке.

По результатам оценки видно, что государство, как хозяин ресурсов и запасов при всех процентах реализации продукции, идущей на покрытие затрат инвестора и при фиксированном распределении прибыльной нефти, всегда получает доход более 50% без каких либо финансовых затрат и проектного риска.

Таблица 4 - Экономическая оценка варианта с применением СРП

№	Процент распределения прибыльной продукции в пользу инвестора	Процент распределения прибыльной продукции в пользу государства	Чистый дисконтированный доход инвестора (ЧДД)	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Дисконтированный доход государства	Срок окупаемости Ток
	%	%	млн.руб	%	млн.руб	годы
	Максимальное покрытие затрат					
	70%					
1	60	40	2209	31,50	10817	7
2	50	50	1705	26,50	11321	7
3	40	60	1200	21,80	11826	8
	60%					
4	60	40	2163	28,70	10863	8
5	50	50	1643	23,90	11383	8
6	40	60	1120	19,50	11906	9
	50%					
7	60	40	2024	25,50	11002	8
8	50	50	1464	20,80	11562	9
9	40	60	898	16,50	12128	11
	40%					
10	60	40	1814	22,40	11212	9
11	50	50	1195	17,70	11831	11
12	40	60	575	13,60	12451	15

Необходимо отметить, что максимальная величина дохода государства приходится на минимальные компенсационные условия для инвестора, что свидетельствует о противоречивости интересов партнеров. Известно, что при отрицательных потоках денежной наличности проектные решения по вариантам следует исключать из рассмотрения. Было также установлено, что именно при 70 процентах покрытия затрат инвестор получает максимальный доход. Однако принимать решения целесообразно на основе переговоров между государством и инвестором с целью согласованных и взаимовыгодных интересов обеих сторон. Принятый максимальный процент продукции, выделенный на покрытие затрат при наибольшем значении дисконтированного потока денежной наличности в первые годы обеспечивает более надежную финансовую самостоятельность инвестора при вводе залежей в разработку. На наш взгляд наиболее целесообразная граница компенсационной продукции должна быть принята на уровне 70% и распределение прибыльной продукции между двумя сторонами должно составлять 50%. Такой вариант не должен быть сдерживающим фактором для государства при принятии взаимосогласованного проектного решения, согласным получить несколько меньшую долю прибыли. Данный расчет может быть предложен для проведения переговоров между государством и инвестором с целью принятия оптимального решения.

Вместе с тем расчеты показали хорошую финансовую устойчивость варианта с применением СРП и низкую степень риска по нечетким моделям [3].

Таким образом, применение СРП может значительно улучшить экономические показатели освоения труднодоступных запасов углеводородов, что показано на примере оценки одного из месторождений Пермского края. Это дает государству гарантировать себе определенную долю прибыли от разработки месторождения и, в то же время, привлечь необходимые инвестиции.

Практическая значимость проведенных исследований заключается в том, что предложенные методические положения в области экономической оценки эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Пермского края с применением бурения горизонтальных стволов носят универсальный характер и могут быть использованы на практике другими предприятиями нефтегазового комплекса.

Библиографический список:

1. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) (с изменениями на 17 февраля 2021г.) [Электронный ресурс]. 2021[Электронный ресурс]. URL:–<http://docs.cntd.ru/document/901765862> (дата обращения 2021-03-11)
2. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года. 2016 [Электронный ресурс].URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/8743.html> (дата обращения 2021-07-15)
3. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. М.: Макс-Пресс, 2020. 248с.
4. Оптимизация капитальных вложений в строительство скважин при концептуальном проектировании разработки месторождений/В.А. Карсаков, С.В. Третьяков, С.С. Девятьяров, А.Г. Пасынков//Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 12. — С. 33–35.
5. Федеральный закон Российской Федерации от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» (с изменениями на 3 августа 2018). 2021 [Электронный ресурс]. URL: <http://ivo.garant.ru/#/document/10104313/paragraph/675957:0> (дата обращения 2021-03-11)

УДК 622.276.245.142

Альтернативный способ гидрофобизации трещинного нефтенасыщенного карбонатного коллектора нефти и газа

Брагина О.А., Ружич В.В.

Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск

Буглов Н.А., Ташкевич И.Д.

Иркутский Национальный Исследовательский Научный университет, г. Иркутск

Акчурин Р.Х.

Иркутский филиал ООО "РН-Бурение", г. Иркутск

Близнюков В.Ю.

РАЕН, г. Москва

Вахромеев А.Г.

Иркутский Национальный Исследовательский Научный университет, г. Иркутск.

Иркутский филиал ООО "РН-Бурение", г. Иркутск.

Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск

Сверкунов С.А.

Иркутский Национальный Исследовательский Научный университет, г. Иркутск.

Иркутский филиал ООО "РН-Бурение", г. Иркутск

Сегодня Юрубченская залежь – основной объект кустового эксплуатационного бурения, которое начато в 2010 г. В пределах первоочередного участка залежи бурят наклонно-направленные скважин с горизонтальным окончанием до 1000 м, освоено бурение многозабойных горизонтальных скважин. Горизонтальным бурением вскрыты зоны аномально-гидропроводного трещинно-жильного коллектора (АК), ранее не описанного по материалам бурения вертикальных поисково-разведочных скважин. По литературным данным известны разовые случаи вскрытия трещинно-карстового коллектора в доломитах рифея вертикальными разведочными скважинами на Куюмбинском нефтегазоконденсатном месторождении в Байкитской НГО [1].

Для более полного извлечения нефти из карбонатного коллектора продуктивного пласта, имеющей сложно построенный коллектор с анизотропными фильтрационными свойствами, контролируемые вторичной пористостью, требуются специально разработанные для этого случая методы интенсификации притока, направленные на повышение проницаемости пород околоскважинной зоны пласта как за счет увеличения раскрытости трещин и дополнительной

гидрофобизации поверхности всех элементов пустотного пространства, участвующих в процессе транспорта нефти из пласта в скважину, так и за счет снижения наведенной и исходной водонасыщенности пород, слагающих продуктивные толщи [2,7,8].

Увеличение раскрытости трещин можно достичь обработкой полиметилгидросилоксаном [3].

Суть данного метода состоит в том, что, с целью придания поверхности пористой среды горных пород водоотталкивающих свойств, производят капиллярную пропитку этих пород 0,06...0,36%-ным конденсатным раствором полиметилгидросилоксана (ПМГС), который прокачивают в объеме, равном 1...3 объемам порового пространства пород обрабатываемой зоны, выдерживают в пласте 1...1,5 суток, после чего приступают к разрядке скважины и вызову притока [4].

Как видно из приведенной формулы изобретения, для реализации способа кроме гидрофобизирующего агента нужна несущая основа, в которой ПМГС должен неограниченно растворяться. В случае продуктивных пластов с газоконденсатным насыщением идеальной несущей основой для доставки ПМГС в пласт является конденсат данного месторождения, поскольку он исторически совместим с флюидами, насыщающими продуктивные пласты его месторождения.

Для пластов с нефтяным насыщением необходим поиск органического растворителя и исследование его совместимости с флюидами, присутствующими в продуктивном пласте, который запланирован для гидрофобной обработки.

После проведения пробных опытов для выше указанной цели в качестве несущей основы нами выбрано дизельное топливо (ДТ), выпускаемое по ГОСТ 305-82 с изм. 1,2,3,4 с температурой выкипания от 160 до 355 °С. В данном ДТ полиметилгидросилоксан хорошо растворим [5].

В табл. 1 и 2 приведены результаты определения совместимости образцов нефти и пластовой воды с 0,36 %-ным раствором ПМГС в ДТ.

Таблица 1 – Совместимость нефти со скважины № 91 Юрубчено-Тахомского лицензионного участка с 0,36 %-ным раствором ПМГС в дизельном топливе (ДТ) (объект У, проба № 6, интервал и дата отбора 2412,0-2421,0 м, 16.02.2004)

Соотношение компонентов, объемные доли		Результат смешивания компонентов по истечении определенного времени			
нефть	0,36 %-ный раствор ПМГС в ДТ	3 часа	3 суток	5 суток	7 суток
9	1	+**	+	+	+
8	2	+	+	+	+
7	3	+	+	+	+
6	4	+	+	+	+
5	5	+	+	+	+
4	6	+	+	+	+
3	7	+	+	+	+
2	8	+	+	+	+
1	9	+	+	+	+

*) *Использовано дизельное топливо по ГОСТ 305-82 с изм. 1-4. $T_{\text{выкип}} = 160 - 355$ °С.*

**) *Знак «+» обозначает полную совместимость компонентов как сразу после смешивания, так и по истечении определенного времени*

Нефть в любых соотношениях растворяется в дизельном топливе, содержащем ПМГС. Ни сразу после смешивания, ни по истечении времени визуального наблюдения за пробами не зафиксировано образования каких-либо осадков или второго слоя жидкости.

Пластовая вода не смешивается и не образует эмульсий с 0,36 %-ным раствором ПМГС в ДТ. После окончания смешивания этих компонентов образуется два слоя жидкостей: верх – раствор ПМГС в ДТ, низ – пластовая вода.

Количественная характеристика процесса адсорбции поверхностью доломитовой породы полиметилгидросилоксана из ДТ получена с привлечением спектрометрического метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на ядрах ^1H . Данный метод позволяет анализировать относительное содержание протонов в структурных группах органических и элементоорганических соединений, в том числе и протонов, содержащихся в метильной CH_3 -группе, непосредственно связанной с атомом кремния [6].

Таблица 2 – Совместимость пластовой воды со скважины № 217-Куюмбинской с 0,36 %-ным раствором ПМГС в дизельном топливе (ДТ)*

№ пробы	Соотношение компонентов, объемные доли		Результат смешивания компонентов по истечении определенного времени			
	Пластовая вода	0,36 %-ный раствор ПМГС в ДТ	3 часа	3 суток	5 суток	7 суток
1	9	1	После смешивания жид-кости сразу расслаиваются. Верх – 0,36 %-ный раствор ПМГС в ДТ, низ – пластовая вода **	Два слоя	Два слоя	Два слоя
2	8	2	То же	То же	То же	То же
3	7	3	- // -	- // -	- // -	- // -
4	6	4	- // -	- // -	- // -	- // -
5	5	5	- // -	- // -	- // -	- // -
6	4	6	- // -	- // -	- // -	- // -
7	3	7	- // -	- // -	- // -	- // -
8	2	8	- // -	- // -	- // -	- // -
9	1	9	- // -	- // -	- // -	- // -

*) Дизельное топливо по ГОСТ 305-82 с изм. 1-4. $T_{\text{выкл.}} = 160-355 \text{ }^{\circ}\text{C}$

**) На стенках пробирок обнаружено небольшое количество (<0,2 % от общей массы) белого кристаллического вещества, по всей вероятности, хлористого натрия.

Таким образом, ПМГС, растворенный в углеводородном растворителе (ДТ или его аналоге - декане) адсорбируется поверхностью образца доломита, придает поверхности этого доломита водоотталкивающие свойства, совместим с флюидами, насыщающими карбонатные породы нефтегазоконденсатных месторождений юга Сибирской платформы, и может быть использован для гидрофобизации карбонатных пластов, выполненных доломитовыми породами

Библиографический список:

- Макаров А. Н., Багринцева К. И., Садыбеков А. Т. Особенности строения рифейских карбонатных коллекторов Юрубченского газонефтяного месторождения. – Геология нефти и газа. – 1998, № 4. – С. 18-30
- Степаненко Г. Ф., Петренко Ю.А. Исследование поверхностных свойств карбонатных пород Юрубчено-Тахомской зоны газонефтегазонакопления. // Сб. статей «Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы». – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 133-137
- Бухгалтер Э.В. Метанол и его использование в газовой промышленности. М: Недра, 1986. – 238
- Бабалян Г. А. О достижениях в области применения ПАВ и химических реагентов в нефтедобывающей промышленности.// Сб. трудов «Применение ПАВ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности». – М.: Недра, 1970. – С. 3-4
- Шерстнев Н. М. и др. Применение композиций поверхностно-активных веществ при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988. – 184 с.
- Патент № 2230897. С2. RU. МПК Y21B43/22. Способ гидрофобной обработки призабойной зоны продуктивного пласта.// В. А, Казаков, А. Б. Фукс, В. С. Богданов и др. – Оpubл. 2004.06.20., Бюл. № 17
- Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Постникова О.В., Кутукова Н.М., Разяпов Р.К., Сираев Р.У. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия и освоения продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ по геолого-промысловым данным горизонтального бурения и отбора кернa в наклонных стволах // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2015. № 3. С. 68–82
- Вахромеев А.Г., Разяпов Р.К., Постникова О.В. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 3. – С. 67-81.

**Оптоволоконный кабель для контроля температуры по стволу скважины
Ярегского месторождения**

Бучак Р.В.

«ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г. Ухта

Миклина О.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ярегское нефтяное месторождение высоковязкой нефти относится к уникальным объектам в мире, на котором применяются термические методы воздействия на пласт. На данном месторождении к основным разрабатываемым площадям относят Ярегскую и Лыаельскую. На Лыаельской площади добыча нефти осуществляется с помощью технологии SAGD (встречного термогравитационного дренирования пласта) [2]. На Лыаельской площади впервые в мире была реализована технология SAGD с длиной горизонтального ствола скважины до 1 км. Интеллектуальная разработка месторождения включает в себя множество различных систем, в том числе контроль за температурой вдоль горизонтального ствола скважины. За непрерывным контролем температуры используют различные электронные термометры, однако в последнее время начали применять оптоволоконную систему.

Средняя толщина продуктивного пласта Лыаельской площади составляет примерно 35 м, а средняя толщина нефтенасыщенных песчаников – 8,5 м на контуре нефтеносности. Среднее значение коэффициента пористости песчаников по продуктивному пласту равняется 25 %, а коэффициент эффективной проницаемости – $1,9 \times 10^{-12} \text{ м}^2$. Водонефтяная зона занимает около 70 % всей площади.

В промысловой практике замер температуры осуществляют во время геофизических исследований с применением скважинных электронных термометров различных конструкций. Данные термометры представляют собой сложную информационно-измерительную систему, состоящую из механических и электронных блоков, а иногда и автономных источников питания. Однако используемая система термометрии имеет ряд недостатков, которые затрудняют процесс регистрации и обработки результатов замеров. Один из них – это точность замера, заключающийся в том, что для исследования теплового поля скважины в пределах её ствола, необходимо перемещать термометр на соединительном кабеле или необходимо устанавливать несколько таких термометров. Следующим недостатком является – риск возникновения взрывов или пожаров в стволе скважины, т. к. они находятся непосредственно внутри скважины. Также к недостаткам можно отнести ограниченность использования скважинных электронных термометров в скважинах со сложной конструкцией, например, на многоствольных скважинах или на скважинах с дополнительными горизонтальными стволами. Необходимо также отметить погрешность замеров во время проведения работ, связанных с различными дестабилизирующими факторами.

Использование оптоволоконной системы позволяет решить ряд технологических проблем в контроле за эксплуатацией скважины при реализации технологии SAGD.

Непосредственное измерение температуры осуществляется с помощью оптоволоконного кабеля, который одновременно выполняет её замеры по всей длине кабеля в реальном времени без перемещения датчика, а также является каналом, с помощью которого передаётся информация из ствола скважины на поверхность. К достоинствам кабеля также можно отнести его надёжность в работе, длительный срок службы, высокую стабильность и помехозащищённость, обеспечивающие работу кабеля в течение эксплуатации скважины (межремонтный период).

Оптоволоконная система скважинной термометрии включает в себя оптоволоконный кабель и электронный блок для управления и обработки данных, который устанавливается на поверхности около устья скважины.

Оптоволоконный кабель содержит одномодовое оптическое волокно, которое является чувствительным элементом системы, непосредственно воспринимающим тепловое воздействие окружающей среды (рисунок 1). Схема специальных защитных кожухов или покровов кабеля-датчика изображено на рисунке 2.

В данной статье рассматривается вопрос применения оптоволоконной системы «ИРЗ ТМС-Квант+» на скважинах Лыаельской площади Ярегского месторождения, как системы контроля за распределением температуры в добывающих скважинах.

На Ярегском месторождении используется система оптоволоконной телеметрии «ИРЗ ТМС-Квант+», которая включает в себя следующее оборудование:

- поверхностное (станция управления серии ИРЗ-501-95, находящаяся около устья скважины; оптоволоконный наземный кабель до 150 м, соединяющий станцию управления с кабелем, спускаемым в скважину; специальное программное обеспечение, устанавливаемое на пульте управления оператора по добыче нефти и газа, для визуализации термограмм);
- скважинное (оптоволоконный бронированный кабель-датчик длиной до 1200 м, комплект монтажных частей).

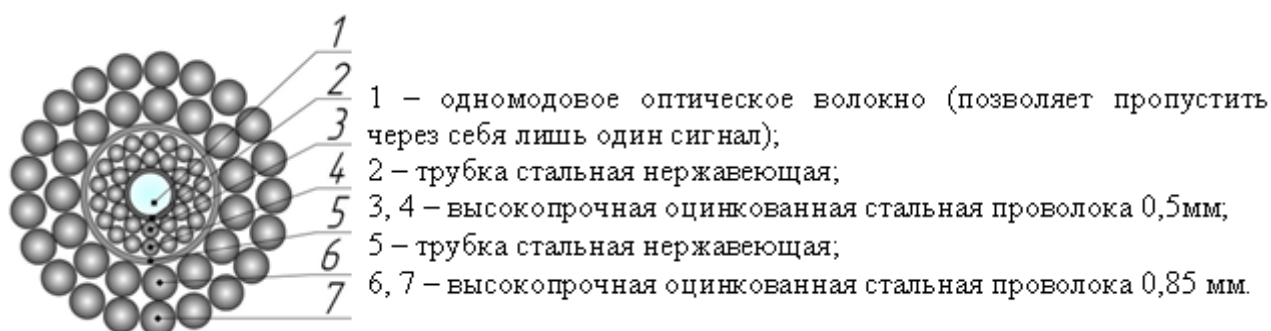


Рисунок 1 – Поперечное сечение оптоволоконного кабеля



Рисунок 2 – Схема защитных покровов оптоволоконного кабеля

Система телеметрии оптоволоконная «ИРЗ ТМС-Квант+» служит для передачи оптического информационного сигнала между бронированным подземным оптоволоконным кабелем и станцией управления ИРЗ-501-95. К основным техническим характеристикам рассматриваемой системы можно отнести следующее. Система подключается к одному одномодовому оптоволокну с шагом измерения 1,63 м (возможная погрешность $\pm 2,0$ °С), диапазон измерения температур от -55 до +300 °С. Необходимо отметить, что оптоволоконный кабель можно использовать также в средах с содержанием сероводорода. Наземный блок в виде станции управления предназначен для его эксплуатации на открытом воздухе при температуре окружающей среды от -60 до +50 °С.

Опытно-промысловые испытания оптоволоконной системы «ИРЗ-ТМС-Квант+» на скважинах с технологией SAGD были проведены на фонде добывающих скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения в 2018 году. Специалистами геологической службы было выделено две скважины для применения оптоволоконной системы. Рассмотрим результат внедрения данной оптоволоконной системы для скважины № 1. Скважина эксплуатируется установкой электроцентробежного насоса. Для проведения спуска системы «ИРЗ-ТМС-Квант+» скважину поставили на текущий ремонт (всего 6 суток). После проведения соответствующих работ на скважине был выполнен спуск ЭЦН вместе с оптоволоконной системой. Спуск комплекта оборудования установки ЭЦН с системой «ИРЗ-ТМС-Квант+» в скважину осложнений не вызвало.

После спуска оптоволоконного кабеля система телеметрии показала следующие рабочие параметры скважины: температура на приеме насоса – 107 °С, температура масла в двигателе – 114 °С, давление на приеме насоса – 0,232 МПа. При запуске скважины в работу с системой «ИРЗ-ТМС-Квант+» дебит жидкости составлял 81,6 м³/сут.

В период с 04.08.2018 г. по 01.10.2018 г. было снято три термограммы (рисунок 3). Линия 1 термограммы соответствует прогреву ствола скважины после спуска всей скважинной системы (УЭЦН и «ИРЗ-ТМС-Квант+»). Спустя месяц замеры показали прогрев ствола скважины до 120 °С (линия 2). Анализ полученных термограмм показал, что выделяется участок ствола (Участок 1), характеризующийся снижением температуры. Это говорит о том, что не весь горизонтальный ствол скважины прогревается до необходимой температуры.

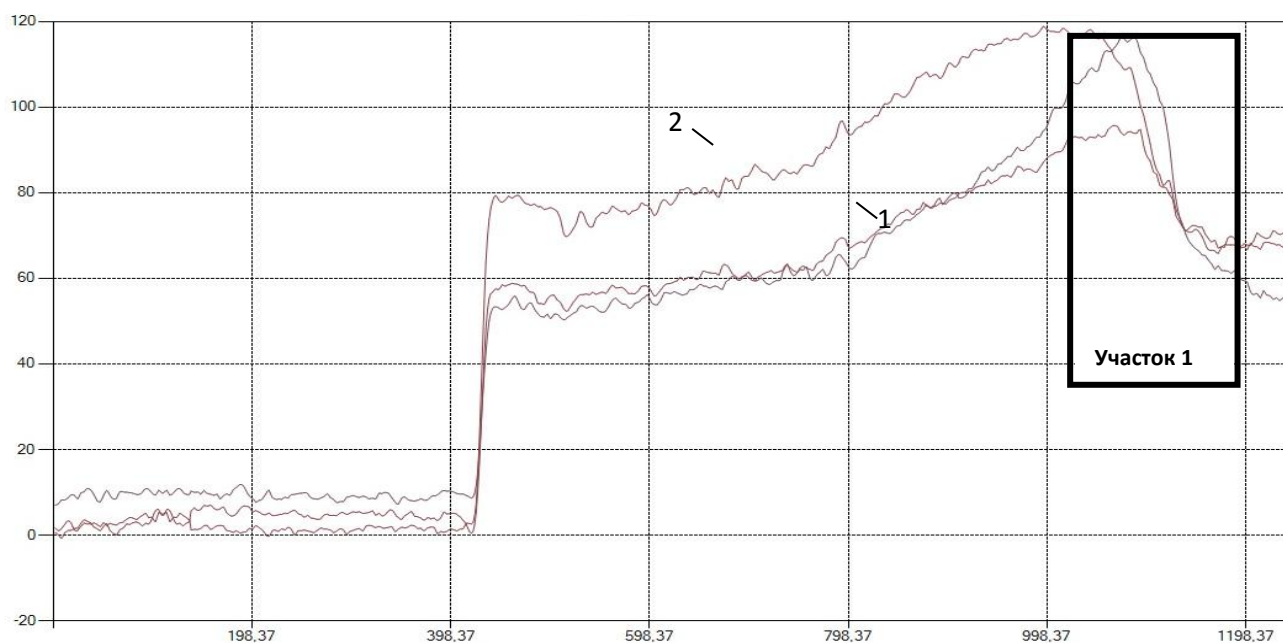


Рисунок 5 – Термограммы ОВК Квант скважины № 1

На основании проведенного анализа замеренных термограмм были выполнены работы по изменению объемов и точки подачи пара.

Результат опытно-промышленных испытаний на скважинах Лыаельской площади Ярегского месторождения показал, что:

- осложнений во время монтажа, демонтажа и спуска-подъемных операций всего комплекта оборудования, включая оптоволоконную систему и погружное оборудование ЭЦН, на устье скважины не было;
- наработка оборудования для скважины №1 составила 306 суток, а для скважины № 2 – 286 суток.
- подтверждены рабочие характеристики оптоволоконной системы «ИРЗ-ТМС-Квант+» для скважин SAGD с длиной горизонтального ствола скважины до 1 км, как системы контроля за распределением температуры в скважинах, с целью регулирования процесса разработки месторождения.

Библиографический список:

1. Коноплев, Ю.П. Термошахтная разработка нефтяных месторождений [Текст]: Под ред. Д-ра техн. Наук Н.Д. Цхадая. / Ю. П. Коноплев, В.Ф. Буслаев, З.Х. Ягубов, Н.Д. Цхадая – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006.-288 с.
2. Мирзаджанзаде, А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа [Текст]: учеб. / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С.Степанова. – Москва: Издательство «Недра», 1977. – 229 с.
3. Рузин, Л.М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов [Текст]: учеб. пособие / Л. М.Рузин, О.А. Морозюк. – 2-е изд., перераб. И доп. – Ухта: УГТУ, 2015. -166 с.

Об оценке коэффициента аномальности начальных пластовых давлений

Велиев Р.Г.

Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики, Баку

Зейналова Г.А.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

В настоящее время в литературе имеются многочисленные данные по вопросам формирования АВПД. Опубликован ряд работ и монографий, посвященных проблемам АВПД в залежах нефти и газа [1÷3, 5÷7].

АВПД является функцией многих неизвестных факторов, в ряде случаев накладывающихся друг на друга. Причиной аномальности может быть несколько, и часто и множество факторов. Они связаны с геологическими физическими, геологическими и механическими процессами [1÷4, 6,7].

Замеры пластового давления, как известно, связаны со снятием кривой восстановления давления после закрытия скважины. Измерения проводятся с помощью глубинного манометра. При высоких пластовых давлениях (выше 50МПа) такие изменения в процессе разведки не всегда удается осуществить. В такой ситуации важно знать, имеет ли место АВПД в залежи или их можно оценить по гидростатическому давлению.

Определить АВПД можно также в процессе бурения скважины, но только при соблюдении особого режима бурения (например, при сохранении равновесия между давлением столба глинистого раствора и давлением пластовой жидкости). Даже незначительные изменения условий режима бурения не дают однозначного ответа при определении зон с АВПД.

с целью уточнения и дополнения прямых методов измерения (оценки) немелованное значение имеет прогнозирование величины АВПД при отсутствии технологических возможностей, обусловленных природными, климатическими или организационными условиями.

Для обозначения аномальностей пластовых давлений удобно пользоваться понятием безразмерного коэффициента аномальности начального пластового давления (K_a). Он является отношением начального пластового давления ($P_{пл}$) к величине условного гидростатического

давления ($P_{у.г}$), т.е.
$$K_a = \frac{P_{пл}}{P_{у.г}}$$
.

При увеличении $P_{пл}$ коэффициент аномальности (K_a) может уменьшаться, быть постоянным или увеличиваться. Поэтому при выяснении характера изменения аномальности начальных пластовых давлений необходимо исходить из величины K_a .

Известны месторождения Западной Туркмении (Камышлджа, Котур Тепе, Гогран-Даг и др.) и Нижнеприкуриной впадины Азербайджанской Республики (Кюрсанги, Мурадханлы и др.), характеризующиеся очень высокими начальными пластовыми давлениями, превышающими условное гидростатическое в 1,2 и 1,7 раза для отдельных продуктивных горизонтов (таблица). Как видно из таблицы 1, превышение начальных пластовых давлений над гидростатическими, в ряде случаев достигает более 22,0 МПа (месторождение Кюрсанги, скважина 302, глубина 3480м).

Следует отметить что, рост величины превышения пластового давления над гидростатическим ($P_{пл}-P_{гид}$) со стратиграфической и геометрической глубиной залежи не характеризует последовательные возрастания аномальности. С целью прогнозирования аномально высоких начальных пластовых давлений сделана попытка определить величины K_a на примере месторождений Азербайджана и Западной Туркмении, используя при этом физико-химические показатели нефтей (плотности и групповой углеводородный состав нефти). Прежде всего, было исследовано влияние этих показателей на величину K_a .

Из числа работ, посвященных вопросам изменения физико-химических свойств нефтей, в пределах залежи, следует отметить исследования, приведенные в работах [2,4,6,7].

Таблица 1-Результаты определения коэффициента аномальности начальных пластовых давлений по исходной и контрольной выборкам

Месторождение, горизонт, номер скважины	Глубина H, м	Давление. МПа		Степень аномальности		Погрешность %
		нач. пластов ое	гидро- статич	по промысловым данным	по модели	
Котур-тепе (зап.), НК, 351	3825	25.0	38,2	1.36	1.33	+2.2
801	3956	53.8	39,6	1.36	1.31	+3.5
НК8.9. 334 .	3585	48.4	35,8	1.55	1,37	-1,4
(центр) II, 119	1560	19,0	15.6	1,22	1,28	-4,9
И, 16	1580	19.1	15,8	1,21	1.26	-4,4
Кюрсангя, VI, 40	3483	54.0	34.8	1.55	1.50	+ 3,2
Котур-тепе (центр.) III, 74	1623	20.0	16,2	1,24	1,29	-4,6
III, 168	1640	19.8	16,4	1,21	1,24	-2.4
III, 110	1655	21.0	16,5	1.27	1.26	-3,8
Гограндаг, НК ₃ , 7	2955	38.1	29.5	1,29	1.34	-3,3
Камышлджа, НК ₃ , 19	2875	41,6	28.7	1,45	1,49	-1,3
НК ₅ , 52	2870	41,5	28,7	1,45	1.47	+0.1
НК _{4+5a} 51	2897	42.5	28.9	1,47	1.46	+1.4
	2867	43,0	28.6	1,50	1.48	+0,8
Кюрсангя, VIa, 106	3297	48.9	32,9	1.49	1.47	+1,0
Камышлджа, НК ₈ . 20	3220	46,4	32,2	1,44	1,42	-1.4
НК ₅₊₆ , 29	3390	49.8	33,9	1,47	1.49	-2.0
НК' . 26	3352	49,6	33,5	1.48	1.51	-2.1
Кюрсангя, VI 16, 112	3380	49,7	33.8	1.48	1.50	+ 1,6
III, 81	3451	51,0	34,5	1,48	1.45	+2,4
VI, 110	3 84	50,3	32,8	1.53	1,49	+ 2,5
VI. 302	3465	55.3	34.6	1,56	1.52	+4,0
IIIa, 103	3479	57,3 .	34.7	1.65	1.58	2,1
Va, 23	3086	45,0	30.8	1,46	1,42	-1,6
V, 102	3295	48,0	32,9	1,46	1,48	-1,3
Vb, 111	3257	49,0	32,5	1,51	1,53	+ 7,7
III. 108	3360	51,8	33.6	1,54	1,42	-2,7
VI,119	2988	48,3	29.8	1,62	1,57	+ 2,6
VI 110	3372	50,4	32,8	1,53	1,49	-1,0
	3372	51,4	33,7	1,52	1.53	
Скважины, подвергнутые проверке						
Котур-тепе (зап.), НК, 396	3630	490	363	1,35	1,31	+ 2,4
(центр.) I, 15	1620	193	162	1,19	1,28	7,5
1,171	1672	204	167	1,22	1,26	-3.6
VIII, 15	1640	215	164	1,31	1,30	+ 0,3
Гограндаг-Эрдкли, НК, 3	4467	612	447	1,37	1,38	-1,3
НК. 13	2750	352	270	1,28	1,37	- 7,4
Камышлджа, НК, 23	2810	388	281	1, *8	1.40	-1.6
НК, 13	2905	430	390	1,48	1,44	+ 2.1
НК, 18	2790	410	279	1,47	1.46	+ 0,1
НК, 16	2855	434	: 85	1.52	1,50	+ 1,1
Котур-тепе (зап.), 336	2820	375	282	1.33	1,36	-2.9
Камышлджа. НК. 31	3025	.45	30У	1,14	1,46	-28.0
Котур-тепе III, 20	1700	192	170	1,13	1,24	-10,5
Кюрсангя, VI, 118 ,	3603	550	360	1,53	1,46	+ 3,9
III, 203	3079	460	307	1,50	1,56	-4.6
VI, 147	3507	572	350	1,63	1,56	+4.2
III 246	3057	487	305	1.60	1,47	+7.5

С целью прогнозирования величины K_a по указанным факторам, были собраны и систематизированы результаты лабораторных анализов нефтей (плотность дегазированной нефти (ρ), групповой состав нефти: выход ароматических (А), нафтеновых (Н) и парафиновых (П) углеводородов в % вес).

Было исследовано влияние каждого признака на коэффициент аномальности пластовых давлений. С этой целью построены статистические зависимости (рисунки 1÷4) $K_a=f(\rho)$; $K_a=f(\Pi)$; $K_a=f(H)$; $K_a=f(A)$;

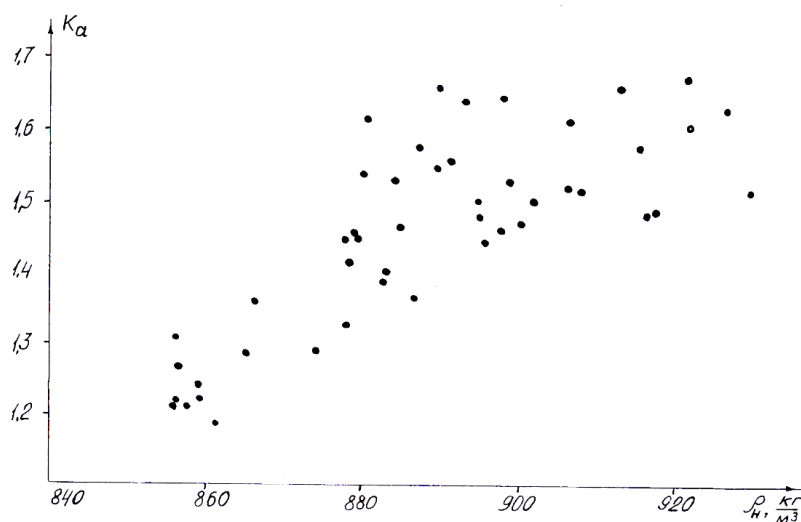


Рисунок 1 - Статическая зависимость между коэффициентом аномальности начальных пластовых давлений и плотностью нефти (на примере месторождений Туркмении и Азербайджана)

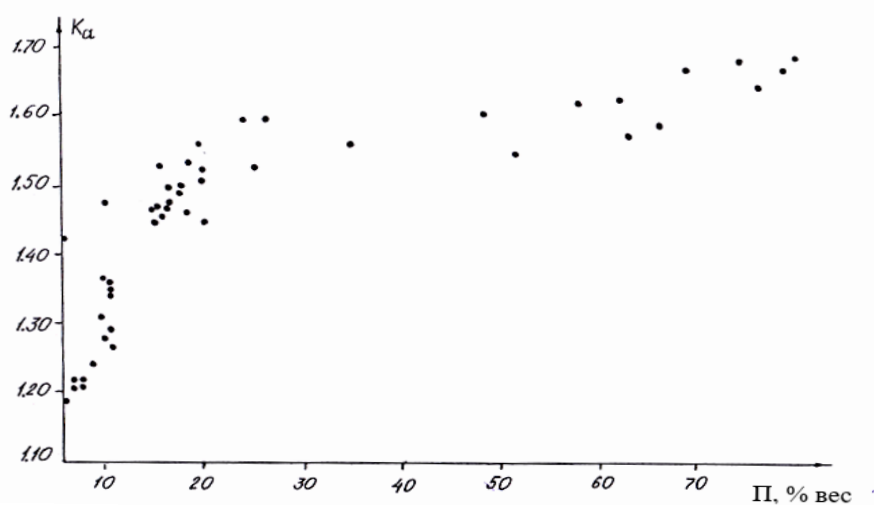


Рисунок 2 - Статическая зависимость между коэффициентом аномальности начальных пластовых давлений и содержанием парафиновых углеводородов (на примере месторождений Туркмении и Азербайджана)

Анализ статистических зависимостей, представленных на рисунках 1÷4 показал, что эти признаки в отдельности оказывают влияние на величину K_a . Есть тенденция при этом в увеличении K_a с ростом процентных содержаний парафиновых ароматических углеводородов и плотности нефти. Противоположная картина наблюдается в зависимости $K_a=f(H)$, где выход относительно высокого процентного содержания нафтеновых углеводородов в нефти обнаружен при низких значениях K_a .

Влияние отмеченных факторов на величину (K_a) было определено и на основе вычисления информативности этих факторов. Для оценки информативности признаков была использована мера Кульбака [9]. Информативность перечисленных признаков «плотности

нефти», «парафиновая группа», «нафтеновая группа», «ароматическая группа» получились информативными и равными: 2,20; 1,89; 1,28; 0,92 соответственно (таблица 2), который обозначает, что эти параметры являются информативными и каждый в отдельности коррелируется с величиной K_a .

С учетом вышеизложенного, далее для описания величины K_a задана заключалась в отыскании математической модели, включающей эти факторы.

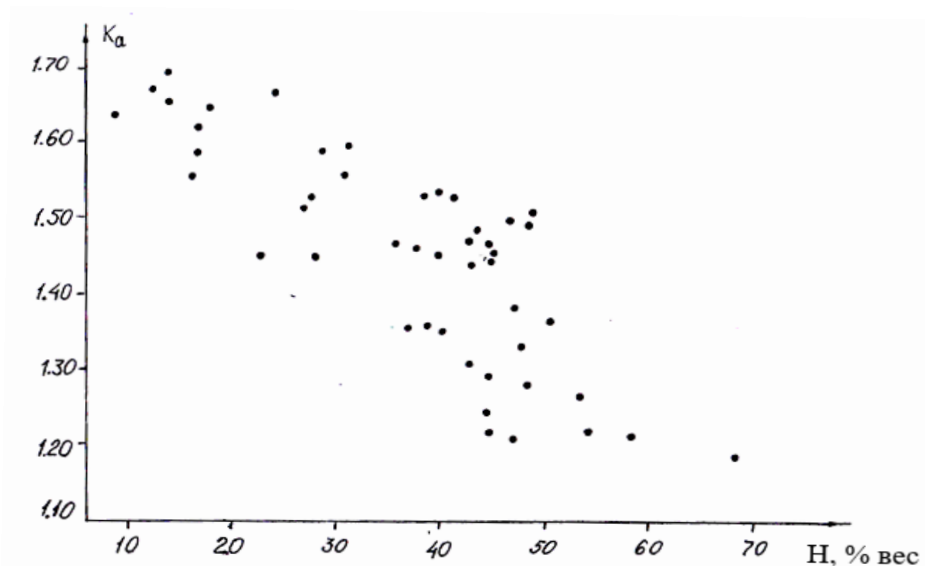


Рисунок 3 - Статическая зависимость между коэффициентом аномальности начальных пластовых давлений и содержанием нафтеновых углеводородов (на примере месторождений Туркмении и Азербайджана)

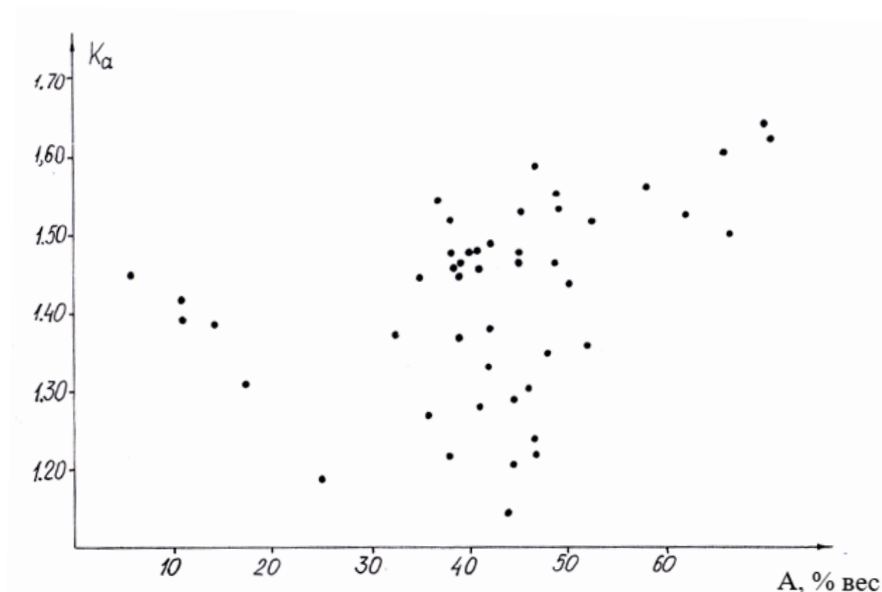


Рисунок 4 - Статическая зависимость между коэффициентом аномальности начальных пластовых давлений и содержанием ароматических углеводородов (на примере месторождений Туркмении и Азербайджана)

Для оценки коэффициента аномальности за основу обработки была взята следующая зависимость:

$$K_a = f(\rho, \Pi, H, A) \quad (1)$$

Где, ρ – плотность дегазированной нефти, $= 10^{-3}$ кг/м³;

Π , H , A – содержание соответственно парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, % вес.

Таблица 2-Расчет информативности признаков

Номер приз.	Признак	Значение признака	Сглаженные коэффициенты распознавания	Информативность J
1	Плотность нефти	0,8458 – 0,8578	+5	0.48
		0,8578 – 0,8698	+5	0.48
		0,8698 – 0,8818	+1	0.04
		0,8318 – 0,8938	- 4	0.21
		0,8918 – 0,9058	- 11	0.99
		0,9058 – 0,9178	0	∑2.20
		0,9178 – 0,9300	0	
2	Парафиновая группа	6,00 – 8,46	+6	0.67
		8,46 – 10,92	+4	0.35
		10,92 – 13,38	+1	0.02
		13,38 -15,84	- 4	0.19
		15,84 – 18,30	- 13	0.66
		18,30 – 20,76	0	-
		20,76 – 23,20	0	-
		∑1.89		
3	Нафтеновый ряд	9,10 - 17,56	0	0.33
		17,56 – 26,02	- 9	0.21
		26,02 – 31,48	- 4	0.11
		31,48 – 42,94	- 2	0.04
		42,94 – 51,40	- 1	0.29
		51,40 – 59,86	- 4	0.29
		59,86 – 68,30	+4	∑1.28
4	Ароматика	25,10 – 32,13	+2	0.07
		32,13 – 38,56	+2	0.08
		38,56 – 41,99	+1	0.04
		41,99 – 51,42	+1	0.04
		51,42 – 57,85	- 2	0.05
		57,85 – 64,28	- 8	0.33
		64,28 – 70,70	- 8	0.31
			∑0.92	

Указанную задачу удалось решить, применяя методы группового учета аргумента МГУА, использующий идею эвристической самоорганизации математической модели, который дает возможность получить модель оптимальной ложности на основе сравнительно небольшой выборки наблюдений, без использования каких-либо предположений о структуре этой модели. Описание метода и его теоретическое обоснование изложены в [5].

В результате анализа зависимости (1), методом самоорганизации получена следующая эмпирическая модель для определения величины K_a :

$$K_a = a_1 + a_2 \rho \Pi \cdot A + \frac{a_3}{\rho^3} + \frac{\Pi \cdot H^2}{\rho^6} \left[a_4 + a_5 \frac{\sqrt{\Pi \cdot H}}{\rho^4} \right] \quad (2)$$

Здесь:

$$a_1 = 1,628; a_2 = -0,573 \cdot 10^{-2}; a_3 = 0,104;$$

$$a_4 = 0,709 \cdot 10^{-6}; a_5 = -0,292 \cdot 10^{-7}$$

Результаты анализа и погрешности при определении согласно (2) K_a по исходной и контрольной выборкам показали, что модель, которая установлена на основе обучающихся данных, достаточно хорошо описывает картину изменения K_a при его значении больше, чем 1,20.

Так в скважине 31 (Камышлджа, К) и скважине 20 (Котур-Тепе, 111, где K_a соответственно равно 1,14 и 1,13, погрешности оказались значительными (модель правомочна при значении K_a больше, чем 1.21).

В частности, указанный метод опробирован на Мурадханлинском месторождении, где пластовые давления сильно меняются в пределах залежи достигают 70,0 МПа. Имеются скважины, по которым замеры пластовых давлений не представляются возможным. При проверке возможности определения величины начальных пластовых давлений (по коэффициенту аномальности) в 10 скважинах из 12 получена хорошая сходимости данных (погрешность не превышала 3%).

Таким образом, показана возможность прогнозирования коэффициента аномальности начальных пластовых давлений на нефтяных залежах по физико-химическим свойствам нефтей.

Библиографический список:

1. Фертьль У.Х. Аномальные пластовые давления. М.: Недра, 1980
2. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л.: Недра, 1971, 267 с.
3. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981, 237 с.
4. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. М.: Недра, 1978, 232 с.
5. Иваненко А.Н., Зайченко Ю.Н., Демитров В.Д. Принятие решений на основе самоорганизации. М.: Советское радио, 1976, 280 с.
6. Мехтиев Ш.Ф., Симхаев В.Э. Об аномальных давлениях Нижнеприкуринской впадины (на примере месторождения Кюровдаг). Докл.АН Азерб.ССР, 1971, т.27, №9, с.47-50
7. Новосилецкий Р.М., Попутренко А.Ю. и др. Закономерности распространения аномально высоких пластовых давлений в нефтегазоносных бассейнах. / Геология нефти и газа, 1977, №9, с.47-52
8. Орлов А.А. Аномально пластовые давления в нефтегазовых областях Украины. Львов, Выша школа, 1980, 187 с.
9. Кульбах С. Теория информативность и статистика. М.: Наука, 1967, 240 с.

УДК 622.276

Оценка влияния свойств пород и нефти на показатели вытеснения нефти водой в карбонатных коллекторах

Гайнуллин Р.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

С целью выяснения влияния различных свойств карбонатных коллекторов на коэффициент вытеснения был проведен анализ данных показателей вытеснения нефти водой, полученных в лабораторных условиях. Наиболее существенно на процессы вытеснения нефти водой влияет соотношение вязкостей нефти и воды, что было взято за основу при анализе значений Квыт [1-2]. При анализе экспериментальных данных рассматриваемые образцы пород были разбиты на группы по близкой проницаемости, и каждая группа условно принималась за 1 образец. Таким образом, получилось 5 групп, фильтрационные характеристики которых приведена в таблице 1.

Таблица 3 – Группы образцов керн с различной проницаемостью

Группа образцов	Проницаемость образцов, мкм ²	Количество образцов, шт.
1	0,010-0,024	104
2	0,035-0,054	74
3	0,056-0,089	95
4	0,090-0,147	59
5	0,263-0,654	21

Полученные основные данные при опытах с этими образцами приведены (по группам) в таблицах 2-6.

Таблица 2 – 1 группа: проницаемость k от 0,01 до 0,024 мкм²

Отношение вязкости воды к вязкости нефти, μ_v/μ_n	Начальная водонасыщенность, %	Квыт, д. ед.		Пористость, %
		в безводный период	конечный	
0,02	33,05	0,46	0,49	10,50
0,05	18,80	0,35	0,49	11,78
0,10	21,55	0,4	0,49	12,30
0,17	21,80	0,45	0,49	15,63
0,20	17,75	0,31	0,47	14,80
0,60	25,65	0,38	0,43	15,91
0,80	21,9	0,31	0,48	19,08

Рассмотрим влияние отношения вязкости воды к вязкости нефти, μ_v/μ_n , на значение Кывт. Для первой группы низко-проницаемых образцов, имеется обратная зависимость, когда максимальные значения коэффициентов вытеснения получены для минимального соотношения вязкости флюидов. Это противоречит теории вытеснения нефти водой. При максимальном соотношении, получены минимальные значения коэффициента вытеснения.

Рассмотрим влияние на Кывт пористости породы. Теоретически с увеличением пористости, фильтрационно-емкостные характеристики горных пород должны быть лучше. Коэффициент вытеснения нефти водой ожидается выше, так как при увеличении пористости улучшается качество коллектора. На гистограмме этой зависимости не наблюдается. При значении пористости в 16 % получены минимальное значение коэффициента вытеснения нефти водой. А максимальные значения коэффициента вытеснения в безводный период, наблюдаются, наоборот, при самом наименьшем значении пористости.

Рассмотрим влияние на коэффициент вытеснения начальной водонасыщенности породы. Чем больше начальная водонасыщенность, тем порода состоит из большего количества мелких пор и капилляров, поэтому тем менее качественный коллектор. Чем меньше водонасыщенность, тем ожидаются лучше свойства от коллектора, в том числе более высокие вытеснения коэффициента нефти водой. Для первой группы образцов наблюдается противоречие, когда при максимальной водонасыщенности получены максимальные коэффициенты вытеснения. Такие противоречия связаны с сложной структурой карбонатных коллекторов. Возможно, имеется влияние смачиваемости: чем выше значение начальной водонасыщенности, тем порода больше смачивается водой, т.е. гидрофильна. Возможно, большие значения Кывт получены для более гидрофильных образцов керна [3].

Для 2 группы образцов (таблица 3) использовались образцы с проницаемостью в диапазоне значений от 0,035 до 0,054 мкм².

Таблица 3 – 2 группа: проницаемость k от 0,035 до 0,054 мкм²

Отношение вязкости воды к вязкости нефти, μ_v/μ_n	Начальная водонасыщенность, %	Квыт, д. ед.		Пористость %
		в безводный период	конечный	
0,02	15,2	0,3	0,45	9,67
0,05	24,2	0,39	0,49	12,18
0,1	18,95	0,38	0,49	13,42
0,17	9,39	0,46	0,52	15,35
0,2	13,15	0,3	0,56	15,7
0,4	19,85	0,46	0,59	16,5

Результаты экспериментов для 2-ой группы образцов, проницаемость которых составила 0,035-0,054 мкм² показали, что имеется зависимость конечного Кывт от соотношения вязкости флюидов с коэффициентом корреляции R , равном 97%.

Зависимости Кывт в безводный период от отношения вязкости воды к вязкости нефти, μ_v/μ_n по 2-ой группе не наблюдается. А в случае с конечным коэффициентом вытеснения, наблюдается корреляционная зависимость.

С увеличением отношения вязкостей фаз наблюдается увеличение конечного Квыт для 2-ой группы образцов.

Для 2-ой группы образцов также наблюдается корреляционная зависимость Квыт от пористости с коэффициентом корреляции R в 97%.

При минимальной начальной водонасыщенности наблюдается среднее значение конечного коэффициента вытеснения. Для максимального значения водонасыщенности равного 24% наблюдается коэффициент вытеснения равный 49%.

3 группа (таблица 4) представлена образцами с проницаемостью в диапазоне значений от 0,056 до 0,089 мкм².

Таблица 4 – 3 группа: проницаемость k от 0,056 до 0,089 мкм²

Отношение вязкости воды к вязкости нефти, μ_v/μ_n	Начальная водонасыщенность, %	Квыт, д. ед.		Пористость, %
		в безводный период	конечный	
0,02	23,3	0,4	0,47	12,4
0,05	19,3	0,36	0,47	13,7
0,10	20,5	0,37	0,45	14,5
0,17	17,6	0,51	0,52	15,38
0,20	25,2	0,36	0,52	16,71
0,60	18,7	0,4	0,55	17,02

По 3 группе образцов так же наблюдается корреляционная зависимость с R=0,81, которая соотносится с теоретическими ожиданиями, как по значению отношения вязкости воды к вязкости нефти, так и пористости.

При минимальных значениях начальной водонасыщенности 17,6% и 18,7% получены максимальные значения конечного коэффициента вытеснения 0,52 и 0,55.

4 группа (таблица 5) представлена образцами с проницаемостью в диапазоне значений от 0,09 до 0,147 мкм².

Таблица 5 – 4 группа: проницаемость k от 0,09 до 0,147 мкм²

Отношение вязкости воды к вязкости нефти, μ_v/μ_n	Начальная водонасыщенность, %	Квыт, д. ед.		Пористость %
		в безводный период	конечный	
0,02	29,5	0,49	0,52	9,6
0,05	26	0,4	0,48	10,51
0,10	21,3	0,46	0,53	11,61
0,17	20	0,35	0,43	12,82
0,20	17,6	0,43	0,51	13,96
0,40	16,1	0,45	0,51	15,09

Для 4 группы образцов значения коэффициенты вытеснения изменяются от 0,48 до 0,53. Коэффициент корреляции между Квыт и отношения вязкостей фаз получен равным R=0,19, т.е. зависимости между значениями коэффициента вытеснения и отношения вязкости воды к вязкости нефти не наблюдается. Аналогично для пористости и начальной водонасыщенности.

5 группа (таблица 6) представлена образцами с проницаемостью в диапазоне значений от 0,263 до 0,654 мкм².

По 5 группе корреляционная зависимость не наблюдается. Это обусловлено тем, что в 5-ой группе образцов участвуют в фильтрации крупные поры капилляров и они влияют на значения коэффициента вытеснения, поэтому корреляционной зависимости не наблюдаем ни в одном из случаев [4-5].

Основным методом определения коэффициента вытеснения нефти водой является метод лабораторного моделирования. В качестве моделей пласта используются составные образцы керна, насыщенные нефтью и содержащие остаточную воду. Для определения коэффициента вытеснения нефти водой применяется установка для исследования проницаемости кернов.

Таблица 6 – 5 группа: проницаемость k от 0,263 до 0,654 мкм²

Отношение вязкости воды к вязкости нефти, μ_v/μ_n	Начальная водонасыщенность, %	Квыт, д. ед.		Пористость, %
		в безводный период	конечный	
0,05	18,9	0,25	0,44	12,42
0,10	14,4	0,4	0,59	14,52
0,16	15,1	0,39	0,46	15,19
0,20	8,6	0,41	0,54	16,9
0,60	9,1	0,26	0,46	17,9

Результаты экспериментов были разделены на 5 групп по образцам карбонатных пород в зависимости от значений их проницаемости. Проанализировано влияние на значения коэффициента вытеснения таких факторов, как отношение вязкостей нефти и воды, пористости, начальной водонасыщенности. Выявлено, что на характер вытеснения нефти водой наиболее интенсивно влияет соотношение вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз.

Для 2-ой группы образцов, проницаемость которых составила от 0,035-0,054 мкм², получено, что корреляционная зависимость конечного коэффициента вытеснения, как от соотношения вязкости флюидов, так от пористости с коэффициентом корреляции $R=0,97$. Для аналогичных зависимостей получен коэффициент корреляции $R=0,81$ для 3-ей группы образцов.

Библиографический список:

1. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – Москва, 1987. – 19 с.
2. Кисиленко Б. Е. Влияние соотношения вязкостей и скоростей вытеснения на характер продвижения водонефтяного контакта и нефтеотдачу пласта (по данным лабораторных исследований) // Нефтяное хозяйство. – 1963. - №11. – С. 35-40.
3. Мугатабарова А.А. Влияние смачиваемости карбонатных коллекторов на приемистость скважин при снижении пластовой температуры / Нефтегазовое дело. – 2018. – том 16, № 4. – С.25-30. <http://ngdelo.ru/article/view/9521>
4. Лукьянов. Ю. В. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов нефти на основе комплексного применения физических и химических методов интенсификации процесса извлечения (на примере ООО «НГДУ «Краснохолмскнефть» ПАО АНК «Башнефть»): дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2005. – 166 с.
5. Мугатабарова А.А. Исследование влияния электрохимической активации минерализованных вод на фильтрационные характеристики насыщенных пористых сред: дис. ... канд. техн. наук. Башкир. гос. университет, Уфа, 2012. – 126 с.

УДК 622.276

Оценка эффективности применения пенокислотной обработки призабойной зоны пласта

Ганиева Г.Р., Смелов А.А.

Казанский Приволжский Федеральный Университет, г. Казань

На современном этапе развития комплекса нефтегазовых работ наблюдается значительное снижение уровней добычи нефти, с повсеместным увеличением обводненности добываемой продукции и ухудшением структуры извлекаемых запасов УВ. Применение перспективных технологий для увеличения добычи нефти, выравнивания профиля приемистости, подбора оптимальной технологий является решением данной проблемы. Поэтому, необходимо разрабатывать и применять методы для интенсификации добычи нефти.

В процессе эксплуатации в добывающих скважинах коллекторские свойства призабойной зоны пласта (далее ПЗП) ухудшаются (становятся неоднородными), поровые каналы забиваются, что приводит к увеличению скин-фактора, работа залежи осуществляется на пониженных пластовых давлениях.

Проблема загрязнения поровых каналов наблюдается не только на последних стадиях, но и на начальных стадиях разработки месторождений, а конкретнее, в новых скважинах после вскрытия пласта, так и после капитального ремонта скважины, после применения различных химических методов, использованных для выравнивания профиля приемистости. Для восстановления проницаемости ПЗП применяют различные методы интенсификации добычи нефти [2]. К таким методам интенсификации относят кислотные обработки (далее КО). Основной задачей КО скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины коагулирующих твердых частиц, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов предпочтительно по всей перфорированной толщине пласта [2].

На промысле применяется множество различных составов кислот. Следует отметить, что в составы зачастую добавляют различные вещества в качестве присадок и добавок, в зависимости от основной цели обработок.

В пласт кислотный состав может закачиваться в виде пены, суспензии либо эмульсии. Выбор того или иного состояния зависит от термодинамических, ФХ, гидродинамических условий.

Наиболее эффективным применение кислотных составов является в скважинах с ухудшенными фильтрационными характеристиками ПЗП по отношению к УЗП. В частности в случаях зональной неоднородности свойств коллектора по латерали.

Наиболее эффективным методом ОПЗ является применение пенокислотной обработки (ПКС). На скважинах, где применение традиционной кислотной обработки не приносит заметных улучшений и никаких эффектов дальнейшее многократное использование СКО может привести к негативным последствиям. ПАВ в составе кислоты снижает скорость реакции с породой и позволяет кислоте обрабатывать не только высокопроницаемые пласты, но и низкопроницаемые пласты. ПАВ служит блокаторм каналов, за счет чего, кислота проникает глубже, образуя различные другие каналы, называемые червоточинами. Эффективность применения ПКС зависит от концентрации ПАВ, соляной кислоты и скорости закачки состава в пласт [3].

СКО с пенным воздействием позволяет: значительно увеличить добычу жидкости из скважины, с одновременным снижением обводненности продукции, увеличить область дренирования соляно-кислотным составом, провести более эффективную очистку призабойной зоны.

Применение ПКС также возможно в жестких термобарических условиях. Эффективность также будет зависеть от подобранного ПАВ.

Также развитие получают технологии пенных отклонителей, формирующихся в призабойной зоне при ОПЗ. Они позволяют увеличить вязкость пенокислоты, при этом обработка не способствует выносу материала и образованию каверн в интервале перфорации, как следствие происходит глубокое проникновение в пласт состава и длительность эффекта воздействия увеличивается. При этом взаимодействие с породой и время эффективного воздействия на пласт увеличиваются вдвое.

Современные технологии позволяют применять комплексное волновое воздействие на ПЗП при проведении ОПЗ. Основные преимущества данной методики заключаются в:

- уменьшения количества необходимого реагента для воздействия на пласт;
- уменьшение времени проведения операции;
- позволяет увеличить степень однородности и равномерности обработки КС путем проникновения в более удаленные участки;
- размыв УВ пленки на поровых каналах и трещинах;
- производить более легкий вынос продуктов реакции из пласта.

А также осуществлять одновременное освоение и восстановление проницаемости ПЗП [1].

Большое распространение в последнее время получили также азотно-пенокислотные обработки ПЗП. В ходе промышленных испытаний Schlumberger выявили, что: после обработки происходит распад пен на азот и жидкость, что способствует улучшению отработки прискважинной зоны.

Азотное воздействие позволяет увеличить коэффициент продуктивности обработки по сравнению с СКО приблизительно на 60%, дебит скважин увеличивается в среднем в 2-2,5 раза, при снижении обводненности на 20-22% [4].

Наиболее эффективные виды ПАВ используемые на сегодняшний день при ОПЗ кислотными составами в зарубежной и Российской практике приведены в таблице 1.

Таблица 1 – ПАВ применяемые при кислотных обработках призабойной зоны пласта

№	Концентрация ПАВ	Название	Концентрация	Кислота	Температура пласта	Давление	Минерализованность вод	Эффект по дебиту нефти
1	1,50%	Сульфанола	48%	Соляная кислота	29,8-35	119-124	177,3	4,75
2	2,00%	ДС-РАС	33%	Соляная кислота				1,98
3	3,50%	ОП-10	45%	Соляная кислота				2,36
4	1,00%	ОП-7	29%	Соляная кислота				2,17
5	1,00%	Катапин-А	30%	Соляная кислота				2,63
6	5,00%	Дисольван	22%	Соляная кислота				1,6
7	2,00%	VDA	25%	Соляная кислота	45	140	215,9	3,5
8	3,50%	OilSeeker	30%	Соляная кислота	38,5	138	245,6	4,5
9	0,4 % - 0,8 %	Сульфонол НП-1 и Сульфонол НП-3	48%	сульфаминовую кислоту	34-37	12,74	554,2	1,68
10	1 %, 1%, 1%, 2%, 1,5%, 1%	Синтанол, Катапина, ДС-РАС, КМЦ, Синтанол МЦ, ОП	10 - 12% , 0,5 - 13%	Соляная кислота, Уксусная кислота	40	158	356,4	1,38
11	1,50%	Карбозолин-О	19 - 26 % , 0,5 - 2,5 % , 5 - 15%	фосфористая + соляная кислоты	45 - 50	130	215,2	1,32
12	1,60%	Неонол	5 - 6 % , 25 - 30 %	соляная кислота	45 - 50	130	215,2	2,2
13	1,70%	Тасна	6 % , 25 - 30 %	соляная кислота	45 - 50	130	215,2	2,25

Выводы:

1. ОПЗ с использованием ПАВ и пенной структурой позволяет снизить скорость реакции кислот с горной породой, увеличить область дренажа и прокачки кислоты в пласт.

2. ОПЗ с пенным воздействием кроме того, что способствует увеличению дебитов добываемой продукции, также снижает ее обводненность.

3. Использование ПКС можно осуществлять на скважинах с многократной СКО

4. Применение СКО с одновременным волновым воздействием позволяет увеличить однородность пласта, а также уменьшить продолжительность воздействия и количество использованной кислоты.

5. Контраст проницаемости между пластами обработки должен составлять не более 15 усл. ед.

6. Использование ПАВ при кислотных обработках позволяет увеличить срок эксплуатации ПЗП.

7. Технология азотно-пенокислотного воздействия позволяет упростить отработку ПЗП от продуктов реакции и повысить вынос их из скважины.

8. В качестве ПАВ используют анионные типы ПАВ: сульфаноламы (48%); ДС-РАС (33%); Дисольван (22%); Сульфонол НП-1 (48%); Сульфонол НП-3 (48%); Неонол (5-6%; 25-30%); Тасна (6%; 25-30%).

Катионоактивные: ОП-10 (45%); ОП-7 (29%); Катапин-А (30%); VDA (25%); OilSeeker (30%); Синтанол МЦ (10-12%); Карбозолин-О (19 - 26 %; 0,5 - 2,5 %; 5 - 15%).

Библиографический список:

1. Gavrilenko A.I. Impul'sno-reagentnyj metod vozdejstvija na plast dlja mestorozhdenij RUP «PO «Belorusneft'» [Impulse-chemical method of formation stimulation for Belorusneft Production Association Republican Unitary Enterprise]. Interval, 2007, No. 10. С. 23–28.

2. Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 46–56.

3. Гуторов А.Ю. Опыт применения различных видов солянокислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана // Разработка нефтяных и газовых месторождений, журнал Нефтегазовое дело, 2012, том 10, №3 – С. 54-58.

4. Летичевский А., Никитин А., Парфенов А., Макаренко В., Лавров И., Рузан Г., Овсянников Д., Нуриахметов Р., Громовенко А. Азотно-пенная кислотная обработка — ключ к повышению нефтеотдачи карбонатных пластов на истощенных месторождениях Самарской области. Москва. Российская нефтегазовая конференция SPE, 2017. 16–18 октября.

УДК 622.246

Реологические свойства упруго вязко-пластичной жидкости при движении в трубах

Дадаш-заде М.А., Новрузова С.Г.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Аннотаци. Многочисленные химические, технологические, механические процессы зависят от гидромеханических процессов. В зависимости от свойств жидкостей процессы могут теоретически и практически изменяться. Необходимо отметить, что при этом механические свойства различных жидкостей могут быть описаны различными моделями, которые дают возможность качественно описать процессы с гидродинамической точки зрения. Однако многие жидкости, использованные в практике под давлением, изменяют свойства. Особенно это возникает в жидкостях с реологическими свойствами. Необходимо отметить, что для реологических жидкостей этот процесс более актуальный. Так в процессах бурения и эксплуатации нефтяных месторождений с аномальными свойствами на больших глубинах возникают высокие давления и температура. При этом нефть и буровой раствор подвергаются воздействию высокого давления. Все модели для обычных жидкостей не отвечают основным требованиям.

В данной работе предлагается модель, учитывающая реологические свойства упруго-вязко-пластичной жидкости.

Annotation: Numerous chemical, technological, mechanical processes depend on hydromechanical processes. Depending on the properties of liquids, the processes can theoretically and practically change. It should be noted that in this case the mechanical properties of various liquids can be described by various models, which make it possible to qualitatively describe the processes from a hydrodynamic point of view. However, many fluids used in practice under pressure change the properties. This is especially arising in fluids with rheological properties. It should be noted that this process is more relevant for rheological fluids. Thus, in the process of drilling and exploitation oil fields with anomalous properties at great depths, high pressure and temperature arise. The oil itself and the drilling fluid are exposed to high pressure. However, all models for conventional fluids do not meet the basic requirements.

The model proposed in that work takes into account the basic requirements. In this work, a proposed model takes into account the rheological properties of elastic viscous-plastic fluid.

Ключевые слова: гидродинамическая модель, вязко-пластичная жидкость, деформация, полимер, тампонажный цемент.

Key words – hydro dynamical model, viscous-plastic fluid, deformation, polymer, oil well cement.

Введение. Многочисленные практические вопросы упираются на гидродинамические модели. Такие модели дают возможность описать многочисленные процессы, возникающие при различных технологических процессах. К таким процессам относятся технология бурения, добычи, транспорта углеводородов. Однако необходимо отметить, что для построения замкнутой теории движения жидкостей при больших давлениях необходимо учитывать кинематические и динамические свойства различных жидкостей с учетом давления. Из курса гидромеханики известно, что с увеличением глубины увеличивается давление в недрах земли и это в свою очередь влияет на механические свойства жидкостей. Если к этому добавить, реологические свойства, то это приводит к новым свойствам, что описать обычными моделями невозможно. Учитывая вышесказанное, в данной работе предлагается новая модель, учитывающая реологические свойства упруго вязко-пластичной жидкости с учетом высоких давлений. Данная модель может применяться для решения многочисленных задач промышленности.

Методы исследования. Целью данной работы является получение новой модели для реологических жидкостей, т.е. упруго вязко-пластичной жидкости движущейся в трубах.

Для достижения поставленной цели предлагается:

- математическая модель для жидкостей с реологическими свойствами;
- получены уравнения для определения параметров движения жидкости с упруго вязко-пластичными свойствами.

Механические свойства жидкостей могут быть описаны различными моделями. Такие модели дают возможность качественно описать процесс деформации, возникающий в различных системах. Отметим, что для построения замкнутой теории движения среды должна быть известна связь между кинематическими и динамическими состояниями частицы и в частности, между напряжениями и деформациями, выраженными при помощи механической модели.

Отметим, что к простым моделям относятся упругие, вязкие и пластичные. При этом необходимо, чтобы механические уравнения состояния упругого тела выражались при помощи закона Гука. Однако существуют и более сложные модели. Одним из таких сложных моделей является упруго вязко-пластичная жидкость. В ранних работах [1÷7] были приведены простейшие механические модели, иллюстрирующие уравнения состояния вязко-упругого и пластичного тела.. Так, упруго-вязко-пластичную среду можно характеризовать моделью, в которой последовательно соединены упругие и вязко-пластичные элементы. Для такой среды полное напряжение будет складываться из напряжения, соответствующего упругой деформации и напряжения, вызываемого вязко-пластичным сопротивлением. С ростом глубины нефтяных и газоконденсатных скважин, значительно возрастают забойные температура и давление, которые активно воздействуют на физико-механические свойства промысловых жидкостей и тампонажных цементов.

Отметим, что применение различных масс в республике, а также за рубежом показывает, что многие проблемы бурения и эксплуатации скважин могут быть успешно решены с использованием искусственных жидкостей. Эти жидкости получили применение для регулирования параметров промывочных и закачиваемых жидкостей. Для стабилизации и регулирования реологических свойств таких жидкостей применяются синтетические жидкости. При этом стабилизация и повышение термической стойкости таких жидкостей достигается путем добавления полимерных поверхностно-активных веществ [1-5].

Многочисленные исследования показали, что некоторые жидкости относятся к упруго вязко-пластичным средам. Такие жидкости не подчиняются закону Ньютона.

Деформационные поведения жидкостей с аномальными, упруго вязко-пластичными жидкостями наиболее полно характеризуются тремя параметрами: сжимаемостью, структурной вязкостью и предельным напряжением сдвига.

Для решения данной задачи рассмотрим прямолинейное стационарное движение упруго-вязко-пластичной жидкости в круглой цилиндрической трубе. Отметим, что при решении таких задач, а также при определении гидравлических сопротивлений влияние начального участка во внимание не принимается.

Согласно линейному закону движения сжимаемой жидкости при одновременном движении объемная упругость расширения жидкости

$$\beta = -\frac{dV}{VdP} \quad (1)$$

Однако $V = \frac{M}{\rho}$ или $dV = -\frac{Md\rho}{\rho^2}$ (2)

Решая совместно эти уравнения, имеем

$$\beta = -\frac{d\rho}{\rho dP} \quad (3)$$

Определим градиент давления

$$\frac{dP}{dx} = \frac{1}{\beta\rho} \frac{d\rho}{dx} \quad (4)$$

Известно, что уравнение Шведова-Бингама можно записать как

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dr} + \tau_0 \quad (5)$$

Учитывая вышесказанное, запишем баланс сил действующих на цилиндрический элемент жидкости

$$\pi r^2 \Delta P = 2\pi r \tau dx \quad (6)$$

Решим конечное уравнение относительно градиента давления и уравнения Шведова-Бингама

$$\frac{dP}{dx} = \frac{2}{r} \left(\tau_0 - \mu \frac{dv}{dr} \right) \quad (7)$$

С учетом (4) находим

$$\frac{1}{\beta\rho} \frac{d\rho}{dx} = \frac{2}{r} \left(\tau_0 - \mu \frac{dv}{dr} \right) \quad (8)$$

Для движения жидкости в трубе, решим данное уравнение относительно скорости

$$dv = -\frac{1}{\mu} \left(\frac{1}{2\rho\beta} \frac{d\rho}{dx} r - \tau_0 \right) dr \quad (9)$$

Интегрируем данное уравнение при заданных граничных условиях

$$v = \frac{1}{\mu} \left[\frac{1}{4\rho\beta} \frac{d\rho}{dx} (R^2 - r^2) - \tau_0 (R - r) \right] \quad (10)$$

С учетом, что объемный расход ядра и кольцевого пространства можно определить

$$Q = Q_{\text{я}} + Q_{\text{к}} \quad (11)$$

Решая совместно, находим

$$Q = \frac{\pi R^4}{2\mu} \left[\frac{1}{4\rho\beta} \frac{\Delta\rho}{L} \left(1 - \frac{\Delta P_0^4}{\Delta P^4} \right) + \frac{2\Delta P_0}{3L} \left(\frac{\Delta P_0^3}{\Delta P^3} - 1 \right) \right] \quad (12)$$

Согласно работе профессора Щелкачева [5] имеем:

$$\Delta\rho = \rho_{\text{H}} - \rho_{\text{к}} = \rho_0 \beta \Delta P (1 + \beta \bar{P}) \quad (13)$$

При этом $\bar{P} = \frac{P_{\text{H}} + P_{\text{к}}}{2}$

Таким образом, уравнение упруго-вязко-пластичной жидкости можно записать

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8\mu L} \left[\left(1 - \frac{\Delta P_0^4}{\Delta P^4} \right) (1 + \beta \bar{P}) + \frac{4}{3} \frac{\Delta P_0}{\Delta P} \left(\frac{\Delta P_0^3}{\Delta P^3} - 1 \right) \right] \quad (14)$$

В случае, когда $\beta = 0$ имеем формулу Шведова-Бингама, а в случае, когда $\Delta P_0 = 0$ имеем формулу Пуазейля.

Предложенная расчетная модель дает возможность определить многочисленные задачи практики, то есть определить среднюю скорость, потери напора на трение, обобщенное число Рейнольдса.

Для упрощений, можно данное уравнение записать как

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8\mu L} \left[(1 + \beta \bar{P}) - \frac{4}{3} \frac{\Delta P_0}{\Delta P} \right] \quad (15)$$

Как видно с увеличением коэффициента объемного упругого расширения расход жидкости увеличивается. В зависимости от природы сжимаемой жидкости в некоторых условиях упругость более доминирует, чем вязко-пластичность.

Данная модель одна из первых работ в области упруго-вязко-пластичных жидкостей. Теоретические и экспериментальные исследования авторов в этом направлении продолжаются.

Выводы.

1. Предложена модель для упруго-вязко-пластичной жидкости с учетом коэффициента объемного упругого расширения.

2. Получено уравнение для определения распределения скорости по сечению трубы и объемный расход для данной жидкости.

3. С увеличением сжимаемости расход жидкости частично увеличивается, что в некоторых практических случаях имеет положительный эффект.

Обозначения:

β – коэффициент объемного упругого расширения;

M – масса рассматриваемой жидкости;

ρ – плотность сжимаемой жидкости;

V – объем сжимаемой жидкости;

$\frac{dP}{dx}$ – градиент давления;

τ – касательное напряжение сдвига;

τ_0 – начальное касательное напряжение сдвига;

$\frac{dv}{dr}$ – градиент скорости;

Q – объемный расход;

$Q_{я}$ – расход жидкости в ядре потока;

Q_k – расход жидкости в кольцевом пространстве вокруг ядра;

R – радиус трубы; ΔP – перепад давления; μ – динамическая вязкость;

ΔP_0 – перепад давления, при котором данная жидкость в трубе с радиусом R начинает двигаться;

L – длина трубы; \bar{P} – среднее давление; P_H и P_k – начальное и конечное давление; ρ_H и ρ_k – соответственно плотность жидкости в начале и в конце трубы; ρ_0 – плотность жидкости при атмосферных условиях; v – скорость движения жидкости.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин, М., Недра, 1986, 277 стр.
2. Вулис Л.А., Кашкаров В.П. Теория струй вязкой жидкости, М., Изд. «Ижевск», 2007, 439 стр.
3. Дмитриев Н.М., Кадет В.В. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика., М., Изд. «Ижевск», 2016, 352 стр.
4. Ловкис З.В. Гидравлика, М., Изд. «Ижевск», 2012, 439 стр.
5. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика, М., Изд. «Ижевск», 2001, 763 стр.
6. Келбалиев Г.И., Расулов С.Р., Рзаев А.Г., Мустафаева Г.Р. Реология структурированных нефтей., ИФЖ, том 90, №4, стр.1044-1050
7. Вагнер Н.А. A review of the rheology of filled viscoelastic., Rheol.Rev., 2003, №2, pp.1-21

УДК 622.276:658.58

Влияние реологических свойств упруго-вязко-пластичной жидкости на движение в трубах

Дадаш-заде М.А., Исаева С.А.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Механические свойства различных жидкостей могут быть описаны различными моделями. Такие модели дают возможность качественно описать процесс деформации, возникающий в различных системах. Отметим, что для построения замкнутой теории движения среды должна быть известна связь между кинематическими и динамическими состояниями частицы и, в частности, между напряжениями и деформациями, выраженными при помощи механической модели.

Отметим, что к простым моделям относятся упругие, вязкие, пластичные. При этом необходимо, чтобы механические уравнения состояния упругого тела выражались при помощи закона Гука. Однако существуют и более сложные модели. Одной из таких жидкостей является упруго-вязко-пластичная жидкость. В ранних работах [1÷7] были приведены простейшие механические модели, иллюстрирующие механические уравнения состояния вязкого упругого и пластичного тела. Комбинируя эти данные, предложенные модели можно рассматривать в виде различных сложных сред. Так, упруго-вязко-пластичную среду можно характеризовать моделью, в которой последовательно соединены упругие и вязко-пластичные элементы.

Такую среду характеризуют моделью, в которой соединены упругие и вязко-пластичные элементы. Для такой среды полное напряжение будет складываться из напряжения, соответствующего упругой деформации и напряжения, вызываемого вязко-пластичным

сопротивлением. С ростом глубин нефтяных и газоконденсатных скважин, значительно возрастают забойная температура и давление, которые активно воздействуют на физико-механические свойства промысловых жидкостей и тампонажных цементов.

Отметим, что применение различных масс в республике, а также за рубежом показывает, что многие проблемы бурения и эксплуатации скважин могут быть успешно решены с использованием искусственных жидкостей. Эти жидкости получили применение в регулировании параметров промысловых и закачиваемых жидкостей. Для стабилизации и регулирования реологических свойств таких жидкостей применяются синтетические жидкости. При этом стабилизация и повышение термической стойкости таких жидкостей достигается путем добавления полимерных поверхностно-активных веществ [1÷5].

Многочисленные исследования показали, что некоторые жидкости относятся к упруго-вязко-пластичным средам. Такие жидкости не подчиняются закону Ньютона.

Деформационные поведения жидкостей с аномальными, упруго-вязко-пластичными жидкостями наиболее полно характеризуются тремя параметрами: сжимаемостью, структурной вязкостью и предельным напряжением сдвига.

Для решения данной задачи рассмотрим прямолинейное стационарное движение упруго-вязко-пластичной жидкости в круглой цилиндрической трубе. Отметим, что в данном случае при решении задач, а также при определении гидравлических сопротивлений влияние начального участка во внимание не принимается.

Согласно линейному закону движения сжимаемой жидкости при одновременном движении объемная упругость расширения жидкости:

$$\beta = -\frac{dV}{VdP} \quad (1)$$

Однако

$$V = \frac{M}{\rho} \quad \text{или} \quad dV = -\frac{Md\rho}{\rho^2} \quad (2)$$

Решая совместно эти значения, имеем

$$\beta = -\frac{d\rho}{\rho dP} \quad (3)$$

Определим градиент давления

$$\frac{dP}{dx} = \frac{1}{\beta\rho} \frac{d\rho}{dx} \quad (4)$$

Известно, что уравнение Шведова-Бингама можно записать как:

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dr} + \tau_0 \quad (5)$$

Учитывая вышеизложенное запишем баланс сил, действующих на цилиндрический элемент жидкости

$$\pi r^2 \Delta P = 2\pi r \tau dx \quad (6)$$

Решим конечное уравнение относительно градиента давления и уравнения Шведова-Бингама

$$\frac{dP}{dx} = \frac{2}{r} \left(\tau_0 - \mu \frac{dv}{dr} \right) \quad (7)$$

С учетом (4) находим

$$\frac{1}{\beta\rho} \frac{d\rho}{dx} = \frac{2}{r} \left(\tau_0 - \mu \frac{dv}{dr} \right) \quad (8)$$

Для движения жидкости в трубе, решим данное уравнение относительно скорости:

$$dv = -\frac{1}{\mu} \left(\frac{1}{2\rho\beta} \frac{d\rho}{dx} r - \tau_0 \right) dr \quad (9)$$

Интегрируем данное уравнение при заданных граничных условиях:

$$v = \frac{1}{\mu} \left[\frac{1}{4\rho\beta} \frac{d\rho}{dx} (R^2 - r^2) - \tau_0 (R - r) \right] \quad (10)$$

С учетом, что объемный расход ядра и кольцевого пространства можно определить:

$$Q = Q_{\text{я}} + Q_{\text{к}} \quad (11)$$

Решая совместно, находим

$$Q = \frac{\pi R^4}{2\mu} \left[\frac{1}{4\rho\beta} \frac{\Delta\rho}{L} \left(1 - \frac{\Delta P_0^4}{\Delta P^4} \right) + \frac{2\Delta P_0}{3L} \left(\frac{\Delta P_0^3}{\Delta P^3} - 1 \right) \right] \quad (12)$$

Согласно работе профессора Щелкачева [5] имеем:

$$\Delta\rho = \rho_H - \rho_K = \rho_0 \beta \Delta P (1 + \beta \bar{P}) \quad (13)$$

При этом

$$\bar{P} = \frac{P_H + P_K}{2}$$

Таким образом, уравнение упруго-вязко-пластичной жидкости можно записать:

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8\mu L} \left[\left(1 - \frac{\Delta P_0^4}{\Delta P^4} \right) (1 + \beta \bar{P}) + \frac{4\Delta P_0}{3\Delta P} \left(\frac{\Delta P_0^3}{\Delta P^3} - 1 \right) \right] \quad (14)$$

В случае, когда $\beta = 0$ имеем формулу Шведова-Бингама, а в случае, когда $\Delta P_0 = 0$ имеем формулу Пуазейля.

Предложенная расчетная модель дает возможность определить многочисленные задачи практики, т.е. определить среднюю скорость, потери напора на трение, обобщенное число Рейнольдса.

Для упрощений, можно данное уравнение записать как

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8\mu L} \left[(1 + \beta \bar{P}) - \frac{4\Delta P_0}{3\Delta P} \right] \quad (15)$$

Как видно с увеличением коэффициента объемного упругого расширения расход жидкости увеличивается. В зависимости от природы сжимаемой жидкости в некоторых условиях упругость – величина более доминирующая, чем пластичность.

Данная модель одна из первых работ в области упруго-вязко-пластичных жидкостей. Авторы продолжают в данном направлении работы в виде теоретических и экспериментальных работ.

Таким образом, предложена модель для упруго-вязко-пластичной жидкости с учетом коэффициента объемного упругого расширения. Получено уравнение для определения распределения скорости по сечению трубы и объемный расход для данной жидкости. С увеличением сжимаемости расход жидкости частично увеличивается, что в некоторых практических случаях имеет положительный результат.

Обозначения:

β - коэффициент объемного упругого расширения;

M – масса рассматриваемой жидкости;

ρ - плотность сжимаемой жидкости;

V – объем сжимаемой жидкости;

$\frac{dP}{dx}$ - градиент давления;

τ - касательное напряжение сдвига;

τ_0 - начальное касательное напряжение сдвига;

$\frac{dv}{dr}$ - градиент скорости;

Q - объемный расход;

Q_n - расход жидкости в ядре потока;

Q_k - расход жидкости в кольцевом пространстве вокруг ядра;

R - радиус трубы;

ΔP - перепад давления;

μ - динамическая вязкость;

ΔP_0 - перепад давления, при котором данная жидкость в трубе с радиусом R начинает двигаться;

L - длина трубы;

\bar{P} - среднее давление;

P_n и P_k - начальное и конечное давление;

ρ_n и ρ_k - плотность жидкости соответственно в начале и в конце трубы;

ρ_0 - плотность жидкости при атмосферных условиях;

v - скорость движения жидкости.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А. Х., Ширинзаде С.А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин., М.: Недра, 1986.— 278 с.
2. Вулис Л.А., Кашкаров В.П. Теория струй вязкой жидкости. М.: Наука, 1965. - 431 с.
3. Дмитриев Н.М., Кадет В.В. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика., М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. — 352 с.
4. Ловкис З.В. Гидравлика Минск: Беларуская навука, 2012. — 448 с. — ISBN 978-985-08-1485-2.
5. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика Учеб. пособие. Под общ. ред. Л.С.Лейбензона. - М-Л.: Гостоптехиздат, 1949. -525 с.
6. Келбалиев Г.И., Расулдов С.Р., Рзаев А.Г., Мустафаева Г.Р. Реология структурированных нефтей., ИФЖ, том 90, 34, стр.1044-1050
7. Вагнер Н.А. A REVIEW OF THE RHEOLOGY OF FILLED VISCOELASTIC SYSTEMS, Rheol.Rev., 2003, №2, pp. 1-21

УДК 528.88

Мониторинг деформаций земной поверхности участков шахтной разработки

Дудников В.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

К числу наиболее важных вопросов мониторинга земной поверхности на объектах добывающей промышленности относятся площадные наблюдения опасных участков с большим риском возникновения геодинамических явлений [1]. Недропользование является областью, для которой дистанционное зондирование может и предоставляет широкий спектр возможностей. Сегодня при изучении смещений природных и техногенных объектов начинает применяться радарная спутниковая интерферометрия (РСИ), причем в том числе и для мониторинга подрабатываемой территории ярегского месторождения. РСИ использует эффект интерференции электромагнитных волн для проведения измерений. Метод предусматривает извлечение информации о высотах земной поверхности на основе фазовой составляющей отраженного радиолокационного сигнала. В отличие от традиционной стереообработки данных от оптических систем ДЗЗ, в основе интерферометрии лежит не сопоставление координат одноименных точек на двух изображениях, а сопоставление фаз [2].

Начиная с 2016 года ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» практически ежегодно проводит мониторинг земной поверхности участка шахтной разработки на основе метода стабильных отражателей, в качестве которых в силу застроенности территории месторождения, используются объекты его инфраструктуры (здания, сооружения, скважинные площадки), для

каждого из которых известны смещения на каждую дату съемки. Исходными данными служили снимки с радарного спутника TerraSAR-X, удовлетворяющего техническим возможностям (пространственное разрешение и длину волны). Спутник за бесснежный период обеспечивал 12 проходов над территорией. Снимки были выполнены в режиме съёмки StripMap с пространственным разрешением 3 м.

По результатам обработки космической съёмки на территории НШУ «Яреганефть», порядок которой представлен на рисунке 2, строились карты вертикальных смещений земной поверхности по состоянию на несколько дат относительно дат первой съёмки.

На снимках (пример которых приведен на рис. 3) вертикальные смещения представлены в виде точек (постоянных отражателей) и окрашены в градиентные цвета, от синего к красному. Зеленый цвет и его оттенки (светло голубой, желто зеленый) свидетельствуют о стабильности территории. Желтый и красный цвета отражателей свидетельствуют о поднятиях земной поверхности. Синий цвет характеризует зоны оседаний.

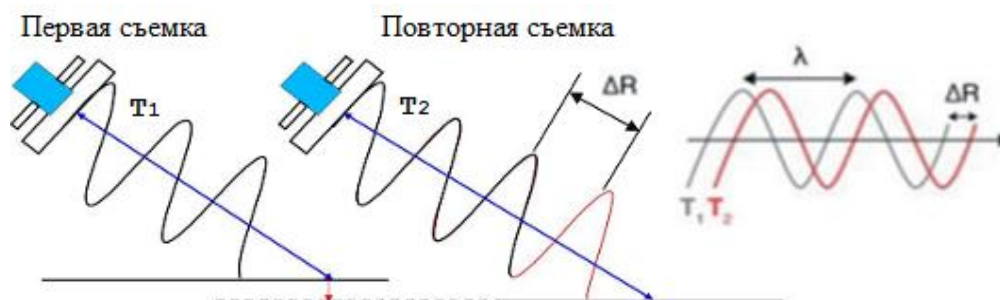


Рисунок 1 – Спутниковая радиолокационная интерферометрия



Рисунок 2 – Этапы интерферометрической обработки

Исполнителями на основе анализа картины смещений, отмечалось, что 98 % выявленных вертикальных смещений на территории НШПП «Яреганефть» находятся в пределах $-10...+10$ мм и не превышают сходимость метода, в связи с чем делался вывод о том, что, например, за период крайней съёмки 2019 г. территория горного отвода НШПП «Яреганефть» стабильна. Обширная – сопоставимая по площади с контуром месторождения – мульда оседаний земной поверхности не обнаружена.

Позволим себе дать заключение по произведенным работам и, особенно, выводам исполнителей, среди которого есть также и о полном соответствии съёмок техническим заданиям, что не соответствует действительности хотя бы потому, что в одном из них запрашивалась 30 проходная съёмка, произведено же было 12, а уменьшение количества проходов дает снижение точности наблюдений за смещениями. Отметим также, что вывод о стабильности территории дается за непродолжительный исследуемый период съёмок. Однако известно о специфических особенностях смещений земной поверхности над подземными выработками, в том числе об их неравномерном движении во времени. Кроме того, что в отчетах указано, что сходимость метода определена «Из опыта проводившихся работ на нефтяных и газовых месторождениях», однако, уместно упомянуть, что в настоящее время нет единой методики обработки данных РСИ и критериев оценки точности выявленных оседаний.

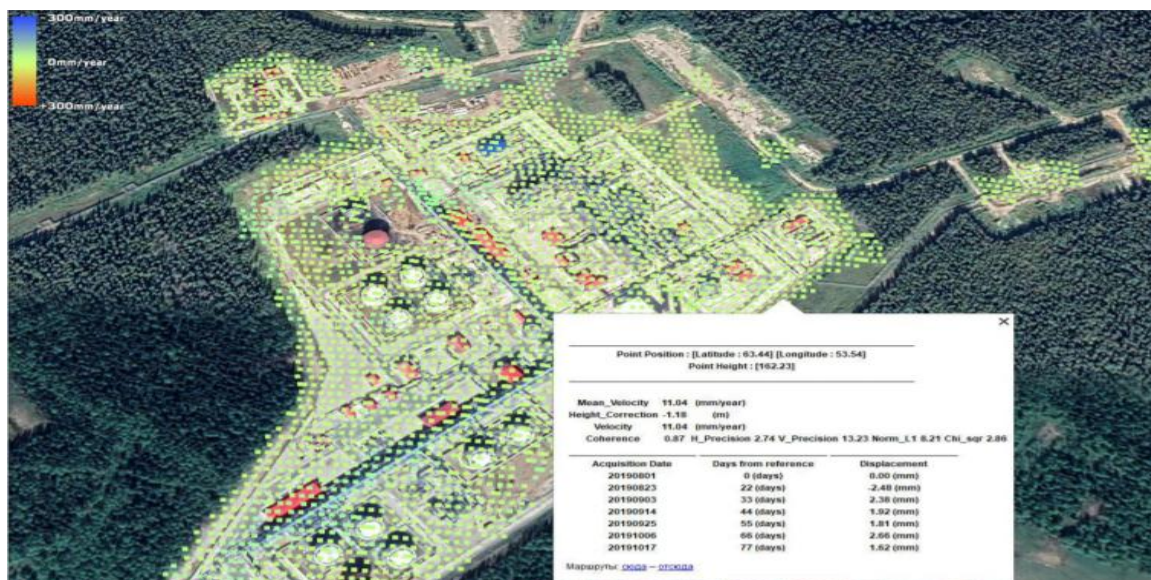
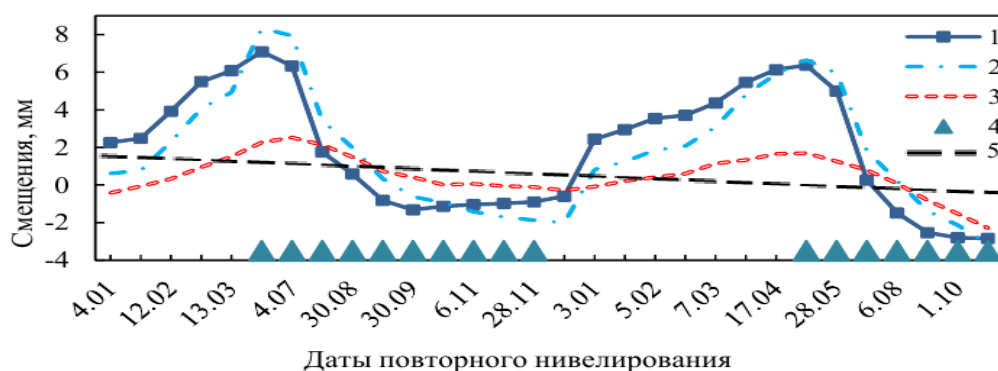


Рисунок 3 – Мониторинг деформаций подрабатываемой территории ярегского месторождения (с 01.08.2019 по 17.10.2019 (район ППСН и ВПУ))

Отметим, что отношение к методу с точки зрения достоверности полученных результатов остается неоднозначным в научно-производственной среде маркшейдерского сообщества. Не прибавляет доверия при заявляемых определенных миллиметровых осадках использование при съемке территории шахтной разработки в качестве устойчивых отражателей объектов инфраструктуры месторождения, а не пунктов геосети. По-нашему мнению, повысить доверие к результатам радарной съемки участка шахтной разработки позволило бы дополнение метода высокоточными подспутниковыми измерениями-наблюдениями за пунктами маркшейдерской опорной и рабочей (деформационной) геосети, а также совместная интерпретация результатов наземной и спутниковой съемок. Так, использование в комплексе при наземной съемке лазерных сканирующих систем позволит построить непрерывную карту просадок, которую для северных районов страны видится крайне уместной совмещать с данными по районированию геокриологических процессов. Кроме того, на проблемных участках для целей подповерхностного зондирования горно-геологических сред на большие глубины (до 300 метров), видится целесообразным периодически проводить георадарные определения. В части разговора об использовании пунктов опорной сети, не лишним будет упоминание о необходимости проведения оценки влияния экзогенных факторов на устойчивость их конструкций и его последующий учет. Такой подход при постановке повторных геодезических наблюдений на объектах инфраструктуры учтен, например, в работе Е. Н.Грищенко [рис. 4].



1-измеренные смещения; 2 – смещения с учетом поправок за изменение температуры;
 3 – смещения с учетом поправок за изменение температуры и за набухание грунта;
 4 – период вегетации древесных насаждений; 5 – линия тренда оседания земной поверхности

Рисунок 4 – График сезонных вертикальных смещений грунтового нивелирного пункта [3]

Как известно, помимо рабочих пунктов (реперов) закрепляются не менее трех опорных пунктов вне зоны деформаций, а также выбираются исходные репера из числа пунктов маркшейдерской опорной геодезической сети. Отметим, что вынос исходного знака за пределы горного отвода не всегда гарантирует его стабильности в пространстве и времени, поскольку на него воздействуют повсеместно распространенные эндогенные и экзогенные геомеханические процессы [4], в силу чего видится возможным предлагать использование в качестве исходного геодезического пункта скважины или элементов их площадок.

Библиографический список:

1. Одабаи-Фард В.В. Геодинамический мониторинг земной поверхности и объектов горнодобывающей промышленности при помощи метода радарной интерферометрии / В.В. Одабаи-Фард, М.Р. Пономаренко // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2017. — № 11. — С. 59–67.
2. Ушенкин, В. А. Алгоритмы высокоточной обработки интерферометрической информации от систем дистанционного зондирования Земли на основе 3D-анализа наблюдаемой сцены/ В. А. Ушенкин // Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – М., 2017. – 19 с.
3. Грищенко, Е. Н. Геодезический мониторинг динамики развития деформационного процесса земной поверхности на подрабатываемых территориях / Е. Н. Грищенко // Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – СПб., 2018. – 135 с.
4. Вершинина, Ю. В. Геодезическое обеспечение мониторинговых наблюдений за деформационными процессами на геодинамических полигонах нефтегазовых месторождений / Ю. В. Вершинина // Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – СПб, 2016. – 22 с.

УДК 622.244.5:622.276

Проблемы вскрытия и заканчивания скважин в условиях аномально низких давлений и полиминеральной агрессии

Дуркин В.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Отсутствие организации в нефтегазодобывающих компаниях геолого-разведочных работ (ГРР) в необходимом объеме и на необходимом уровне привело к критическому уменьшению разведанных запасов углеводородного сырья, а также росту количества месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки и доли месторождений с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). Перечисленные особенности дополняются сложностью геологического строения данных месторождений, выражающейся в виде неустойчивости коллекторов и литолого-тектонической экранированности, в том числе солевыми отложениями.

К числу таких месторождений можно отнести Вуктыльское НГКМ (ПАО «Газпром»), Юрубчено-Тохомское НГКМ (ПАО «НК Роснефть»), Чаяндинское НГКМ (ПАО «Газпром»). Последние два несмотря на достаточную удаленность друг от друга (Юрубчено-Тохомское НГКМ в Эвенкии, Чаяндинское НГКМ в Якутии) характеризуются схожестью геологического строения: зоны АНПД в сочетании с перемежаемостью солевыми пропластками. Вуктыльское НГКМ расположено в Республике Коми в непосредственной близости к г. Вуктыль, но также имеет по разрезу зону с АНПД. В настоящее время в разработке находятся две залежи: нижнепермская каменноугольная газоконденсатная и Северо-Вуктыльская нефтяная. Общий фонд Вуктыльского НГКМ составляет 262 скважины (214 газовых, 9 нефтяных, 39 газонефтяных). По неразрабатываемым и не введенным в разработку залежам Вуктыльского НГКМ необходимо произвести доизучение их геологического строения, оценку промышленной значимости и переоценку фактического состояния запасов углеводородного сырья. Первоочередным объектом доразведки являются поднадвиговые (верхнедевонско-турнейские) отложения, залегающие под основной пермо-карбоновой залежью.

Если рассматривать Вуктыльское НГКМ, то основная разрабатываемая путем закачки сухого тюменского газа для извлечения ретроградного конденсата залежь находится в каменноугольных отложениях. Характеризуется значительным снижением (до 0,1-0,2 МПа/100 м) градиентом пластового давления и соответственно сложностью в бурении и заканчивании этого интервала скважины.

Основные геологические и технологические данные по усредненной скважине N Вуктыльского НГКМ представлены в таблицах 1 и 2, а также на рисунке 1.

Таблица 1 – Нефтегазоносность

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность жидкой фазы в атмосферных условиях, г/см ³	Относительная плотность газа по воздуху	Проницаемость, мД, подвижность, мкм ² (МПа·с)	Содержание			Средний дебит		Температура в пласте, °С	Содержание газового конденсата, г/м ³
	от (верх)	до (низ)					серы в нефти, % масс.	сероводорода, % об.	СО ₂ , % об.	газа, тыс. м ³ /сут	конденсата, нефти, м ³ /сут		
P ₁ – C _{1v2}	2550	3500	Г, К	0,784	0,654	0,1-21,3	–	Отс.	0,10	0,75 (скв.91)		62	360

Таблица 2 – Характеристика вскрываемых пластов

Индекс пласта	Интервал залегания, м		Тип коллектора	Тип флюида	Пористость, %	Проницаемость, мДа	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности
	от (верх)	до (низ)						
P ₁ – C _{1v2}	2550	3500	Трещинно-поровый, трещинно-кавернозный	Г, К	0,1-14,1	0,1-21,3	37,5	0,10–1,09

Как видно из представленных материалов, сложность в реализации строительства интервала пермо-карбонной залежи заключается в следующих моментах:

- технологии обеспечения и поддержания вертикальности ствола;
- обеспечение коммерческой скорости бурения на уровне 500 м/ст.мес.;
- предупреждение катастрофического поглощения. За период 1988-1993 гг. на Вуктыльском НГКМ пробурено 44 скважины. Из них в 4 скважинах зафиксировано поглощение бурового раствора (1 случай на 11 скважин). Только в двух скважинах работы по ликвидации поглощения перешли в аварийную ситуацию, по остальным скважинам поглощения ликвидированы стандартными методами (поглощений при креплении не наблюдалось);
- предупреждение поглощений с точки зрения технологии буровых и тампонажных растворов.

В связи с этим были проанализировано значительное количество отечественных и зарубежных источников в части проводки и заканчивания подобных скважин, часть из которых представлена в данной статье [1-3]. Наиболее приемлемой представилась технология, представленная ПАО «НК Роснефть», реализованная на Юрубчено-Тохомском НГКМ, с некоторыми изменениями.

Ниже представлена геологическая характеристика Юрубчено-Тохомского НГКМ (далее ЮТМ).

Гетерогенный фундамент протерозойского возраста перекрывается осадочным чехлом, состоящий из пород рифея, венда и кембрия. Наибольшее недоумение возникает при изучении состава и строения рифейских отложений, так как в них содержатся главные скопления нефти и газа. Продуктивные отложения рифея Юрубченского месторождения в стратиграфическом отношении представлена несколькими толщами, сходными по литологическому составу, в основном Юрубченской, Долгоктинской и Куюмбинской.

Кровля рифейских отложений представляет размытую поверхность, которую несогласно покрывают молодые наслоения. Перспективными месторождениями являются участки, которые выходят на эрозионную поверхность пород Юрубченской толщи.

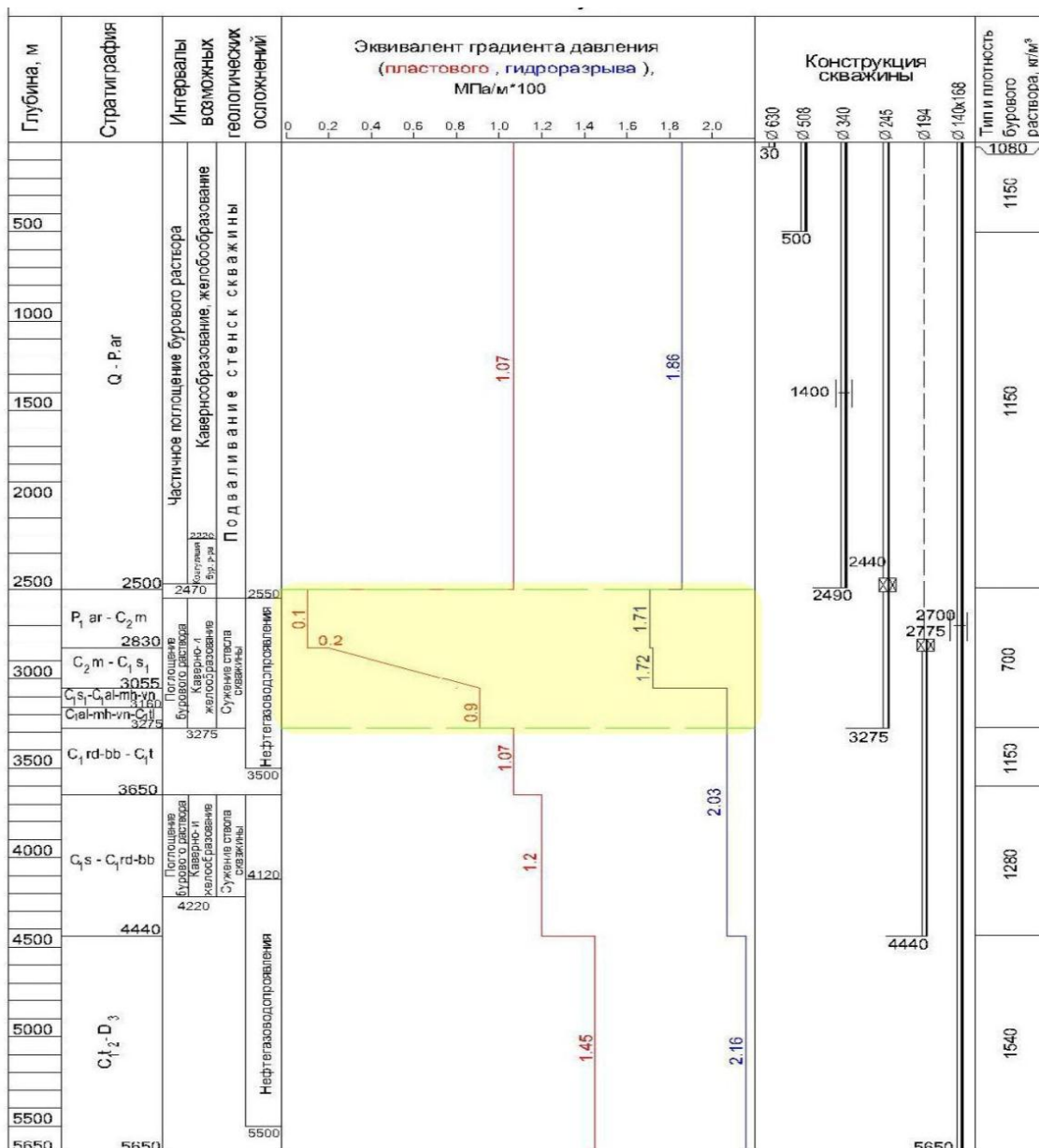


Рисунок 1 – Геолого-техническая карта скважины N на поднадвиговые отложения Вуктыльского НГКМ

Юрубченская толща рифея вскрыта немалым количеством скважин. Верхняя часть толщи состоит из микрозернистых доломитов с прослоями доломита слоистого слабо-кремнистого. В породе присутствует кремнезем, который располагается в виде линз. Имеются прослои, состоящие из тонкомелкозернистых доломитов, они образовались в результате заполнения начальных пустот вторичным доломитом. В породе хорошо развиты микротрещины, часть из них занята мелко-зернистым доломитом

Нижняя часть Юрубченской толщи довольно однородная и состоит из темно-серых доломитов микро-, тонко- и мелкозернистых, сильно трещиноватых и в кремнистых. Присутствие доломита в породах от 45-50 до 90-95 %, все они, как правило, имеют примесь кремнистого материала в виде формированного кварца, почти не содержит глинистого материала. Микростяжения пирита в породе содержатся повсеместно.

Верхушка толщи состоит из водорослевых и сгустково-водорослевых доломитов. Доломиты чистые, средняя карбонатность 80-100 %, крайне редко понижается до 57 %. Главная часть породы (около 67 %) сложена округлоромбоэдрическими кристаллами доломита микро-тонко-зернистой размерности (0,01-0,03 мм), которые слагают перекристаллизованные остатки водорослей. В разрезе скважины № 25 прослоями встречаются доломиты алевролитовые, они содержат зерна кварца алевролитовой размерности с малым количеством зерен песчаной величины.

Сложные карбонатные нефтенасыщенные коллектора рифея Куомбинско-Юрубчено - Тохомского ареала нефтегазонакопления – один из наиболее проблемных объектов, как для геологического изучения, оценки извлекаемых запасов нефти и газа, проектирования разработки подготовленных залежей, так и для первичного вскрытия бурением. В 2010 году начат новый этап изучения Юрубченской залежи ЮТМ, этап наклонно-направленного кустового эксплуатационного бурения с горизонтальным окончанием, бурения горизонтальных стволов большой протяженности (до 1000 м). На первоочередном участке разработки ЮТМ в нефтяной части залежи на сегодня пробурено 4 наклонно-направленных пилотных ствола, и двенадцать горизонтальных стволов фактической протяженностью до 1000 м, суммарная длина горизонтальных участков превышает 10 000 м. С учетом наклонной части ствола общая длина вскрываемого скважиной нефтенасыщенного кавернозно-трещиноватого коллектора составляет около 1100 м.

По результатам геолого-разведочных работ (ГРР) сложилось следующее представление о геологических особенностях строения рифейской залежи, которое можно считать классическим. В результате изучения структуры пустотного пространства установлено три основных типа – трещинный, каверново-трещинный и трещинно-каверновый, проницаемы в основном вертикальные и субвертикальные трещины.

При этом практически весь объем открытого пустотного пространства карбонатных пород образован в результате вторичных процессов. Для рифейских коллекторов характерны anomalно низкое (градиент 0,88-0,89 МПа/100 м) пластовое давление в нефтяной части залежи и давление насыщения ($P_{нас}$), сопоставимое по величине с пластовым ($P_{пл}$). Важное значение для бурения и разработки имеет относительно высокий ($200 \text{ м}^3/\text{м}^3$) газовый фактор.

Проектные решения в разработке ЮТМ опираются на концептуальную модель, в которой средние значение проницаемости трещин находится в пределах 100-300 мД, по данным исследований керна, ГИС и ГДИ-ПГИ.

Ниже (рисунок 2) представлено распределение рекомендуемых значений предельно-допустимой депрессии при испытании/освоении скважин в соответствии с моделью распределения проницаемости Юрубченской залежи, рифей (по данным КрНИПИнефть, 2013г.) [1].

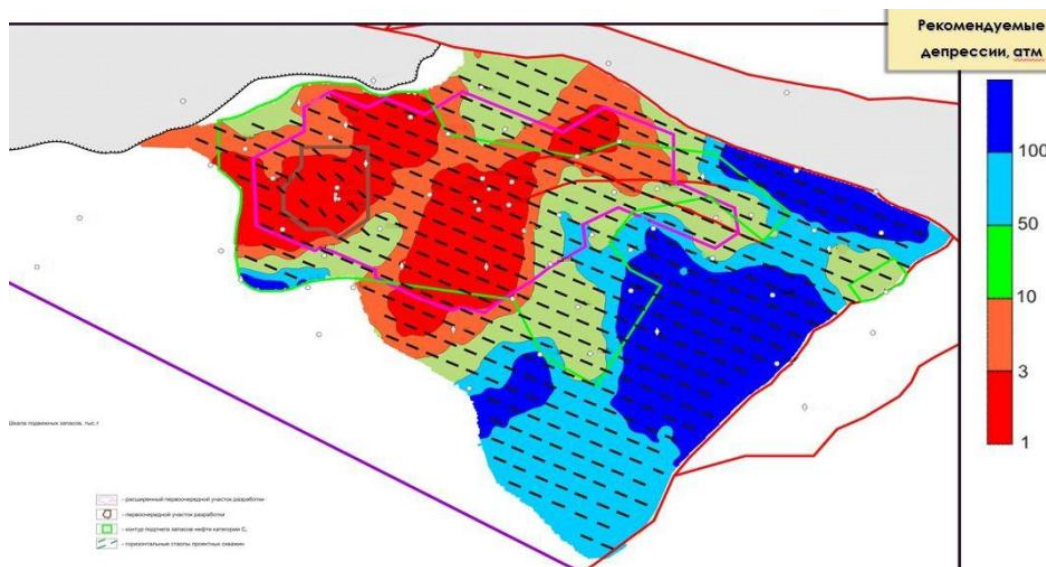


Рисунок 2 - Распределение рекомендуемых значений предельно-допустимой депрессии при испытании/освоении скважин в соответствии с моделью распределения проницаемости Юрубченской залежи, рифей (по данным КрНИПИнефть, 2013 г.) [1]

Особенности строительства скважин на Юрубчено-Тохомскую залежи характеризуются катастрофическими поглощениями, связанными с геологическим строением последней. Геологический разрез ЮТМ представлен на рисунке 3. Для реализации строительства наклонно-направленных скважин была применена система MPD компании Weatherford, позволяющая вести строительство скважин в условиях непрерывного изменения пластового давления в условиях АНПД. Принципиальная схема обвязки оборудования для бурения скважины в условиях АНПД MPD Weatherford представлена на рисунке 4.

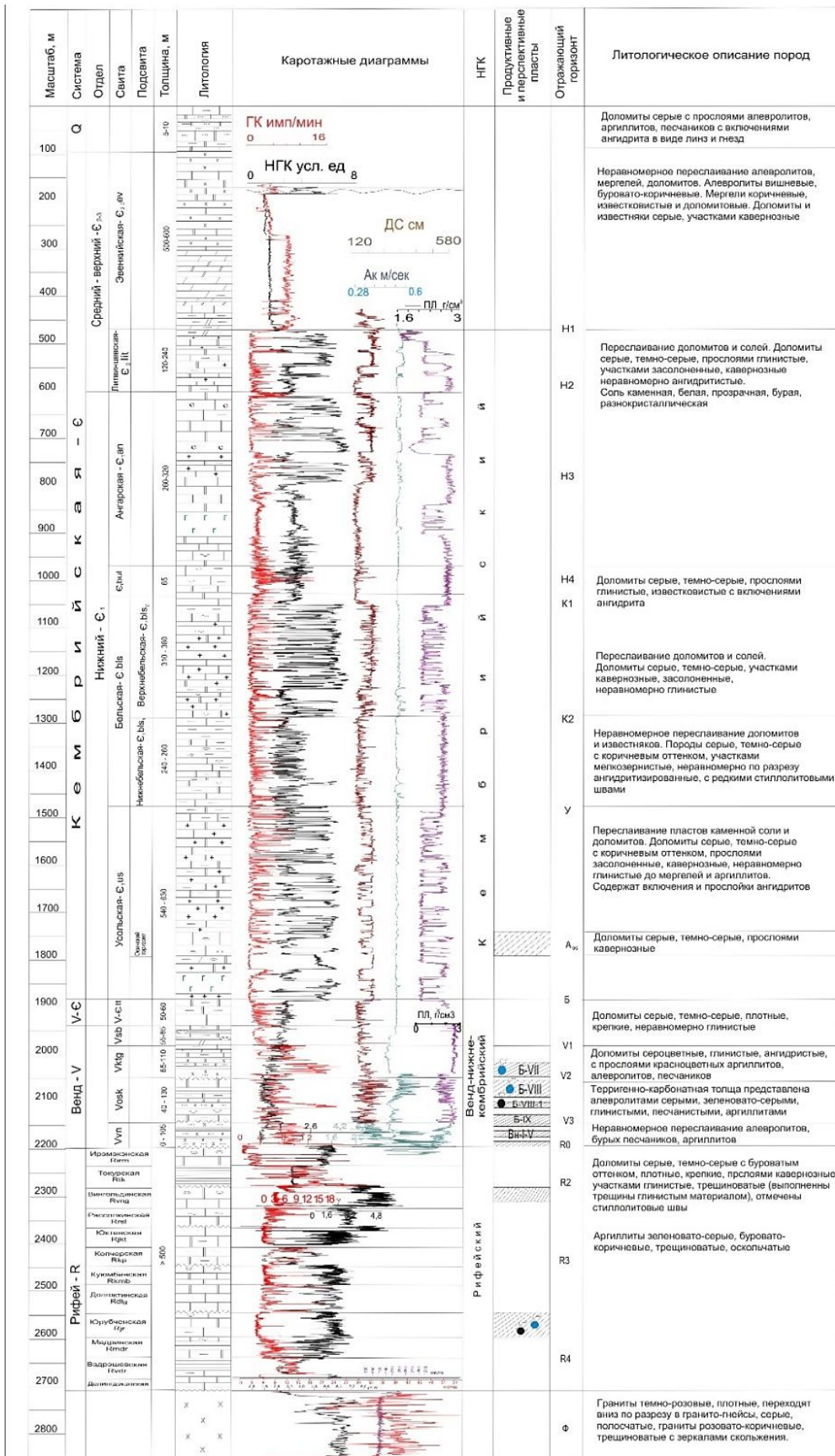


Рисунок 3 - Геологический разрез ЮТМ

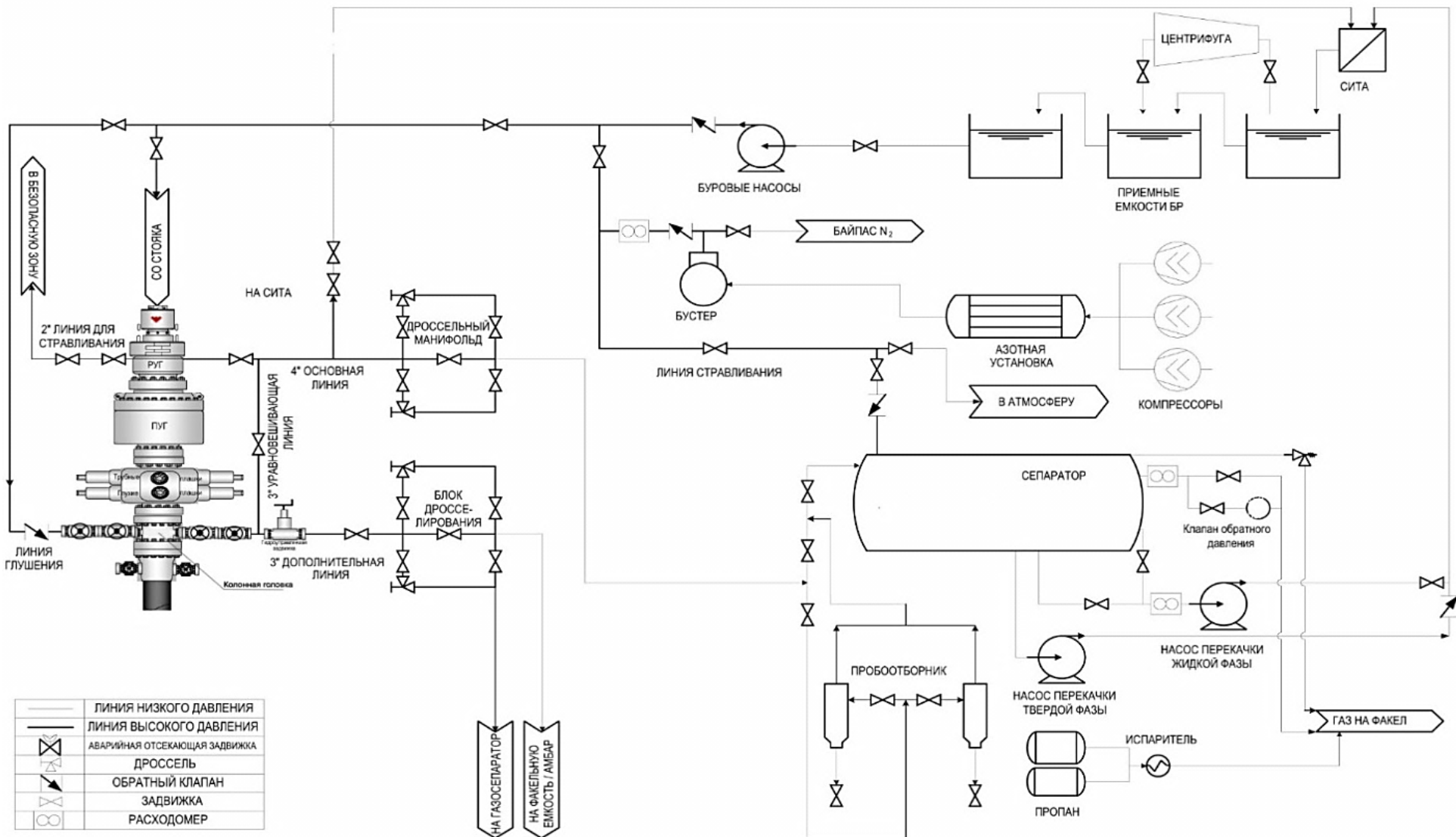


Рисунок 4 - Принципиальная схема обвязки оборудования для бурения скважины в условиях АНПД MPD Weatherford [1]

Учитывая вышесказанное, было решено воспользоваться преимуществами данной системы для строительства и заканчивания скважин в условиях АНПД на Вуктыльском и Чаяндинском НГКМ со следующими отличиями:

- применение систем контроля вертикальности ствола в зоне АНПД на Вуктыльском НГКМ;
- применение систем буровых растворов, составы которых позволяли бы одновременно работать в условиях полиминеральной агрессии, и неустойчивости ствола и коллектора, а также не ухудшать условия бурения и заканчивания скважин в условиях АНПД с применением системы МРД. Такие растворы были разработаны автором в соавторстве с коллегами [4, 5]. Указанные системы были испытаны в лабораторных условиях и показали отсутствие катастрофических поглощений при термобарических условиях в скважине даже при отсутствии дополнительного насыщения азотом на реальных кернах из зоны АНПД Вуктыльского НГКМ;
- применение систем легких и сверхлегких тампонажных растворов для обеспечения минимального воздействия на продуктивную зону с добавлением микросфер

Таким образом, для всех месторождений, характеризующихся аномально низкими пластовыми давлениями в области вскрытия и заканчивания рекомендуются следующие технологические решения:

- Первичное вскрытие следует осуществлять на растворах с плотностью, близкой к плотности, обеспечивающей 5 % превышение гидростатического столба промывочной жидкости над пластовым (растворы на неводной основе или загущенные растворы на основе минеральных солей, близких по минеральному составу к вскрываемым породам, обработанных ПАВ).
- Вскрытие с регулируемым забойным давлением по технологии МРД с применением вышеописанных буровых растворов.
- При наличии поглощений изоляцию зон выполнять с применением кислоторастворимых композиций различного фракционного и видового состава.
- Цементирование осуществлять двухступенчатым или двухсекционным способом с применением ПДМ пеноцементными, либо тампонажными растворами облегченными микросферами с плотностями на 200 кг/м^3 превышающих плотности промывочной жидкости
- Стремиться выполнить заканчивание открытым забоем с расчетом допустимых депрессий во избежание разрушения призабойной зоны во время испытания и освоения.
- ПВР, ГИС, испытание и освоение, дальнейшую эксплуатацию проводить в условиях депрессии с применением струйных насосов.

Библиографический список:

1. Геологические аспекты применения технологии первичного вскрытия сложных карбонатных коллекторов рифея на «управляемом давлении» / А.Г. Вахромеев, В.М. Иванишин, Р.У. Сираев, Р.К. Разяпов, Е.М. Данилова, С.А. Сверкунов // Бурение и нефть. – 2013. – № 11 – С. 30-34.
2. Инновационные технологии первичного вскрытия рифейских карбонатных коллекторов горизонтальными скважинами на Юрубчено-Тохомском НГКМ - применимость, эффективность бурения и геологические ограничения / В.М. Иванишин, Р.У. Сираев, Р.К. Разяпов и др. // Труды Федерального государственного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН – Иркутск, 2013. – С.143-150.
3. I Made Budi Kesuma Adi Putra Drilling practice with aerated drilling fluid: Indonesian and Icelandic geothermal fields. United Nations University, Geothermal Training Programme, Orkustofnun, Grensásvegur 9, IS-108 Reykjavík, Iceland, Report 2008, number 11, p.77-100.
4. Пат. 2487909 Российская Федерация, МПКС09К1/54. Блокирующий состав для изоляции зон поглощений при бурении и капитальном ремонте скважин / Дуркин В.В., Бондаренко А.В., Мыррин М.Н., Руль Л.А., Сухогузов Л.Н.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ". – № 2012114634/03; заявл. 12.04.12; опубл. 20.07.13, Бюл. № 20. – 7 с.
5. Пат. 2474602 Российская Федерация, МПКС09К8/20. Легкий ингибирующий буровой раствор для вскрытия пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / Дуркин В.В., Бондаренко А.В., Мыррин М.Н., Руль Л.А., Сухогузов Л.Н.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ". – № 2011134549/03; заявл. 17.08.11; опубл. 10.02.13, Бюл. № 4. – 7 с.

О корреляции между режимом дренирования нефтяной залежи и составом добываемого газа

Исмаилов Г.Г., Исмаилов Ш.З.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Исмаилов Ш.З.

ПО «Азнефть», г. Баку

Султанова А.В.

НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия», г. Баку

Режим разработки залежи формируется под влиянием многих геологических и технологических факторов. Причём геологические факторы играют определяющую роль и мало поддаются целенаправленному изменению. Технологические же факторы являются вторичными, в некоторых случаях корректирующими влияние геологических. Если даже известны детальные данные о параметрах и строении залежи и водонапорного бассейна, то будущий режим разработки оценивается только качественно с последующим уточнением в процессе промышленной эксплуатации.

Уточнение режима залежи в процессе её разработки основывается на анализе динамики основных показателей разработки при нарушении баланса их соотношений для интегральных показателей по залежи. По существу, это уточнение представляет собой позднее диагностирование характера поведения пластовой системы, тем самым затрудняя своевременное определение, как текущего режима разработки, так и периода смены режима. Кроме того, при этом требуется знание динамики изменения средневзвешенного пластового давления, ошибка в определении которого высока, а получение самих данных сопряжено с большим объемом исследований.

Из вышесказанного следует необходимость в создании дополнительных методов контроля и анализа термодинамического состояния пластовой системы, позволяющих диагностировать режим залежи, а также дополнять и уточнять результаты иных прогнозов.

Существующие аналитические и экспериментальные методы исследования фазового и объемного поведения многокомпонентных смесей позволяет определять составы существующих фаз, находящихся в равновесии при различных условиях, что, в свою очередь, может быть использовано для диагностирования состояния системы и определения её основных показателей в любой момент времени. В частности, в качестве такого фактора может быть использован состав газовой фазы добываемой системы.

Пластовая нефть при эксплуатации нефтяных месторождений, разрабатываемых, в том числе путём заводнения, неизбежно вступает в контакт с водой. Помимо этого, при контакте с насыщенной газом нефтью контурные воды, находящиеся в движении, могут растворять в себе газовые компоненты. Результатами исследований [1,2] была установлена разница в составах газов приконтурных и центральных частей нефтяной залежи.

Вода оказывает существенное влияние и на фазовые превращения газоконденсатных смесей. А.И.Грищенко [3] привел данные, показывающие, что явление конденсации воды вместе с высококипящими компонентами из пластовых газоконденсатных смесей при изотермическом снижении давления приводит к увеличению давления однородного состояния. Особенно важное значение имеет переход газа из насыщенной газом нефти в водную фазу при её контакте с нефтью.

В работе Н.М.Рафибейли и др. [4] изучено влияние растворения газов в воде на изменение состава растворённых в нефти газов. Было экспериментально установлено, что перераспределение газовых компонентов приводит к понижению давления насыщения на несколько атмосфер, а газонасыщенность нефти уменьшается на 3–6%. Было установлено, что с возрастанием времени контакта соотношения объемов водной и нефтяной фаз, температуры и давления насыщения увеличивается переход неуглеводородных и труднорастворимых в нефти газов в водную фазу.

В нефтяных месторождениях, имеющих контакт с активным водонапорным бассейном, разработка залежей сопровождается вторжением воды в нефтяную залежь, что приводит к развитию на месторождении водонапорного режима. Вторжение воды в залежь ведёт к изменению нефте- и водонасыщенностей отдельных участков залежи. Косвенное обнаружение этого факта могло бы служить подтверждением развития на месторождении водонапорного режима. Авторами была исследована возможность выявления изменения соотношения между объемом воды и нефти в лабораторных условиях на основе анализа компонентного состава газа [6,7]. Анализ выявил закономерное влияние водной фазы в смеси нефть–вода на компонентный состав газовой фазы (на функции классификации R). Функция классификации R для рассматриваемого состава газа получилась суммированием шести рангов признаков: C₁; C₂; C₃; C₄; C₅; CO₂.

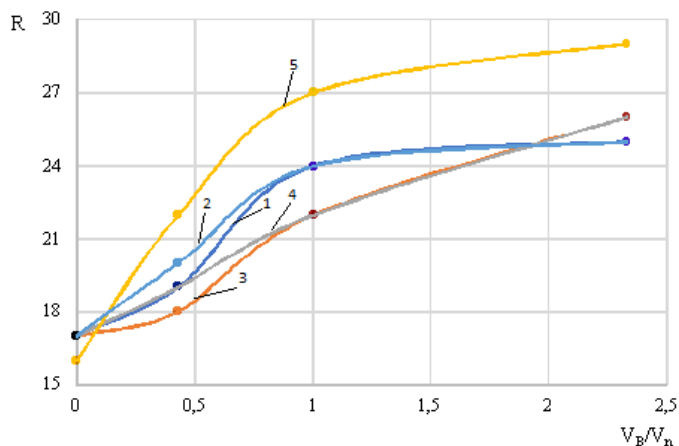
$$R = \sum_{i=1}^6 R_{xi}$$

Ранжирование признаков показано в таблице 1.

Таблица 1 - Ранжирование признаков (компонентов газа) по данным лабораторных исследований

Содержание компонент, % Моль						Значение рангов R _{xi}
C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	CO ₂	
более 96,8	менее 2,1	менее 0,3	менее 0,10	менее 0,03	менее 0,3	1
96,8-96,2	2,2-2,6	0,4-0,7	0,14-0,16	0,04-0,08	0,4-0,8	2
96,1-95,5	2,7-3,3	0,8-1,1	0,17-0,23	0,05-0,013	0,9-1,3	3
95,4-94,8	3,4-4,0	1,2-1,6	0,24-0,30	0,14-0,18	1,4-1,8	4
менее 94,8	более 4,0	более 1,6	более 0,30	более 0,18	более 1,9	5

Анализ построенных зависимостей $R=R(V_w/V_n)$ (где V_w и V_n – соответственно объем воды и нефти) показали, что с увеличением соотношения V_w/V_n происходит значительный рост функции классификации R (рис. 1).



1÷5 – соответственно при давлении P=12,0; 10,5; 9,0; 7,5 и 6,0 МПа

Рисунок 1 - Изменение функции классификации R в зависимости от соотношения водной и нефтяной фаз

Таким образом, анализ динамики изменения компонентного состава газа в лабораторных опытах, проведенный на основе метода экспертных оценок (ранжирование признаков), выявил закономерное влияние доли водной фазы в смеси вода-нефть на состав газа, а в результате этого, на значение функции классификации R.

Поэтому в дальнейшем была проверена возможность использования состава газа в качестве признака, диагностирующего развитие на месторождении водонапорного режима (продвижение контурных или подошвенных вод).

Следует отметить, что в реальных условиях может значительно возрасти поверхность соприкосновения фаз нефть-вода, поэтому влияние перераспределения фаз будет сказываться больше, чем показали результаты лабораторных экспериментов.

Для проверки возможности диагностирования режима залежи сначала были использованы сведения, характеризующие компонентный состав растворённых в нефти газов для различных режимов разработки месторождений «Кюрсанги» (Азербайджан). Были применены классификационные методы математической статистики, в частности, методы главных компонент (ГК) и экспертных оценок [5,8,9].

Для классификации по методу ГК были использованы линейные комбинации двух главных компонент (Z_1 и Z_2), на долю которых приходится 81 % общей дисперсии.

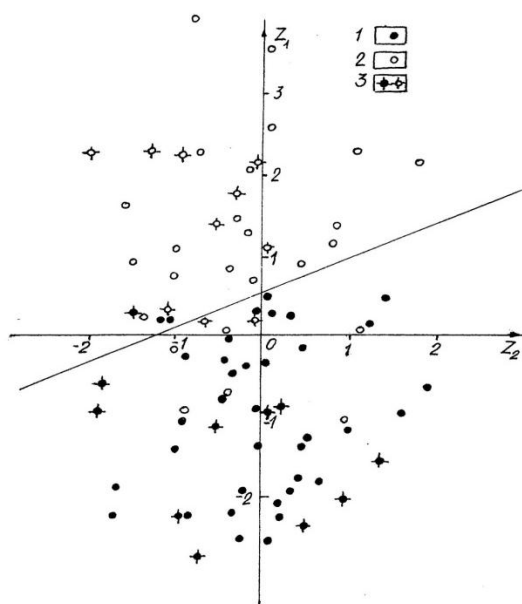
$$Z_1 = -0,1738C_1 + 0,4333C_2 + 0,6961C_3 + 1,1171C_4 + 2,1463C_5 + 0,0242C_6 + \\ + 0,1618CO_2 + 11,2382$$

$$Z_2 = -0,1818C_1 + 0,0108C_2 - 0,1478C_3 - 0,3863C_4 - 1,5705C_5 + 0,4539C_6 + \\ + 0,8349CO_2 + 16,4193$$

где C_i - истинные значения исходных признаков (компонентов газа).

Графическая классификация режимов залежи по критериям Z_1 и Z_2 показала (рис.2), что выявленные критерии чётко делят все скважины на два класса: скважины, попавшие в зону с режимом растворённого газа и упругонапорным режимом (погрешность 10 %).

Согласно методу экспертных оценок функция классификации R для конкретного состава газа определялась суммированием рангов семи ($C_1; C_2; C_3; C_4; C_5; C_6; CO_2$) признаков - компонентов. Найденные таким образом значения R для ряда скважин, на примере распознавания режима нефтяных залежей месторождения Кюрсанги, позволил разделить эксплуатационные скважины на два класса: с упруговодонапорным режимом и режимом растворённого газа. Определена сумма рангов для скважин с режимом растворённого газа, менее 18, а для скважин, расположенных в зоне упруговодонапорного режима, более 18. При этом погрешность распознавания режимов по методу экспертных оценок не превышала 8 %. Представляет интерес также оценка эффективности прогноза, как методом главных компонент, так и экспертных оценок. Обычно принятая оценка успешности прогноза по общему проценту правильных определений является не совсем удачной характеристикой того или иного метода.



1 – упруговодонапорный режим; 2 – режим растворенного газа;
3 – режим, определенный по «контрольной» выборке

Рисунок 2 - Классификация режимов разработки месторождения Кюрсанги по главным компонентам Z_1 и Z_2

При таком способе оценки применение метода главных компонент для определения режима залежи обеспечивает около 90 % правильных определений, а метод экспертных оценок – 92 %. Для оценки эффективности прогноза с учётом вышеприведенных соображений воспользуемся методом, изложенным в работе [8].

Обозначим классификацию по методу ГК, как прогноз А, по методу экспертных оценок – прогноз Б. Для сравнительной оценки успешности указанных прогнозов проводится их испытание на одном и том же статистическом материале. Протоколом испытаний каждого метода является таблица достоверности прогнозов.

В таблице 2 $n_{11}, n_{12}, n_{21}, n_{22}$ – численности соответствующих групп: $N_1 + N_2 = N$ – общий объем статистической совокупности.

Отметим, что суммы $n_{11} + n_{12}, n_{21} + n_{22}$ не зависят от применяемого метода прогноза и обозначают число случаев, когда наблюдается тот или иной режим залежи.

Сопоставим таблицы достоверности для предложенных прогнозов в отдельности (таблицы 3 и 4).

Таблица 2 - Достоверность прогнозов

Режимы	X_1	X_2	Общее число
Растворенного газа (X_1)	n_{11}	n_{12}	N_1
Упругводонапорный (X_2)	n_{21}	n_{22}	N_2

Таблица 3 - Для прогноза А

Режимы	X_1	X_2	Общее число
Растворенного газа (X_1)	45	3	48
Упругводонапорный (X_2)	7	30	37

Таблица 4 - Для прогноза Б

Режимы	X_1	X_2	Общее число
Растворенного газа (X_1)	47	1	48
Упругводонапорный (X_2)	6	31	37

Относительное число ошибочных прогнозов в совокупности обозначим через $\alpha = n_{12}/N_1$. Число α является объективной характеристикой «ошибок первого рода», а именно, ошибочных прогнозов для тех случаев, когда скважина эксплуатирует залежь при режиме растворённого газа. Аналогично «ошибки второго рода», при которых прогноз «режим растворённого газа» сочетается с результатом «упруговодонапорный режим», характеризуется коэффициентом $\beta = n_{21}/N_2$.

Для характеристики успешности прогнозов по общей совокупности вводится понятие критерии достоверности

$$\theta = 1 - \alpha - \beta$$

Если предположить, что $\alpha + \beta \leq 1$, то $0 \leq \theta \leq 1$. Оценим качество сравниваемых прогнозов данным методом.

Для прогноза А критерий достоверности (при $\alpha=0,062, \beta=0,189$) $\theta_A = 0,75$.

Для прогноза Б $\theta_B = 0,82$ (при $\alpha = 0,020, \beta = 0,162$).

Так как не требующий машинного расчёта метод экспертных оценок оказался более удачным по сравнению с методом ГК (82% против 75%), в дальнейшем нами для прогнозирования режимов разработки будет использован именно этот непараметрический метод распознавания объектов.

Известно, что с вводом месторождения в разработку, для обновления режима залежи требуется некоторый период времени и режим оценивается интегрально по пласту в целом. В ходе разработки возможна смена режимов работы пласта, поэтому изменение состава газа целесообразно рассмотреть в зависимости от времени с начала разработки месторождений. Для анализа изменения содержания отдельных компонент газа во времени, ретроданные по составу

проб газа различных скважин сгруппированы по времени отбора проб. Скважины, отбор проб из которых производился в течение одного года, объединены в одну временную группу и для каждой группы рассмотрены осредненные значения содержания компонент.

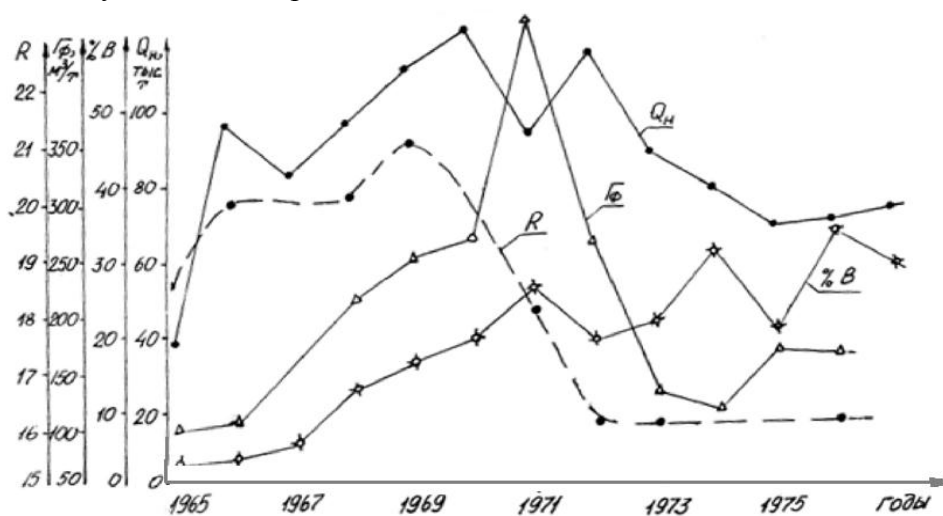
Ниже предлагаются результаты распознавания режимов разработки месторождений Кюрсанги на основе осреднённого компонентного состава газа по указанному выше методу экспертных оценок.

Значение функции классификации R для осреднённого компонентного состава газа ряда скважин, объединённых в одну временную группу, определялось как сумма значений рангов, соответствующих величинам выбранных признаков. Эти значение критерия R позволяли проследить динамику изменения его в процессе разработки рассмотренных горизонтов. Для сопоставления изменения данного критерия во времени с динамикой основных показателей разработки (дебит нефти - Q_n , 10^3 м^3 ; дебит воды - Q_v , 10^3 м^3 ; газовый фактор - G_f , $\text{м}^3/\text{т}$; % В - обводненность; Q_3 - закачка воды, 10^3 м^3 ; R - функция классификации, вычисленная по составу газа) VI горизонта месторождения Кюрсанги на рисунке 3, отражающая динамику показателей разработки пластов, построена также зависимость $R = R(t)$.

Анализ динамики изменения критерия R в ходе разработки позволяет проследить процесс развития залежи того или иного режима, а также выявить в процессе эксплуатации залежи тенденции к изменениям режимов.

По VI горизонту месторождения Кюрсанги наблюдается формирование упруговодонапорного режима в период 1965 – 1969 гг. и рост зависимости $R = R(t)$ для горизонта, что явствует из рисунка 3.

В отмеченный период промысловые данные также подтвердили развитие упруговодонапорного режима. Однако, частичное разгазирование залежей не могло не отразиться на динамике изменений основных показателей, таких, как газовый фактор, отбор нефти и газа, пластовое давление (из-за отсутствия данных по пластовым давлениям, не удалось построить динамику изменения средневзвешенного пластового давления по этому горизонту).



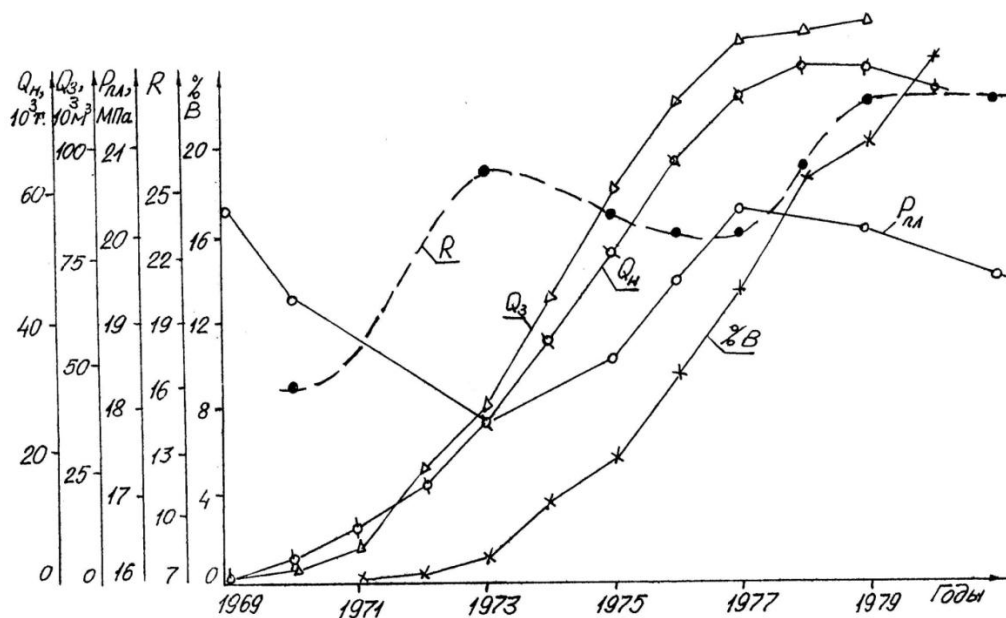
Q_n , G_f , %В VI горизонта ПТ месторождения Кюрсанги

Рисунок 3 - Динамика изменения диагностирующего критерия R и показателей

Согласно рис.3 в 1969-м году по VI горизонту месторождения Кюрсанги прослеживается переход на режим растворённого газа. В дальнейшем резкое снижение газового фактора (начиная с 1971 г.) подтвердило сделанный вывод.

Проверка возможности диагностирования режима разработки нефтяных залежей была осуществлена также на примере Самотлорского месторождения Западной Сибири (гор. БВ₈). На основании имеющегося геолого-промыслового материала, в начале разработки Самотлорского месторождения в отмеченном пласте БВ₈ следует ожидать водонапорный режим. Динамика изменения показателей разработки по пласту БВ₈ представлена на рисунке 4. Представлена также динамика изменения значения функции классификации (R) осреднённого компонентного состава газа.

Как видно из рисунка, анализ динамики изменения диагностирующего критерия в процессе разработки $R=R(t)$ позволяет проследить процесс развития в залежи того или иного режима, а также выявить в процессе эксплуатации залежи тенденции к изменениям режимов. Так, например, по пластам группы **Б** наблюдается формирование водонапорного режима и рост зависимости $R=R(t)$ (рисунок 4). Вышеотмеченное, по всей видимости, обусловлено достаточными уровнями закачки воды и проявлением действия водонапорного бассейна. Благодаря естественному напору вод и искусственному заводнению по этим пластам имеет место упруговодонапорный режим.



$Q_n, R_{пл}, Q_з, \%B$ пласта $БВ_8$ Сомотлорского месторождения

Рис унок 4 - Динамика изменения диагностирующего критерия R и показателей

Таким образом, применение предлагаемого метода оценки режима залежи на основе анализа газа дало результаты, согласующиеся с анализом геолого-промыслового материала. Кроме того, представляется возможным дифференцированный подход к оценке режима различных участков залежи по компонентному составу газа, добываемого из этих участков.

Библиографический список:

1. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти / М.: Недра, 1978, 221 с.
2. Тривус Н.А., Лапись С.И. и др. Влияние степени обводненности пластовой нефти на количество растворенного в ней газа. АНХ, 1962, №1, с.28-31
3. Гриценко А.И. Исследование влияния воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей. Газовое дело, 1964, №4, с.3-11
4. Рафибейли Н.М., Рагимов О.П., Байрамов А.М. Влияние водной фазы на термодинамическую характеристику нефтяной системы. Изв.ВУЗов. «Нефть и газ», 1975, №12, с.38-40
5. Исмаилов К.К. О корреляции между режимом залежи и составом добываемого газа. Материалы III Всесоюзной научной конференции. Применение вероятностно-статистических методов в бурении. Нефть и добыча. Баку, 1981, с.65
6. Исмаилов К.К. О некоторых решениях, принятых в нефтегазодобыче на основе геохимических данных. АНХ, 1997, №4, с.9-14.
7. Исмаилов Г.Г., Искендеров Е.Х., Исмаилова Ф.Б. Исследование влияния степени обводненности нефти на состав газовой фазы. ЭКОЭНЕРГЕТИКА НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРАЛ, №3, 2017, с.76-83
8. Обухов А.М., К вопросу об оценке успешности альтернативных прогнозов./ Изв. АН СССР, серия геофизические..., 1955, №4 339 с.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. / М.: Недра, 1989, 310 с.

Методика тестирования жидкостей глушения скважин

Климанова Д.А., Никитин В.И., Мозговой Г.С., Шорников М.П.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Жидкости для глушения скважин широко используются при проведении технологических операций, предполагающих временную остановку эксплуатирующейся скважины. Данные жидкости должны соответствовать требованиям безопасного проведения работ, а также не оказывать негативного влияния на продуктивный пласт. Так как одной из задач является обеспечения репрессии на пласт с целью недопущения газонефтеводопроявления, то жидкость глушения имеет тенденцию к фильтрации в пласт, что зачастую снижает его проницаемость для пластовых флюидов. Исходя из этих соображений тестирование жидкости глушения на образцах породы продуктивного пласта в условиях близких к пластовым является наиболее репрезентативным показателем пригодности данной жидкости для определённых условий. Так как с производственной точки зрения выбор технологической жидкости должен быть максимально эффективен как по физико-химическим показателям, так и экономическим, то выбор правильной последовательности методик тестирования жидкостей глушения может сэкономить временные и материальные затраты, а также привести к наиболее качественному выбору. Особенно это актуально на этапе проведения фильтрационного эксперимента, так как именно он является наиболее сложным и ресурсозатратным, в том числе требующим специализированного фильтрационного оборудования, позволяющего произвести физическое моделирование воздействия жидкости глушения на образец пластовой породы. Планирование поэтапного эксперимента в правильной последовательности позволяет при помощи первичных тестов произвести отсев неподходящих жидкостей для конкретных условий, в частности осложнённых температурным и иными факторами [2].

Важной характеристикой жидкостей глушения является время и особенности её приготовления. Предпочтительным является невысокий расход реагентов, малое время приготовления без поддержания строго определённых условий, так как сложность приготовления сразу же может ограничить её использование на части скважин, не имеющих достаточного оборудования и не способных поддерживать регламентируемые изготовителем условия. Первым тестом для исследуемой жидкости является термостабильность при скважинных условиях в том числе при контакте с пластовой водой и нефтью. Данный эксперимент позволяет определить может ли состав поддерживать свои свойства в течении всего времени необходимого для обеспечения притока пластового флюида при проведении работа в скважине. Данный эксперимент может проходить в течении предполагаемого необходимого времени приостановки работы скважины и жидкости не прошедшие теста на стабильность могут быть исключены из дальнейшего рассмотрения. Возможными признаками разрушения блокирующей жидкости могут быть её расслоение, появление значительного количества осадка или наоборот, динамическое структурообразование вплоть до затвердевания. Данные явления могут быть зафиксированы как у исходной жидкости с течением времени при поддержании скважинной температуры, так и при смешении с пластовой водой и нефтью.

Измерение реологических параметров косвенно показывает тенденцию к фильтрации жидкостей, а также позволяет произвести гидравлические расчеты по её применению. Для жидкостей глушения наиболее предпочтительны высокие показатели реологических характеристик таких как статическое, динамическое напряжения сдвига, а также пластическая вязкость. Как показывает опыт проведения лабораторных исследований жидкости с высокими реологическими показателями обладают наименьшей тенденцией к проникновению в поровое пространство. Наличие реометров с возможность поддержания температуры при изменении скоростей сдвига во время измерения касательных напряжений в жидкости могут путём анализа реологической кривой оценить стабильность и структурные характеристики технологической жидкости в динамических условиях. Например, при изменении скоростей сдвига из диапазонов возможных скважинных, при их росте а далее при убывании с измерением сдвиговых

напряжений дают возможность визуально оценить наличие скачкообразных изменений в виде реологической кривой, что характеризует нарушение структурной целостности слоёв жидкости при движении. На рисунке 1 показан пример стабильного вида реологической кривой, зафиксированной на основании измерений на реометре компании Anton Paar, на рисунке 2 ему противопоставлены показатели для жидкости проявляющие признаки нестабильности при движении, что отражают наличия аномалий реологической кривой при скоростях сдвига свыше 50 c^{-1} , которые являются относительно не высокими при движении жидкости в скважине. Важно отметить что наличие аномалий в реологической кривой не являются строгим показателем к исключению жидкости, но является поводом для дополнительного измерения параметров после пребывания в динамическом режиме. Если жидкости полностью восстанавливают реологические характеристики до исходных и не теряют структурных свойств то в равной мере могут быть рекомендованы к применению как и жидкости с классическим видом касательных напряжений от скоростей сдвига (Рисунок 1.)

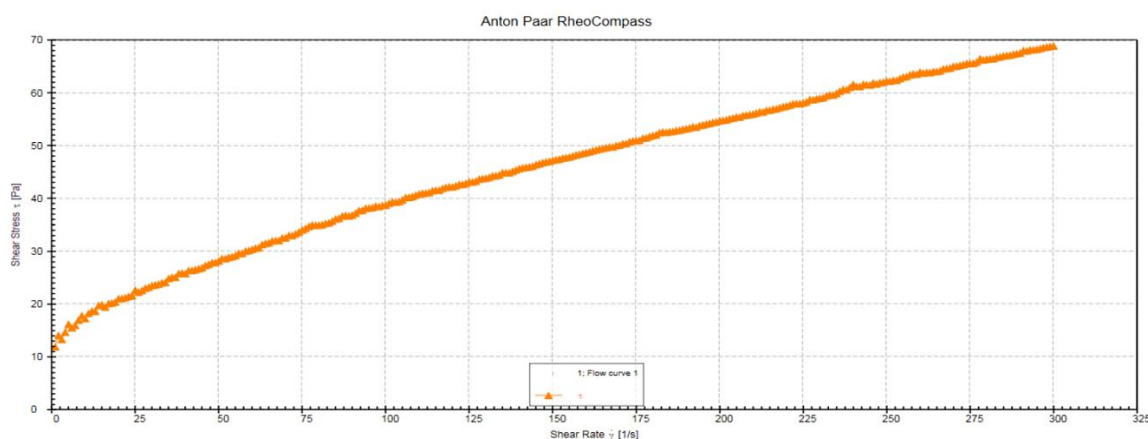


Рисунок 1 – Пример стабильного вида реологической кривой

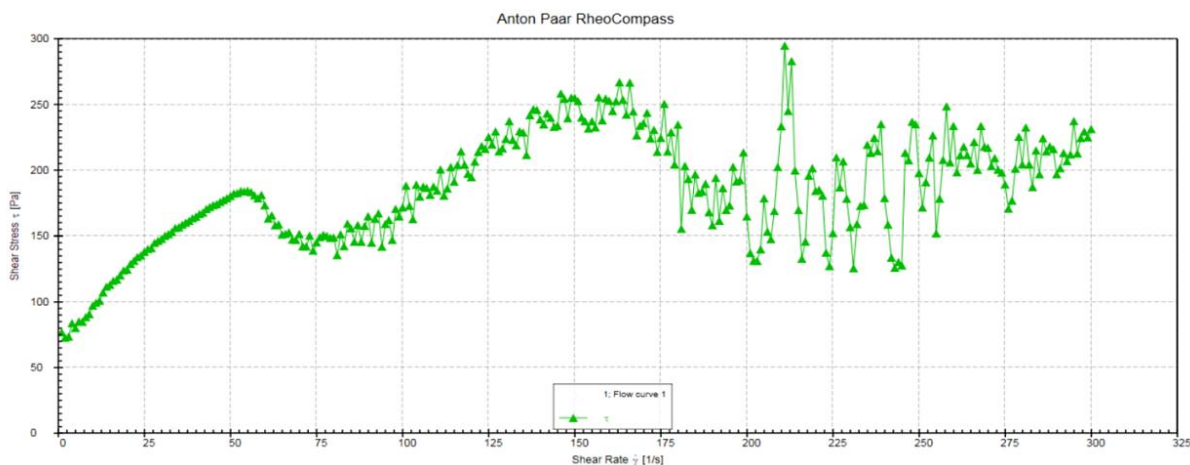


Рисунок 2 – Пример реологической кривой с наличием аномалий при росте скоростей сдвига

Предварительными измерениями перед проведением фильтрационных экспериментов на образцах натурального керна могут быть тесты на фильтрацию через фильтрационную бумагу на стандартных фильтр-прессах, например Fann 300 LPLT Filter Pres. Также достаточно показательными являются тесты на фильтрацию с использованием прибора Fann PPA 5000 или ему подобных [1]. Данный прибор позволяет наиболее показательно оценить степень фильтрации и блокирующих способностей жидкостей глушения и эксперименты могут быть произведены как на керамических дисках с различной проницаемостью, так и на металлических дисках, имитирующих наличие трещиноватости. Для проведения лабораторных исследований по оценке блокирующих свойств технологических жидкостей по отношению к трещине разной степени раскрытости конструкция фильтр-пресса позволяет установку в фильтровальной ячейке металлического диска, моделирующей трещину разной степени раскрытости. Данные тесты могут также отсеять жидкости, имеющие сильную фильтрацию. Так, например, если жидкость

хорошо фильтруется через фильтровальную бумагу, то не имеет смысла проводить эксперимент на образце натурального керна [3]. Если же жидкость через фильтровальную бумагу фильтруется незначительно, и данная тенденция подтверждается при проведении экспериментов на керамическом диске и/или модели трещины, то финальным этапом является проведение фильтрационного эксперимента на керне. Важно отметить, что если проницаемость по пласту значительно меняется, то следует проводить серию экспериментов по оценке влияния на жидкости глушения на образцы с различной проницаемостью. Установление слабой фильтрации или её полного отсутствия и наличие высоких показателей коэффициента восстановления проницаемости для нефти является значимым фактором, влияющим на конечный выбор технологической жидкости для глушения скважины [4]. Использование поверхностно активных веществ в рецептурах жидкостей глушения может способствовать очистке призабойной зоны пласта от оставшихся объёмов жидкости глушения, которые, даже если не проникли вглубь пласта, то как минимум, на незначительном расстоянии от стенки скважины закольматировали ближайшие поры. Снижение межфазного натяжения на разделе водной и углеводородной фазы влияет на снижение капиллярного давления в порах малого радиуса, что приводит к лучшей очистке призабойной зоны от водной фазы [5]. Дополнительными исследованиями являются эксперименты по подбору реагентов и технологических решений по разрушению жидкости глушения и очистки призабойной зоны от последствий её воздействия при подготовке скважины к введению в эксплуатацию.

Библиографический список:

1. Ишбаев, Г.Г. Теории подбора фракционного состава кольматанта / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев, А.В. Христенко, А.А. Милейко // Бурение и нефть. – 2011. - №6. – С. 16 - 18.
2. Климанова, Д.А. Обоснование применения эмульсионных составов для щадящего глушения скважины / Г.С. Мозговой, В.И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – №1, 2020. С.72-74.
3. Никитин, В.И. Исследование фильтрации эмульсионных составов при глушении скважин / В.И. Никитин, Д.А. Климанова, Г.С. Мозговой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – №3, 2020. С.19-22.
4. Nikitin, V.I Analysis of the results of the experiment to determine the saturation of the filtrate of drilling fluid of the core sample/ V.I. Nikitin, O.A. Nechaeva, G.S. Mozgovoii // III international scientific practical conference “breakthrough technologies and communications in industry and city” (btci’2020), december 2-3, 2020, Volgograd, russian federation/
5. Nikitin, V.I. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottomhole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase/V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva, O.A. Nechaeva, E.A. Kamaeva // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources, Volume 2, 2019. P 558-562.

УДК 622.276

Применения технологии на основе электроимпульсного воздействия на горную породу с целью интенсификации притока к скважине

Лефтер А.П., Сафиуллина Е.У., Фабрицкая И.О.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Аннотация: В рамках данной статьи проведен анализ применяемых технологий по увеличению коэффициента охвата, рассмотрены возможности применения технологии на базе электроимпульсного разрушения горных пород и предложено устройство системы подачи рабочего наконечника представленного системой разнополярных электродов. Предложено использование электроимпульсного метода воздействия на изолированные нефтенасыщенные участки призабойных зон скважин, приведена методика оценки технологических показателей воздействия и технологической эффективности.

Ключевые слова: электроимпульсное воздействие, интенсификация притока, увеличение нефтеотдачи, пробой.

Введение

Процесс разработки нефтяных и газовых месторождений, в конечном итоге, приводит к исчерпанию доступных запасов недр. Однако, зачастую, остановка эксплуатации многих скважин происходит не потому, что полностью исчерпаны пластовые флюиды, а вследствие невозможности извлечения оставшихся скоплений, которые нередко могут располагаться на значительном удалении от ствола скважин в локальных замкнутых пространствах. Для извлечения остаточных запасов и создания связи между стволами скважин и такими скоплениями используются различные методы интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи.

Несмотря на уровень развития и возможности современной техники и технологии в области воздействия на пласты, увеличения площадей охвата и разрушения горных пород, используемые на сегодня методы, не могут обеспечить высокую производительность при низких затратах. Это заставляет вести поиск и изучение возможностей применения новых методов увеличения нефтеотдачи и разрушения горных пород, в основу которых должны заключаться инновационные и передовые достижения и открытия в области науки и техники.

Целью данной работы является обоснование применения принципиально новой технологии электроимпульсного воздействия на пласты с целью увеличения площади продуктивной зоны, охватываемой вытеснением флюидов.

Преимущества ЭИ технологии перед традиционными методами

Технико-экономический анализ современных методов воздействия показывает невозможность устранения целого ряда присущих им принципиальных недостатков:

- низкая производительность работ;
- наличие сложных передач и трудностей контроля энергии;
- быстроизнашивающийся и недостаточно надёжный рабочий наконечник (в случае механических методов);
- резкое снижение скорости и интенсивности воздействия при увеличении крепости и плотности разрушаемых пород;
- высокие затраты и трудоемкость работ;
- малые глубины внедрения в породу и малые продуктивные площади охватываемые воздействием;
- нежелательное и практически непредсказуемое и неконтролируемое влияние на изначально неподверженные соседние толщи;
- повышенная опасность.

Основные требования, которые можно сформулировать для новых инновационных способов воздействия и разрушения пород для увеличения нефтеотдачи, следующие:

- 1) бесконтактное воздействие на горные породы, устраняющее ограничения, накладываемые стойкостью породоразрушающего инструмента, и исключающее потери энергии на трение;
- 2) нагружение горной породы с преобладанием напряжений разрыва и сдвига, а не сжатия, т. к. прочность на разрыв и сдвиг существенно (в 10–30 раз) ниже прочности на сжатие;
- 3) разрушение горной породы в импульсном режиме, устраняющее значительный расход энергии на пластическую деформацию, позволяющее концентрировать большие мощности при невысоких исходных количествах энергии;
- 4) обеспечение регулируемой степени трещинообразования и измельчения, устраняющее затраты энергии на переизмельчение продуктов разрушения;
- 5) отсутствие промежуточных трансформаций энергии, связанных со значительными её потерями;
- 6) отсутствие значительной зависимости производительности процесса разрушения от крепости горных пород;
- 7) хорошая управляемость характером и направленностью разрушения и полный контроль на протяжении всего процесса вскрытия [1, 6, 8].

Практически всем перечисленным требованиям отвечает ЭИ способ разрушения различных диэлектрических и полупроводящих материалов, к которым относится большинство горных пород и руд. ЭИ способ разрушения был предложен и реализован в Томском

политехническом институте. Эта оригинальная идея была зарегистрирована как открытие Российской академией естественных наук и Международной ассоциацией авторов научных открытий [7]. Авторами этого открытия являются профессора А.А. Воробьев – научный руководитель работ, Г.А. Воробьев, А.Т. Чепиков.

Суть электроимпульсного воздействия на продуктивные коллектора

Если в условиях статического приложения напряжения электрическая прочность твердых диэлектриков и горных пород значительно выше электрической прочности жидких сред, то при приложенном импульсном напряжении при экспозиции импульсного напряжения менее 10^{-6} с горная порода становится электрически слабее такого жидкого диэлектрика, как трансформаторное масло, а при экспозиции менее $23 \cdot 10^{-7}$ с – слабее даже технической воды. Этот эффект называется “эффектом инверсии”

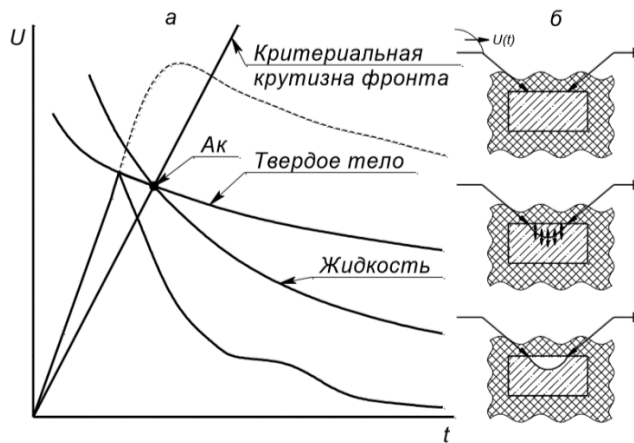
Эффект инверсии электрической прочности диэлектриков в применении к разрушению пород поясняется на рисунке 1. Когда к электродам, установленным на поверхность твердого тела (горной породы), прикладывается импульс напряжения $U(t)$ с параметрами, соответствующими левой части графика от точки равнопрочности A_k , пробой в промежутке происходит внутри твердого тела, а не по кратчайшему пути по поверхности твердого тела. Это явление называется внедрением разряда в твердое тело [5,8].

Крутизна фронта импульса напряжения, соответствующая точке пересечения ВСХ (A_k), т. е. условию равнопрочности сред, и получившая название критической крутизны импульсного напряжения, стала первым важным критерием для характеристики условий ЭИ разрушения.

Схема и принцип действия предлагаемого ЭИ устройства для воздействия на продуктивные горизонты

Так как электроимпульсное разрушения горных пород – это относительно новая, еще только развивающаяся технология, а в области интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи и вовсе никогда не применялась, то принципиально важным является разработка системы подачи и направления рабочего наконечника (системы разнополярных электродов) вглубь толщи.

Общая схема устройства. Общий вид прибора представлен на рисунке 2.



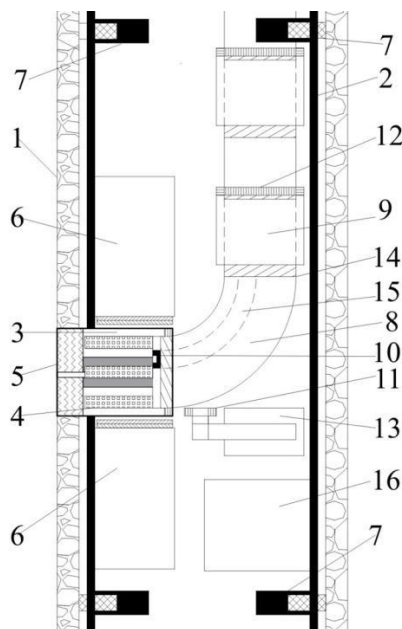
а) – сопоставление ВСХ различных сред; б) – последовательность процессов пробоя и разрушения в системе с одной свободной поверхностью

Рисунок 1 – Принцип разрушения электроимпульсным воздействием

Устройство ЭИ прибора (рисунок 2).

Основным элементом электроимпульсного прибора является породоразрушающий наконечник (3), рабочая часть которого представлена системой разнополярных электродов (4) равномерно распределенных по торцевой части наконечника, при этом электроды чередуются по потенциальности, а межэлектродные промежутки равны. Также наконечник снабжается твердосплавной насадкой (5) с резаками для обеспечения щадящего прохождения прибором цементного камня (1) при выходе из корпуса электроимпульсного прибора (2) за счет механического вращательно-поступательного разрушения интервала цементирования при помощи основных кондукторов (6) и дополнительного (13) с направляющей шестерней (11),

запитываемых от встроенного электродвигателя (16). Осуществление закачки жидкого диэлектрика происходит за счет подвода к наконечнику (10) гидравлических шлангов (15) на гибкой оболочке (8), которая в свою очередь также включает высоковольтный токоввод для запитки электродов импульсами напряжения и рукава для отвода газа, мелкого шлама и обеспечения циркуляции промывочной жидкости. Продвижение породоразрушающего наконечника обеспечивается за счет наращивания колонны буровых трубок (9) путем их вкручивания друг в друга при помощи резьбового соединения (14) и (12). Для закрепления прибора в интервале перфорирования эксплуатационной колонны используются гидравлические выдвижные фиксаторы-упоры (7).



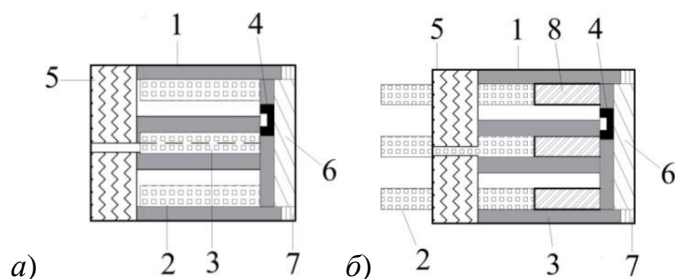
- 1 – обсадная колонна, 2 – корпус, 3 – наконечник, 4 – высоковольтный электрод,
 5 – насадки с резцами, 6 – кондукторы, 7 – фиксаторы, 8 – гибкая оболочка,
 9 – буровые трубки, 10 – канал для закачки жидкого диэлектрика,
 11 – направляющая шестерня, 12 и 14 – резьбы, 13 – вспомогательный кондуктор,
 15 – РВД, 16 – электродвигатель

Рисунок 2 – схема общего вида прибора

Принцип действия ЭИ механизма.

После спуска прибора к точке перфорации, происходит выдвижение фиксаторов-упоров (7), за счет чего обеспечивается жесткое закрепление перфоратора на заданном интервале эксплуатационной колонны. Далее происходит вращательно-поступательное выдвижение рабочего наконечника (3) из корпуса (2) при помощи кондукторов (6) и (13). По достижении наконечника цементного камня система электродов (4) не задействуется, оставаясь на заднем плане относительно твердосплавной насадки (5) с режущими резцами. Прохождение участка цементного камня за счет вращательно-поступательного направления и продвижения наконечника обеспечивается кондукторами (6) и (13). То есть, разрушение цементного камня реализуется посредством механического разрушения аналогично сверлящей перфорации. Такое относительно щадящее воздействие на цементный камень необходимо для обеспечения его целостности во время и после завершения воздействия на пласт, так как применение на данном этапе технологии электроимпульсного воздействия может распространиться на близлежащие площади интервала цементирования вызвав разрушение цементной крепи и образование трещин в интервале перфорации. При выдвижении рабочей головки прибора на глубину, равную ее длине, для реализации дальнейшего продвижения с сохранением направления необходимо наращивание жесткого каркаса, который обеспечивается навинчиванием буровых трубок (9) друг в друга посредством резьбовых соединений (14) и (12). Подача, соединение трубок и дальнейшее продвижение колонны в толщу массива осуществляется основными (6) и дополнительными (13) кондукторами.

На момент прохождения головкой прибора цементного камня, когда электроды еще убраны, и разрушение цементной крепи происходит насадкой с резцами по типу сверления, рабочий наконечник имеет вид (вид сбоку), представленный на рисунке 3а.



а) – (до выдвижения системы электродов) 1 – каркас, 2 – периферийный высоковольтный/заземленный электрод, 3 – центральный высоковольтный электрод, 5 – насадка с твердосплавными резцами, 6 и 7 – резьбы для накручивания и подачи наконечника, *б)* – (после выдвижения системы электродов), 1 – каркас, 2 – периферийный высоковольтный/заземленный электрод, 3 – центральный высоковольтный электрод, 5 – насадка с твердосплавными резцами, 6 и 7 – резьбы для накручивания и подачи наконечника, 8 – пружина

Рисунок 3 – Рабочий наконечник устройства

По прохождении интервала цементирования происходит расфиксация системы электродов (2) – рисунок 3(а); выдвижение и прижатие к площади разрушения пружинами (8) – рисунок 3(б). Далее происходит интенсивная подача жидкого диэлектрика через гидравлические шланги (15 на рисунке 2) к площади разрушаемого канала и начинается электроимпульсное воздействие на горную породу разрядами импульсов напряжения. Вид наконечника после выдвижения системы электродов изображен на рисунке 12(б). По мере продвижения наконечника вглубь толщи, создается дополнительный канал к стволу скважины.

Подвод промывочной жидкости осуществляется при помощи рукавов высокого давления (гидравлических шлангов (15 на рисунке 2) малого диаметра, заключенных в гибкую оболочку (8)). Которая также содержит высоковольтный токоввод для подачи импульсов на электроды и канал для отвода газов и шлама. Гибкая оболочка выполняет роль протектора и изоляции для подводимых шлангов и проводов, а также предотвращает их перекручивание и повреждение при контакте с внутренней конструкцией устройства. Более того на ней реализовывается подвод, направление и подача на кондукторы буровых трубок.

Осуществление подвода на гибкой оболочке рукавов промывки и кабелей высокого давления для подачи импульсов напряжения на электроды к рабочему наконечнику позволяет по завершении процесса вскрытия извлечь наконечник с электродами путем его извлечения – протаскивания через колонну буровых трубок в тело прибора. Тем самым осуществляется безопасное извлечение и сохранность ценных рабочих элементов прибора. Колонна буровых трубок остается в интервале продуктивного пласта и под воздействием пластового давления осуществляется продвижение флюидов к скважине.

Для оценки электроимпульсного воздействия на продуктивные пласты целесообразно выбирать следующие критерии:

- пробивное напряжение $U_{пр}$;
- скорость разрушения и внедрения в толщу породы V ;
- производительность разрушения Q ;
- удельные энергетические затраты $W_{уд}$;
- энергозатраты M .
- дополнительный дебит жидкости (по скважине) $Q_{ж}$.

Трудность расчета дополнительного притока объема флюида заключается в необходимости адаптирования законов фильтрации под условия горизонтального ствола (канала) в толще породы, через который после проведения ЭИ воздействия жидкость начинает поступать к стволу скважины. Следует воспользоваться аналогией расчетов дебитов и напоров жидкостей для горизонтальных скважин и боковых стволов.

Модель притока в этом случае будет аналогична модели радиальной фильтрации, когда образец породы представляет из себя кольцо в виде цилиндра с проводящими каналами в осевом направлении. Расчет радиальной фильтрации пластовой жидкости находится по формуле Дюпюи с введением коэффициента C , который полностью замещает логарифм отношения радиуса контура питания (радиус области дренирования) к радиусу скважины:

Дебит горизонтального ствола скважины находится следующим образом:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot C}, \quad (1)$$

где k - проницаемость пласта,
 h - эффективная толщина пласта,
 ΔP - перепад давления между границей контура питания и стенкой скважины;
 μ - вязкость пластового флюида;
 C - безмерный параметр.

Безразмерный параметр C разными авторами определялся различными выражениями:

$$C1 = \ln\left(\frac{4R}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \cdot \ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right), \quad [4] \quad (2)$$

$$C2 = \ln\left(\frac{2R}{L} + \sqrt{\left(\frac{2R}{L}\right)^2 - 1}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \cdot \ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right), \quad [3] \quad (3)$$

$$C3 = \ln\left(\frac{2a}{L} + \sqrt{\left(\frac{2a}{L}\right)^2 - 1}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \cdot \ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right), \quad [2] \quad (4)$$

$$C4 = \frac{2\pi(h^*)}{h} + \ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right), \quad [9] \quad (5)$$

где: $\frac{2a}{L} = \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R}{L}\right)^2}} \quad [2];$

L - длина ствола с учетом горизонтального участка;

R - радиус контура питания,

r_c - радиус ствола,

a - главная полуось эллипса - зоны дренирования,

h^* - расстояние от скважины до границы пласта (в данном случае принимаем $h = h/2$ т.к. будто ствол располагается в середине продуктивной площади).

Приток флюида в скважину не всегда происходит линейно, при малых скоростях фильтрации возникают отклонения, обусловленные неньютоновскими свойствами жидкости и сильным взаимодействием между флюидом и твердым скелетом. Известно, что неньютоновское поведение нефти в основном связано с повышенным содержанием в ней высокомолекулярных компонентов - асфальтенов, смол и парафина.

Однако, когда показатели содержания высокомолекулярных компонентов близки к минимальным, в этом случае, при больших скоростях фильтрации также происходит нарушение закона линейной фильтрации. Квадратичный закон фильтрации (закон Форхгеймера) и значение верхней границы применимости линейного закона фильтрации Дарси так же, как и при низких скоростях фильтрации. определяется с помощью критической скорости фильтрации [10]:

$$\frac{\Delta p}{L} = aV\left(1 + \frac{b}{a} \cdot V\right) = aV\left(1 + \frac{V}{V^*}\right), \quad (6)$$

где $V^*=a/b$ - некоторая критическая скорость, a и b - коэффициенты, определяемые по следующим формулам:

$$a = \frac{\mu}{k}, \quad (7)$$

$$b = \frac{\beta \cdot \rho}{\sqrt{k}}, \quad (8)$$

здесь β - константа пористой среды, ρ - плотность жидкости.

Следовательно, при $V > V^*$ расчет скорости фильтрации необходимо произвести по формуле, предложенной Краснопольским:

$$\frac{\Delta p}{L} = b \cdot V^2. \quad (9)$$

Тогда:

$$V = \sqrt{\frac{\Delta p}{b \cdot L}}. \quad (10)$$

А при $V < V^*$ расчет скорости фильтрации осуществляется с применением формулы Дарси:

$$\frac{\Delta p}{L} = a \cdot V, \quad (11)$$

Отсюда:

$$V = \frac{\Delta p}{a \cdot L} \quad (12)$$

Следовательно, для расчета дебита горизонтальной скважины при низких скоростях фильтрации можно пользоваться следующим выражением:

$$Q = 2\pi Rr \frac{\Delta p}{a \cdot L} \quad (13)$$

Однако, применительно для пластовых условий дренирования на Ярактинском НГК месторождении целесообразно произвести расчет для высоких скоростей фильтрации:

$$Q = 2\pi Rr \sqrt{\frac{\Delta p}{b \cdot L}} \quad (14)$$

Заключение

Главным преимуществом предлагаемой технологии является тот факт, что ее применение не зависит от механических показателей крепости твердых диэлектриков и горных пород. Которые, в свою очередь, в значительно меньшей степени отличаются по электрической прочности, что при правильном подборе изолирующей жидкой среды, не оказывает существенного влияния на процесс воздействия.

Некоторые ограничения широкого применения накладываются трудностью аналитического подбора и расчетов при внедрении данного вида технологии для конкретных условий коллектора и пластовых флюидов. Что связано с отсутствием в литературных источниках определенного ряда теоретических и статистических данных, в связи с недоизученностью возможностей использования данной технологии применительно к нефтегазовой индустрии, в частности для области увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков. Что, в свою очередь, обуславливает необходимость дальнейшего экспериментального подтверждения проводимых расчетов, с целью создания и расширения теоретической базы данной технологии.

Библиографический список:

1. Advanced drilling and well technology / Aadnoy B.S., Cooper I., Miska S.Z. Mitchell R.F. Payne M.L. USA: Society of Petroleum Engineers, 2009. – 876 p.
2. Joshi S.D. Horizontal well technology / Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, 1991. – 535 p.
3. The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling / Giger F.M., Reiss L.H., Jourdan A. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston TX, 1984. SPE-13024-M.
4. Борисов Ю.П., Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Пилатовский В.П., Табаков В.П.- М.: Недра. – 1964.
5. Курец В.И., Электроимпульсная дезинтеграция материалов / Усов А.Ф., Цукерман В.А. – Апатиты: Изд-во Кольского НИЦ РАН, 2002. – 324 с.
6. Малахов В.С. Исследование импульсной электрической прочности горных пород применительно к разрушению их электроимпульсным способом / дисс. канд. техн. наук. – Томск, 1968. – 198 с.

7. Свидетельство на открытие № А-122 от 29.04.1998 с приоритетом от 14.12.1961 / А.А. Воробьев, Г.А. Воробьев, А.Т. Чепиков. Закономерности пробоя твёрдого диэлектрика на границе раздела с жидким диэлектриком при действии импульса напряжения.
8. Сёмкин Б.В., Основы электроимпульсного разрушения материалов / Усов А.Ф., Курец В.И. – СПб.: Наука, 1995. – 276 с.
9. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика - М.-Ижевск: ИКИ. 2006 – 321 с.
10. Шевченко О.Н. Определение критических значений скоростей фильтрации в условиях нарушения закона Дарси // Успехи современной науки и образования. Науки о земле, 2016, Вып. 2, 140-145 с.

УДК 622.279.23

Экспериментальные исследования влияния процесса нуклеации на свойства газоконденсатных систем

Маликов Г.Х., Исмаилов Ш.З., Сулейманов А.А.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Фазовые переходы пластовых флюидов оказывают значительное влияние на фильтрационные процессы в пористой среде при разработке месторождений углеводородов.

Необходимо отметить, что свойства газожидкостных систем (физические, реологические, релаксационные, фильтрационные) существенно изменяются и при давлениях превышающих давление фазового перехода (давление насыщения, давление начала конденсации), что связано с процессами образования зародышей (nucleation) новой фазы (нанопузыри, нанок капли) [1, 2].

Но эти явления и вызываемы ими эффекты, до сих пор недостаточно учитываются при моделировании, проектировании и разработке месторождений углеводородов.

Так, при гидродинамическом моделировании процесса разработки свойства нефтей при давлении выше давления насыщения обычно принимаются неизменными. Однако проведенными исследованиями установлено, что при давлениях выше давления насыщения газожидкостные системы, составленные на основе ньютоновских жидкостей, при стационарной фильтрации качественно меняют реологические характеристики (в частности значительно возрастает расход жидкости), а при нестационарных гидродинамических исследованиях проявляются неравновесные свойства [2]. Также установлено, что теплофизические и термодинамические параметры газожидкостных систем меняются в области фазового перехода, а наблюдаемые при этом процессы объясняются докритическим образованием зародышей [2, 3].

Существование зародышей новой фазы наноразмеров, к которым некорректно применять термодинамические методы исследований, теоретически обосновано в работах Френкеля, Ландау и др. [3].

Механизм процесса нуклеации исследован в [3, 4]. В [3, 5] показано, что стабилизация зародышей новой фазы может происходить за счет электрических зарядов на поверхности зародышей.

Изменение релаксационных свойств газожидкостных систем при давлениях выше давления насыщения рассматривались в [4]. В [3] релаксационные явления в предпереходной области объясняются возникновением нанопузырьков газа, которые стабилизируются покрывающими их пленками поверхностно-активных веществ.

Изучение предпереходного состояния газированных жидкостей [3, 4] показали, что процесс образования наноразмерных зародышей существенно влияет на фильтрационные процессы. Зародышеобразование также влияет на технологические процессы нефтегазодобычи, например, при разработке месторождений при режиме растворенного газа, при добыче высоковязких нефтей и др.

Влияние нанозародышей новой фазы на газоконденсатные системы в предпереходной области при давлениях выше давления начала конденсации рассматривалось в [2, 4].

В [2] показаны результаты экспериментальных исследований предпереходных процессов газоконденсатных систем при давлениях выше давления начала конденсации в свободном объеме и в пористой среде.

В этих исследованиях впервые экспериментально доказано значительное влияние нанозародышей новой фазы на свойства (фильтрационные, физические, релаксационные) газоконденсатных систем в предпереходной области. Было установлено, что процессу конденсации предшествует эффект образования наноразмерных зародышей новой фазы, который начинается при давлениях значительно выше давления начала конденсации и зависит от темпа изменения давления.

В [4] рассматриваются результаты экспериментов по фильтрации в пористой среде азота, природного газа и газоконденсатной системы. Установлено, что изменение расхода от уровня давления для азота и природного газа носит монотонный характер вне зависимости от условий проведения экспериментов (проницаемость, перепад давления) и соответствует законам нестационарной фильтрации газов [3]. При фильтрации газоконденсатной смеси, наблюдается значительное изменение (увеличение) расхода при давлениях существенно выше давления начала конденсации.

В [4] установлено, что при достижении определенного уровня давления, значительно превышающего давление начала конденсации газоконденсатной системы, наблюдается увеличение расхода газа при постоянном градиенте давления.

Подобные явления обнаружены для газированных жидкостей при давлениях значительно выше давления насыщения [3, 4] и объясняются процессом нуклеации новой фазы.

Изменение характеристик пористой среды при фильтрации газожидкостных и газоконденсатных смесей при давлениях значительно превышающих давление фазового перехода (давление насыщения и давление начала конденсации) объясняется в [2, 3]. По мере снижения давления, с определенного уровня, начинается процесс образования зародышей, которые появляются в первую очередь на поверхности раздела твердой и жидкой (или газовой) фаз. Образование такого слоя зародышей приводит к снижению гидравлических сопротивлений при движении газожидкостных и газоконденсатных смесей и возрастанию фильтрационного расхода (эффект газового или жидкостного подшипника). Дальнейшее снижение давления приводит к увеличению концентрации и размеров микророзродышей. При фильтрации такой смеси через пористую среду возникают дополнительные сопротивления, забиваются поровые каналы, что ведет к уменьшению расхода [2].

Анализ результатов рассмотренных исследований показывает, что не все эффекты, связанные с образованием зародышей конденсата при давлениях выше давления начала конденсации можно объяснить изменением гидравлических сопротивлений.

Вязкость и плотность являются важными свойствами пластовых флюидов необходимыми при гидродинамическом моделировании процесса разработки и практических инженерных расчетах.

Точность этих корреляций невысока, особенно для газоконденсатных систем, из-за недостаточного количества замеров при высоких давлениях и температурах и необходимости проведения длительных исследований для достижения равновесности системы.

В [5] предложен механизм эффектов нуклеации, согласно которому образование стабильных докритических зародышей конденсата приводит к эффекту проскальзывания и изменению сжимаемости системы и рассмотрен механизм стабилизации докритических зародышей совместным действием поверхностных и электрических сил.

Существуют различные подходы к описанию процесса фазового перехода и модели фазового перехода, например, гомогенного и гетерогенного формирования и развития зародышей, теории мгновенной нуклеации или предсуществования зародышей новой фазы [1].

Важным является выявление механизма влияния зародышеобразования на фильтрационные процессы в пористой среде.

В процессе образования зародышей новой фазы изменяются многие параметры (сжимаемость, плотность, вязкость и др.), а также гидравлические сопротивления при движении пластовых флюидов в пористой среде [3].

Результаты экспериментальных исследований [2, 4] позволили предположить, что образование микрородышей конденсата приводит к уменьшению плотности газоконденсатной смеси.

С целью проверки этого предположения были проведены экспериментальные исследования по определению плотности газоконденсатной смеси на разных уровнях давления.

Эксперимент.

Для определения плотности газоконденсатной смеси на разных уровнях давления в свободном объеме и в пористой среде была собрана экспериментальная установка, состоящая из бомбы PVT, датчиков давления, сосуда высокого давления, газожидкостного сепаратора, газового счетчика и аналитических весов.

Сосуд высокого давления представлял собой стальную трубу длиной 0.4 м и внутренним диаметром 0.032 м.

Исследуемая газоконденсатная смесь состояла из природного газа (C_1 - 95.57; C_2 - 2.75; C_3 - 0.75; C_{4i} - 0.13; C_{4n} - 0.22; C_{5i} - 0.09; C_{5n} - 0.08; C_{6n} - 0.07; C_7 - 0.02; CO_2 - 0.32 молярных %) и нормального гексана (давление начала конденсации 16.5 МПа в свободном объеме при температуре 293°K, газоконденсатный фактор 4800 м³/м³).

Эксперименты в свободном объеме проводились следующим образом.

Сосуд высокого давления предварительно вакуумировался, взвешивался, а затем заполнялся исследуемой смесью при давлении 40.0 МПа.

После этого осуществлялось истощение системы из сосуда высокого давления.

В процессе проведения эксперимента замерялся объем вышедшей из сосуда высокого давления смеси. По мере снижения давления в системе, по достижении определенного уровня давления, осуществлялось взвешивание и определялась плотность газоконденсатной смеси, приведенная к нормальным условиям.

После этого аналогичные исследования проводились в пористой среде.

Модель пласта представляла собой стальную трубу длиной 0.4 м и внутренним диаметром 0.032 м. В качестве пористой среды использовался измельченный кварцевый песок. Проницаемость по воздуху составляла 0.02 мкм². Перед проведением экспериментальных исследований модель пласта с пористой средой вакуумировалась и взвешивалась.

Затем пористая среда заполнялась исследуемой газоконденсатной смесью.

Для этого пористую среду насыщали природным газом при давлении 40.0 МПа и вытесняли газоконденсатной смесью до тех пор, пока газоконденсатный фактор выходящей из пористой среды смеси не становился равным исходному газоконденсатному фактору.

Так как давление в системе поддерживалось значительно выше давления начала конденсации, то этим обеспечивалась однородность газоконденсатной системы и устранялась возможность преждевременного образования микрородышей конденсата в пористой среде. Затем выход модели пласта перекрывался и система в течении 24 часов находилась в покое.

После этого осуществлялся процесс истощения газоконденсатной смеси из пористой среды. В процессе проведения эксперимента осуществлялись замеры объема вышедшей из модели пласта газоконденсатной смеси. По достижении определенного уровня давления, модель пласта взвешивалась и определялась плотность газоконденсатной смеси, приведенная к нормальным условиям.

Результаты

Для тарировки экспериментальной установки и сравнения полученных результатов были проведены эксперименты по определению плотности природного газа в свободном объеме и в пористой среде. Результаты исследований изменения плотности природного газа в свободном объеме представлены на рис. 1.

Как видно из полученных данных при изменении давления в системе плотность природного газа, приведенная к нормальным условиям, практически не меняется.

Характер изменения плотности природного газа приведенной к нормальным условиям в пористой среде при различных уровнях давления оказался аналогичным изменению плотности природного газа в свободном объеме.

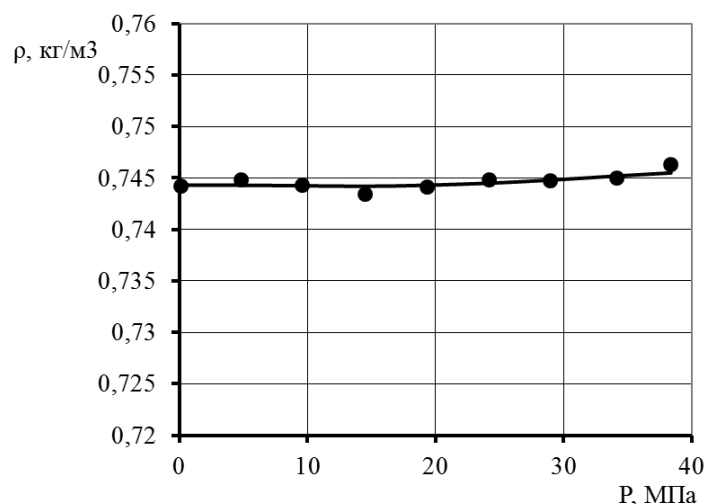


Рисунок 1 - Зависимость плотности природного газа в свободном объеме от уровня давления

Затем были проведены исследования газоконденсатной смеси.

Результаты изменения плотности газоконденсатной смеси в свободном объеме от уровня давления представлены на рис.2.

Из полученных данных видно, что начиная с уровня давления 27.5 МПа плотность газоконденсатной смеси уменьшается. Минимальное значение плотности газоконденсатной смеси наблюдается при давлении 19.4 МПа. Дальнейшее снижение давления приводит к увеличению плотности газоконденсатной системы.

Полученный эффект снижения плотности газоконденсатной смеси при давлениях выше давления начала конденсации связан с процессом формирования и развития микророзродышей конденсата.

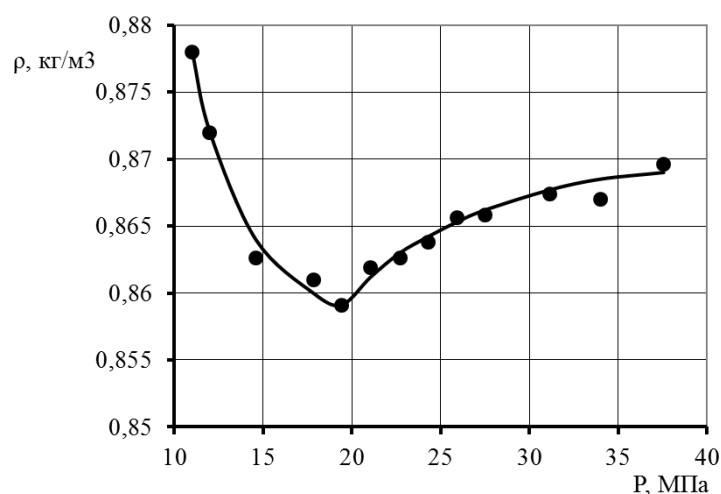


Рисунок 2 - Зависимость плотности газоконденсатной смеси в свободном объеме от уровня давления

Также были проведены экспериментальные исследования газоконденсатной смеси в пористой среде.

Результаты проведенных экспериментов показаны на рис.3.

Анализ полученных данных показывает, что с уровня давления 37.0 МПа наблюдается уменьшение плотности газоконденсатной смеси в пористой среде. Минимального значения плотность достигает при 27.0 МПа. Дальнейшее снижение давления приводит к увеличению плотности газоконденсатной смеси.

Значение плотности газоконденсатной смеси в пористой среде выше, чем в свободном объеме, что можно объяснить нуклеацией микророзродышей конденсата на стенках пор [4].

Большое влияние на фазовые переходы оказывают электрокинетические эффекты при фильтрации флюидов в пористой среде [3].

Ионы на поверхности пор способствуют стабилизации зародышей новой фазы. Это обусловлено балансом энергии конденсации (E_{LH}), поверхностной энергии (E_S) и кулоновской энергии (E_E).

Молекулы жидкости, обладающие дипольным моментом окружают заряженный ион, ориентируясь по направлению к нему противоположным зарядом своего диполя. Образующийся в результате такого построения кластер вне себя действует как заряд иона, в результате чего происходит присоединение следующего слоя молекул и образуется растущая нано-капля жидкости [5].

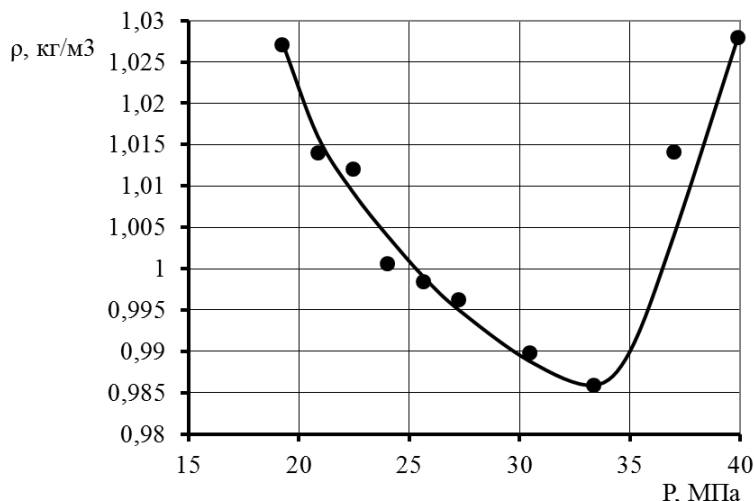


Рисунок 3 - Зависимость плотности газоконденсатной смеси в пористой среде от уровня давления

Энергия этого зародыша зависит от радиуса и складывается из трех частей: поверхностная энергия

$$E_s = 4\pi r^2 \sigma,$$

r – радиус зародыша; σ – поверхностное натяжение.
скрытая теплота фазового перехода

$$E_{LH} = -\frac{4}{3}\pi r^3 \rho L,$$

ρ – плотность флюида; L – скрытая удельная теплота конденсации.
электрическая энергия кулоновского поля капли

$$E_E = \frac{q^2}{4\pi\epsilon_0 r},$$

q – заряд иона; ϵ_0 – электрическая постоянная.

Поведение зародыша жидкости определяется тем, что происходит с энергией при росте капли, т. е. при прибавлении к ней массы δm .

Условие фазового перехода

$$\frac{\partial E}{\partial m} < 0$$

E – энергия зародыша; m – масса зародыша.

Учитывая $\delta m = 4\pi r^2 \rho \delta r$

$$\frac{\partial E}{\partial m} = \frac{\partial E}{\partial r} \frac{\partial r}{\partial m} = \frac{2\sigma}{\rho r} - L - \frac{q^2}{16\pi^2 \epsilon_0 \rho r^4}.$$

Если $q = 0$ радиус зародыша r_0 должен быть значительным, чтобы удовлетворять условию фазового перехода

$$L > \frac{2\sigma}{\rho r_0},$$

Наличие иона радикально меняет ситуацию.

Отрицательный член $(-\frac{q^2}{16\pi^2\varepsilon_0\rho r^4})$ при малых r достаточно велик по абсолютному значению и делает конденсацию энергетически выгодной.

Электрическая энергия компенсирует препятствующее конденсации действие поверхностных энергий при радиусах капли, удовлетворяющих условию

$$\frac{2\sigma}{\rho r_0} \leq \frac{q^2}{16\pi^2\varepsilon_0\rho r_0^4},$$

т. е. при $r_0 \geq \sqrt[3]{\frac{q^2}{32\pi^2\varepsilon_0\sigma}}$.

Также надо учитывать, что поверхностное натяжение искривленной поверхности, например, зародышей, отличается от поверхностного натяжения плоской границы раздела фаз, что необходимо учитывать при анализе процесса фазового перехода [3].

Результаты расчетов показывают, что радиус стабильных докритических капель составляет в среднем 1-5 нанометров [3, 5].

Поэтому результаты экспериментальных исследований, проведенные в статических условиях, без учета электрокинетических эффектов при фильтрации флюидов в пористой среде, часто отличаются от промысловых данных.

С этим также связано то, что зависимости, не учитывающие электрокинетические эффекты, (например, уравнение Кельвина) не могут адекватно описать и прогнозировать процесс фазового перехода [5].

Влиянием электрокинетических и поверхностных эффектов объясняется увеличение давления фазового перехода в пористой среде, по сравнению со свободным объемом. При этом свойства пористой среды (смачиваемость, удельная площадь поверхности и др.) оказывают влияние на величину этого отклонения [3].

Плотность газоконденсатной смеси в пористой среде достигает своего минимального значения при более высоком уровне давления, чем в свободном объеме. Это соответствует данным, приведенным в [2], что давление начала конденсации в пористой среде повышается по сравнению с давлением начала конденсации в свободном объеме. Кроме того, в [4] показано, что давление образования микрзародышей в газоконденсатных системах в пористой среде выше, чем в свободном объеме.

Снижение плотности газоконденсатной смеси при давлениях выше давления начала конденсации можно объяснить наличием кластерных структур зародышей новой фазы с одинаковым знаком электрического заряда [3, 5].

Выводы

На основе проведенных экспериментальных исследований в свободном объеме и в пористой среде установлен эффект уменьшения плотности газоконденсатной смеси при давлениях выше давления начала конденсации, связанный с процессом формирования зародышей новой фазы.

Полученные результаты дают возможность уточнить механизм формирования и развития микрзародышей новой фазы в газоконденсатных системах при давлениях выше давления начала конденсации.

Библиографический список:

1. Davies S.R. Nucleation Theory. (2006) Golden: USA, Colorado School of Mines.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. (1999) Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. Уфа: Гилем.
3. Сулейманов Б.А. (2006). Особенности фильтрации гетерогенных систем. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований.
4. Suleimanov B.A., Suleymanov A.A., Abbasov E.M., Baspayev E.T. (2018). A mechanism for generating the gas slippage effect near the dewpoint pressure in a porous media gas condensate flow. Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 53, 237-248.
5. Bunkin N.F., Bunkin F.V. (1992). Bubbstons: stable microscopic gas bubbles in very dilute electrolytic solutions. Institute of General Physics, Zh. Eksp. Teor. Fiz., 101, 512-527.

Влияние пористой среды на фильтрацию нефти и природного газа

Мамед-заде А.М.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Французский инженер-гидравлик Дарси в 1856 году обосновал закон фильтрации воды в песке постоянной проницаемости. Закон Дарси широко применяется в нефтедобыче. Современная математическая запись закона Дарси [1] при движении нефти вдоль оси ox такая:

$$Q = \frac{k_0 S(P_1 - P_2)}{\mu l} \quad (1)$$

Q – расход жидкости через пористую среду,

k_0 – проницаемость образца пористой среды по воздуху,

P_1 – давление на входе в образец пористой среды,

P_2 – давление на выходе из образца пористой среды,

S – площадь сечения образца пористой среды,

μ – вязкость фильтруемой жидкости через образец пористой среды,

l – длина образца пористой среды.

Начиная с 1974 года, нами были проведены исследования по влиянию магнитного поля на процессы фильтрации и вытеснения нефти из пористой среды. После тщательной проверки инновационных результатов, в научных нефтяных центрах СССР, первые публикации автором были осуществлены в 1977 году. Влияние магнитного поля на фильтрацию жидкости в пористой среде нами объяснялось электрокинетическими явлениями в породе [2, 3].

«Впервые электрокинетические явления – электрофорез и электроосмос, а также связанные с ними наличие зарядов у коллоидов, были описаны профессором московского университета Фридрихом Рейссом в 1807 году, однако, публикация об этих открытиях была написана только в 1809 году [4]. Изучение этих явлений стало во второй половине XIX века содержанием одного из важнейших разделов коллоидной химии [5].

К электрокинетическим явлениям относятся:

- электрофорез
- электроосмос
- потенциал протекания (эффект Квинке)
- потенциал седиментации (эффект Дорна)»[6].

Лабораторные исследования и анализ результатов по влиянию магнитного поля на фильтрацию жидкости в пористой среде опубликованы в [2], а лабораторные и промышленные исследования и анализ результатов опубликован в [3]. Было получено, что при регулировании напряженности магнитного поля поверхности породы в зависимости от величины напряженности магнитного поля можно либо увеличить скорость фильтрации и извлечение количества нефти, либо уменьшить.

В 1980 году на совещании по повышению нефтеотдачи пластов в Производственном Объединении «Татнефть» в городе Казань автором был сделан доклад о закачке намагниченной воды в пласт. Этот метод позволил увеличить добычу нефти в среднем по месторождению на 30% – это существенный результат. После моего доклада, геофизики объединения обратились к главному геологу ПО «Татнефть» Р.Х.Муслимову с вопросом: «Почему проницаемость пласта, определенная геофизическими методами существенно больше, чем определенная по формуле Дарси?». Я попросил слово и изложил свой взгляд на этот процесс.

До начала разработки нефтяного месторождения поверхность пористой среды пласта обладает начальной напряженностью магнитного поля. Оно, в основном, определяется адсорбционным слоем поверхности породы, который зависит от состава породы и свойств насыщающей жидкости (в основном – вязкости); а также зависит от координаты и глубины залегания пласта на планете Земля. В начале движения нефтяного потока порода обладает начальной проницаемостью k_0 и начальным расходом жидкости через пористую среду – Q_0 .

После начала добычи нефти в породе движется жидкость, которая создает потенциал протекания (эффект Квинке). Поверхность пористой среды подзаряжается потенциалом до определенного значения, которое зависит от электрической емкости породы (аналогично емкости конденсатора). Избыток потенциала излучается поверхностью пористой среды в виде электро-магнитного поля, которое препятствует движению жидкости и приводит к уменьшению проницаемости породы.

Это удовлетворило любопытство специалистов; однако, мною подсознательно происходил поиск подтверждения этой схемы фильтрации результатами лабораторных исследований. В книге [7] Логинова Б.Г. и Блажевича В.А. Гидравлический разрыв пласта. М., «Недра», 1966. С. 21–64 приводятся лабораторные результаты фильтрации дегазированной Девонской нефти через образец песчаника. Эти результаты показали, что вначале эксперимента расход жидкости через пористую среду высокий, через некоторое время расход существенно уменьшился.

Вышеизложенное показывает, что в закон Дарси необходимо ввести слагаемое, учитывающее электромагнитную силу. Следуя [8] «... Если заряд q движется, то на него помимо электрической силы $q\bar{E}$ действует магнитная сила, поэтому полная электромагнитная сила, действующая на движущийся заряд, запишется в виде:

$$\bar{F} = q\bar{E} + q\bar{V} \times \bar{B} \quad (2)$$

Так заряд q движется вдоль оси ox , а \bar{H} направлен перпендикулярно ox , в формуле (2) произведем замену обозначения \bar{B} на \bar{H} (смотри ст.98 [3]). Проекцию (2) на ось ox можно записать:

$$F_{эм} = qE + qvH \quad (3)$$

Преобразуем математическое выражение закона Дарси (1) таким образом, чтобы в нем участвовали силы, тогда можно будет учесть электромагнитную силу (3).

$$Q = vS \quad (4);$$

$$P1 = \frac{F_1}{S} \quad (5);$$

$$P2 = \frac{F_2}{S} \quad (6)$$

Подставим (4) – (6) в соотношение (1) получим:

$$vS = \frac{k_0 \left(\frac{F_1}{S} - \frac{F_2}{S} \right)}{\mu l} \quad (7)$$

$$vS = \frac{k_0(F_1 - F_2)}{\mu l} \quad (8)$$

$$\frac{vS\mu l}{k_0} = F_1 - F_2 \quad (9)$$

Подставим (3) в (9) получим:

$$\frac{vS\mu l}{k_0} = F_1 - F_2 + qE + qvH \quad (10)$$

Это уравнение преобразуем следующим образом.

$$v \left(\frac{S\mu l}{k_0} - qH \right) = F_1 - F_2 + qE \quad (11)$$

$$v \left(\frac{S\mu l}{k_0} - qH \right) \frac{1}{S} = (F_1 - F_2 + qE) \frac{1}{S} \quad (12)$$

$$v \left(\frac{\mu l}{k_0} - \frac{qH}{S} \right) = \left(\frac{F_1}{S} - \frac{F_2}{S} + \frac{qE}{S} \right) \quad (13)$$

Умножим обе части равенства (14) на S и учтем (4)

$$Q \left(\frac{\mu l}{k_0} - \frac{qH}{S} \right) = (P_1 - P_2 + \frac{qE}{S}) \quad (14)$$

Разделим (14) на значение в скобке при Q получим:

$$Q = \frac{S(P_1 - P_2) + qE}{\frac{\mu l}{k_0} - \frac{qH}{S}} \quad (15)$$

Выражение (15) представляет обобщенный закон фильтрации жидкости в гидрофильной пористой среде.

Величины q , E и H определяются из эксперимента в процессе фильтрации, например [3].

При этом: $q = \frac{A}{r}$, где A – сила тока, t – время в момент измерения силы тока от начала фильтрации; l – длина образца.

$E = \frac{U}{l}$, где U – разность потенциала на входе и выходе из образца породы. H определяется по методике, приведенной в [3].

Для течения жидкости в гидрофобной пористой среде $E = 0$ и $H = 0$ выражение (15) превращается в закон Дарси для жидкостей:

$$Q = \frac{k_0 S (P_1 - P_2)}{\mu l} \quad (16)$$

Закон Дарси справедлив для течения жидкости в гидрофобной пористой среде.

При решении конкретной задачи течения какой-либо жидкости в определенной пористой среде помимо уравнения фильтрации (15) необходимо также учесть уравнения Максвелла, показывающие взаимосвязь между напряженностью электрического и магнитного полей. Система уравнений запишется следующим образом:

$$\nabla \left(\frac{\mu l}{k_0} - \frac{qH}{S} \right) = \left(\frac{F_1}{S} - \frac{F_2}{S} + \frac{qE}{S} \right) \quad (17)$$

$$\operatorname{div} \vec{V} = 0 \quad (18)$$

$$\operatorname{rot} \vec{H} = \vec{j} \quad (19)$$

$$\operatorname{div} \vec{H} = 0 \quad (20)$$

$$\operatorname{rot} \vec{E} = 0 \quad (21)$$

$$\operatorname{div} \vec{E} = 0 \quad (22)$$

$$\vec{j} = \sigma [\vec{E} + \mu_0 (\vec{V} \times \vec{H})] \quad (23)$$

В этой системе неизвестные: \vec{V} ; p ; \vec{H} ; \vec{E} ; \vec{j} .

При движении жидкости вдоль оси ox : $V_z = V_y = 0$, а $V_x = V_x(y) = U(y)$.

Из уравнения 20 следует, что вектор \vec{H} вдоль оси oy постоянный и равен H_0 , тогда $H_y = \text{const} = H_0$. Так как H_0 постоянно, то и температура системы будет постоянным.

Проверку применимости формулы (15) осуществляли математической обработкой результатов лабораторных исследований, приведенных в [7].

Так как в формуле (15) участвуют k_0 , q , E и H , в исследованиях [7] они не учитывались, то нами из [3] взято для песка: $E = 0,58 \frac{B}{M}$, а значение $H = 51740 \frac{A}{M}$ взято из [3]. Значение k_0 равно значению проницаемости образца по воздуху, который равняется 0,182 дарси [7]. Значение q для испытуемой нефти неизвестно, однако, его значение можно определить одним из трех графиков, полученных из трех опытов (смотри рис.1) с помощью уравнения (15).

Вычислим значение q для опыта 2 рисунок 1 при следующих данных:

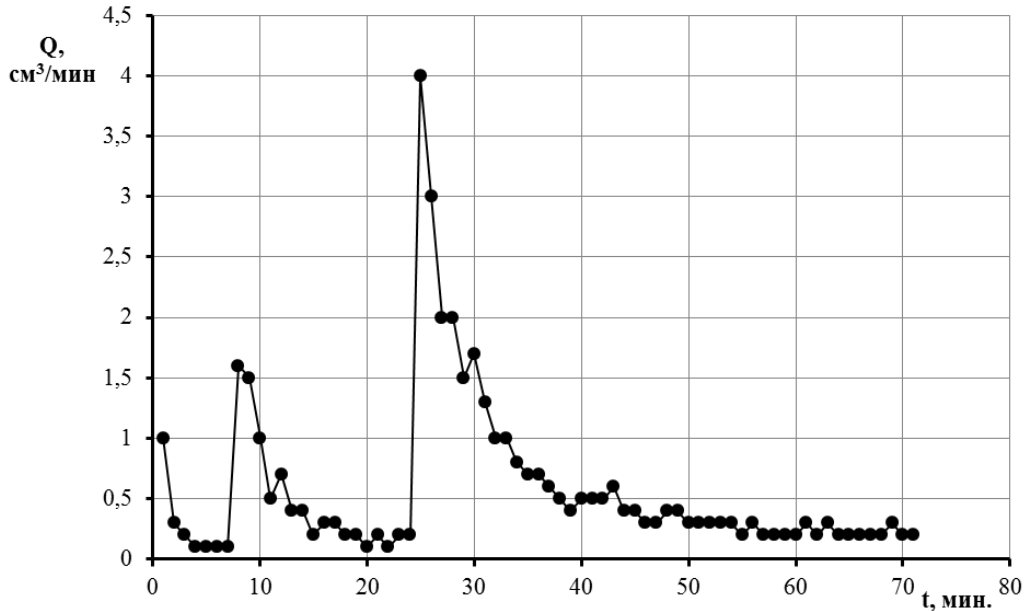
$$Q_2 = 0,1 \left[\frac{cm^3}{мин} \right] = \frac{0,1 \cdot 10^6}{60 \cdot 10^6} = 1,66 \cdot 10^{-9} \left[\frac{M^3}{сек} \right]; \quad \Delta P = 4 \left[\frac{кг}{cm^2} \right] = 4 \left[\frac{10^4}{10^4} \right] = 4 \cdot 10^4 \left[\frac{кг}{M^2} \right];$$

$$l = 50 [мм] = 5 \cdot 10^{-2} [м]; \quad d = 40 [мм] = 4 \cdot 0,182 \cdot 10^{-2} [M^2] = 4 \cdot 10^{-2} [м];$$

$$S = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 4^2 (10^{-2})^2}{4} = 12,56 \cdot 10^{-4} [\text{м}^2] = 1,256 \cdot 10^{-3} [\text{м}^2];$$

$$\mu = 10,8 \text{ спз} = 10,8 \cdot 10^{-3} \text{ пуаз}; k = 0,182 \text{ дарси} = 0,182 \cdot 10^{-12} [\text{м}^2] = 1,82 \cdot 10^{-13} [\text{м}^2];$$

$$H = 5,174 \cdot 10^4 \left[\frac{\text{А}}{\text{М}} \right]; E = 0,58 \left[\frac{\text{Вольт}}{\text{М}} \right] - \text{для песчаной пористой среды.}$$



1 опыт 1 - 7 мин.; 2 опыт 8 - 24 мин.; 3 опыт 25 - 71 мин

Рисунок 1 - Динамика расхода жидкости

$$Q_2 = \frac{1,256 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 10^4 + q \cdot 0,58}{\frac{1,08 \cdot 10^{-2} \cdot 5 \cdot 10^{-2}}{1,82 \cdot 10^{-13}} - \frac{q \cdot 5,174 \cdot 10^4}{1,256 \cdot 10^{-3}}} = 1,66 \cdot 10^{-9}; \frac{50,24 + q \cdot 0,58}{3 \cdot 10^9 - q \cdot 4,1 \cdot 10^7} = 1,66 \cdot 10^{-9} \left[\frac{\text{м}^3}{\text{сек}} \right];$$

$$50,24 + q \cdot 0,58 = 1,66 \cdot 10^{-9} (3 \cdot 10^9 - q \cdot 4,1 \cdot 10^7);$$

$$50,24 + q \cdot 0,58 = 5 - q \cdot 6,8 \cdot 10^{-2}; \quad 45,24 = -0,648 \cdot q; \quad \underline{q = -69,81}$$

Вычислим значение Q_3 с использованием формулы (15):

$$\text{Из рисунка 1 следует, что в этом случае } \Delta P = 10 \left[\frac{\text{кг}}{\text{см}^2} \right] = 10 \left[\frac{10^4}{10^4} \right] = 10^5 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^2} \right];$$

$$Q_3 = \frac{1,256 \cdot 10^{-3} \cdot 10^5 - 69,81 \cdot 0,58}{\frac{1,08 \cdot 10^{-2} \cdot 5 \cdot 10^{-2}}{1,82 \cdot 10^{-13}} + \frac{69,81 \cdot 5,174 \cdot 10^4}{1,256 \cdot 10^{-3}}} = \frac{125,6 - 40,5}{3 \cdot 10^9 + 69,81 \cdot 4,1 \cdot 10^7} = \frac{125,6 - 40,5}{3 \cdot 10^9 + 2,87 \cdot 10^9} = 1,45 \cdot 10^{-9} \left[\frac{\text{м}^3}{\text{сек}} \right] = 0,087 \left[\frac{\text{см}^3}{\text{мин}} \right].$$

Сравнивая расчетное значение $Q_3 = 0,087 \left[\frac{\text{см}^3}{\text{мин}} \right]$ с реальным $Q_3 = 0,1 \left[\frac{\text{см}^3}{\text{мин}} \right]$, видим расхождение на 13%, что удовлетворительно для применения в практике.

Сравним реальное значение $Q_3 = 0,1 \left[\frac{\text{см}^3}{\text{мин}} \right]$ со значением, полученным из расчёта по формуле Дарси (16):

$$Q_3 = \frac{1,82 \cdot 10^{-13} \cdot 1,256 \cdot 10^{-3} \cdot 10^5}{1,08 \cdot 10^{-2} \cdot 5 \cdot 10^{-2}} = \frac{2,2859 \cdot 10^{-11}}{5,4 \cdot 10^{-4}} = 0,42 \cdot 10^{-7} \left[\frac{\text{м}^3}{\text{сек}} \right] = 2,52 \left[\frac{\text{см}^3}{\text{мин}} \right].$$

Это в 25,2 раза больше реального значения.

Следовательно, расчеты по формуле (15) предпочтительнее, чем по формуле Дарси (16).

Современная математическая запись закона Дарси [1] при движении природного газа вдоль оси OX такая:

$$Q = \frac{k_0 S (P_1^2 - P_2^2)}{2 P_0 \mu l} \quad (24)$$

Как выше было показано для жидкостей, в процессе их движения в пористой среде наблюдается появление электрических и магнитных полей, которые влияют на движение. Аналогичные процессы происходят при движении природного газа. Для учета этих электрокинетических явлений преобразуем формулу (24), подставив в неё (4 – 6), получим:

$$vS = \frac{Sk_0 \left(\frac{F_1^2}{S^2} - \frac{F_2^2}{S^2} \right)}{2P_0\mu l} \quad (25)$$

$$v = \frac{k_0(F_1^2 - F_2^2)}{2P_0\mu l S^2} \quad (26)$$

$$\frac{v2P_0S^2\mu l}{k_0} = F_1^2 - F_2^2 \quad (27)$$

Подставим (3) в (27) получим:

$$\frac{v2P_0S^2\mu l}{k_0} = F_1^2 - F_2^2 + qE + qvH \quad (28)$$

Это уравнение преобразуем следующим образом.

$$v \left(\frac{2P_0S^2\mu l}{k_0} - qH \right) = F_1^2 - F_2^2 + qE \quad (29)$$

$$v \left(\frac{2P_0S^2\mu l}{k_0} - qH \right) \frac{1}{S^2} = (F_1^2 - F_2^2 + qE) \frac{1}{S^2} \quad (30)$$

$$v \left(\frac{2P_0\mu l}{k_0} - \frac{qH}{S^2} \right) = \left(\frac{F_1^2}{S^2} - \frac{F_2^2}{S^2} + \frac{qE}{S^2} \right) \quad (31)$$

Умножим обе части равенства (31) на \underline{S} получим:

$$Sv \left(\frac{2P_0\mu l}{k_0} - \frac{qH}{S^2} \right) = S \left(P_1^2 - P_2^2 + \frac{qE}{S^2} \right) \quad (32)$$

Равенство (32) разделим на значение в скобке при \underline{Q} , получим:

$$Q = \frac{S(P_1^2 - P_2^2) + \frac{qE}{S}}{\frac{2P_0\mu l}{k_0} - \frac{qH}{S^2}} \quad (33)$$

Для течения природного газа в гидрофобной пористой среде $E = 0$ и $H = 0$ выражение (33) превращается в закон Дарси для газов (24).

При решении конкретной задачи течения какого-либо газа в определенной пористой среде помимо уравнения фильтрации (33) необходимо также учесть уравнения Максвелла, показывающие взаимосвязь между напряженностью электрического и магнитного полей. Система уравнений запишется аналогично системе (17 – 23), только вместо уравнения (17) надо записать уравнение (34).

$$v \left(\frac{2P_0\mu l}{k_0} - \frac{qH}{S^2} \right) = \left(P_1^2 - P_2^2 + \frac{qE}{S^2} \right) \quad (34)$$

Библиографический список:

1. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (под редакцией И.М. Муравьева). М.: «Недра», 1970. 448 с.
2. Mirzadjanzade A.Kh., Mamamad-zade A.M. Effect of clay minerals on fluid filtration in a porous medium.(Article). Lithos, 24 (1990) Elsevier Science Publishers, B.V., Amsterdam, p. 251 – 260.
3. Мамед-заде А.М. Нанотехнологии в нефтедобыче. Баку, 2010. 268 с.
4. Фигуровский Н.А. Очерк общей истории химии. – М.: Наука, 1979. С. 445 – 477.
5. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии–Л.: Химия,1974.С.18–352.
6. Интернет «Википедия».
7. Логинов Б.Г., Блажевич В.А. Гидравлический разрыв пласта. М.: «Недра», 1966. С. 29 – 64.
8. Орир Дж. Физика. Т.1 (перевод с английского) М.: «Мир», 1981. 279 с.

Определение объема жидкости, поглощаемой пластом в процессе пуска газлифтной скважины

Мамедова Е.В.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Ключевые слова: устьевое давление, кольцевое пространство, плотность жидкости, режим течения, газлифтная скважина.

Key words: wellhead pressure, annulus, fluid density, flow regime, gas lift well.

Введение. Промысловая практика показывает, что в процессе эксплуатации возникает необходимость остановки скважины для проведения гидродинамического исследования. При пуске газлифтной скважины происходит неоднозначный процесс, содержащий как движение жидкости в трубе подъемника, так и в самом пласте.

Во время запуска газлифтной скважины требуется доведение рабочего агента до башмака подъемных труб, таким образом, происходит продавливание закачиваемым газом жидкости, находящейся в межтрубном пространстве, под башмак трубы. В результате чего вытесняемая жидкость перетекает в центральную трубу, и поднимается на уровень, превышающий статический. Вследствие чего, возникает депрессия на призабойную зону, что и приводит к частичному поглощению флюида пластом.

Известно, что при наличии трещин в призабойной зоне или же при иных условиях хорошей проницаемости обратная фильтрация добываемого углеводорода (из ствола в ПЗС) увеличивается. Осажденные осадки создают дополнительное сопротивление и уменьшают способность жидкости перетекать в область пласта. [1].

Другими причинами, влияющими на величину объема продавливаемой жидкой фазы, будут являться и показание манометра на устье газлифтного подъемника, статический уровень в трубе и конструкция самой скважины.

Постановка задачи. При решении проблемы выбора оптимального технологического режима работы газлифтной скважины, необходимо учитывать системный подход всех составляющих, входящих в рассматриваемую систему – «пласт-скважина» [1,2,3]. В зоне пласта это процесс фильтрации нефти, от которого зависит значение коэффициента продуктивности, а в полосе ствола подъемной трубы – объем компримированного газа, градиент давления, лифтирование газожидкостной смеси.

Так, подача рабочего агента через клапан в конкретное место подъемника, в свою очередь будет приводить к изменению во времени дебита, к хаотически-колебательному характеру процесса. Поэтому, несоответствия работы системы «пласт-скважина» приводят к нестабильным изменениям показателя добычи [5,6,7].

На снижение коэффициента полезного действия (к.п.д.) газлифтной установки влияет мобильность состояния работы во времени рассматриваемой системы, что приводит к переменчивому изменению давления и расхода газа в стволе скважины. В свою очередь, пульсации давления, несущие хаотичный нестабильный характер являются причиной изменения фильтрационных и деформационных процессов в зоне пласта прилегающей к скважине.

Методика исследований. В данной работе приводится методика расчета определения объема флюида, перетекающего из ствола в область ПЗП при пуске газовой скважины с учетом следующих параметров: физических свойств жидкости, давления на устье, сил сопротивления и конструкции подъемника.

Рассматривая однорядный газлифтный подъемник, значение объема поглощаемого флюида можно определить, исходя из значимых параметров:

$$V_{\text{пог.}} = f(P_{\text{пус.}}; D; \rho; \mu; h) \quad (1)$$

где $V_{\text{пог.}}$ - объем поглощаемой жидкости;

D, d – соответственно внутренний диаметр колонны и подъемной трубы;

$P_{\text{пус.}}$ - пусковое давление;

ρ - плотность жидкости;
 h - в НКТ уровень жидкости;
 μ - динамическая вязкость жидкости.

В зависимости от параметра размера трубы (радиуса) и значения пускового давления для определения искомой величины (объема поглощения) обратимся к уравнению равновесия:

$$P_{\text{п}}S_{\text{к}} = P_{\text{г}}S_{\text{т}} + \rho g(h + \Delta h)S_{\text{т}} + \tau\chi(h + \Delta h) \quad (2)$$

где $S_{\text{к}}$; $S_{\text{т}}$ – площадь поперечного сечения межтрубной и трубной системы;
 τ – касательное напряжение сдвига;
 χ – смоченный периметр подъемника;
 Δh – повышение уровня в подъемных трубах;
 h – погружение башмака в подъемных под статический уровень;
 ρ - плотность жидкости;
 g – ускорение свободного падения.

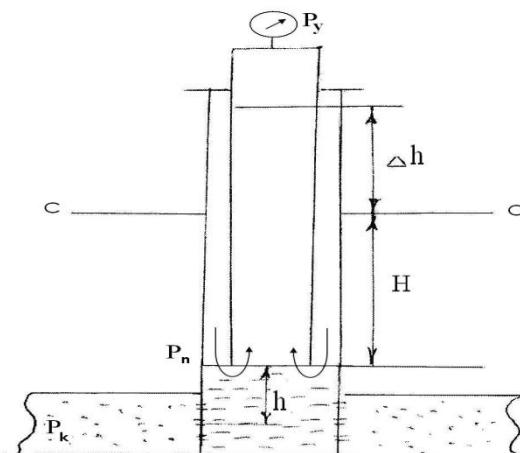


Рисунок 1 - Схема пуска газлифтной скважины

Учитывая объем жидкости, продавленной из полости кольцевого пространства, и его продвижение по стволу и проникновению в пласт, запишем уравнение:

$$S_{\text{к}}H = S_{\text{п}}\Delta h + V_{\text{пог}} \quad (3)$$

$$\Delta h = \frac{S_{\text{к}}H - V_{\text{пог}}}{S_{\text{п}}} \quad (4)$$

При системном решении приведенных уравнений (2), (3), а так же с учетом зависимости (4) получим :

$$\frac{P_{\text{п}}S_{\text{к}} - S_{\text{т}}(P_{\text{г}} + \rho gh) - \tau\chi h}{\rho gS_{\text{т}} + \tau\chi} = \frac{1}{S_{\text{т}}}(S_{\text{к}}h - V_{\text{пог}}) \quad (5)$$

В вышеуказанных формулах учитывается коэффициент касательного напряжения сдвига. В общем виде как для ламинарного, так и для турбулентного режима течения данный коэффициент принимает вид:

$$\tau = \lambda \frac{v^2}{8} \rho \quad (6)$$

где v – средняя скорость движения жидкости в подъемной трубе;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Если наблюдается ламинарное течение жидкости, то коэффициент гидравлического сопротивления необходимо определять по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (7)$$

При условии турбулентного режима фильтрации флюида при $R_e > 2300$ коэффициент λ определяется:

$$\lambda = \frac{0,3165}{\sqrt[4]{R_e}} \quad (8)$$

Учитывая условия, описанные выше можно решить зависимость (5) относительно объема жидкости, поглощенной пластом, с помощью следующей зависимости:

$$V_{\text{пог.}} = \frac{\pi}{4} \left[(D^2 - d^2)h - \frac{P_{\text{п}}(D^2 - 2d^2) + \rho gh d^2 - \tau \chi h}{\rho g - \frac{4\tau}{d}} \right] \quad (9)$$

Данное уравнение (9) полностью характеризует объем перетекшей в пласт флюида с учетом от основных характеристик газлифтного подъемника.

Выводы. В данной статье показана методика расчета для определения объема поглощения жидкости в зависимости от основных параметров, как пластового флюида, так и конкретного подъемника. Приведенная методика позволяет регулировать значение объема «отжатого» пластом, что практически дает возможность исследования основных параметров пласта. При изменении устьевого давления изменяется и значение пускового давления, которое может принимать различное значение, следовательно и объем поглощаемой жидкости может изменяться.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Филиппов В.П., Аметов И.М. Системные методы в нефтедобыче. - М.: Техника, ООО «ТУМА ГРУПП», 2002. - 144 с.
2. Салаватов Т.Ш., Дадашзаде М., Мамедова Е.В. Некоторые вопросы регулирования режимов работы газлифтных скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №9, 2011/- 30-32с.
3. Мамедова Е.В. Исследование газлифтных скважин в процессе их пуска // Вестник Азербайджанской Инженерной Академии. – 2013. – Т. 5. - № 1. - С.58-63.
4. Салаватов Т.Ш., Мамедова Е.В. К вопросу повышения производительности скважин // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: Материалы международной научно-практической конференции. - Ухта, 2012. – Т.1. - С.13.
5. Мамедова Е.В. Учет реологических свойств неньютоновских нефтей технологических процессах нефтедобычи // Вестник Азербайджанской Инженерной Академии. – 2016. – Т. 8. - № 4. - С.53-58.
6. Мамедова Е.В. Определение устьевых параметров газлифтных скважин. //“NQGPvəK” ETİ nin ELMİ ƏSƏRLƏR Tom. XUP Bakı – 2017. - 394-400с.

УДК 622.06

Схема реализации проекта по закачке CO₂ с целью повышения нефтеотдачи Толумского месторождения

Мардамшин Р.Р.

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Урайнефтегаз», г. Урай

Морозюк О.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Различные технологии повышения нефтеотдачи, основанные на закачке в пласт различных газов, успешно используются за рубежом, особенно в США, начиная с середины XX века. Наибольшее применение в качестве агента воздействия на залежь получил диоксид углерода, поскольку способен в большом количестве растворяться в нефти при пластовых условиях, а также обладает удобным с технологической точки зрения, фазовым поведением.

Толумское месторождение расположено в пределах Кондинского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 50 км северо-восточнее г. Урая. На месторождении выделен один объект разработки П+Т+КВ, глубина залегания продуктивных коллекторов 1788-1954 м, текущее средневзвешенное пластовое давление составляет 14 МПа, текущий КИН (по категории АВ1) составляет 0,390, отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 93,8 %, темп отбора от НИЗ – 0,5 %, при обводненности – 97,8 %. Нефть, добываемая на соседних Северо-Семивидовском и Западно-Семивидовском месторождениях, имеет значительное содержание CO_2 в попутном нефтяном газе (ПНГ) – 73,4 % об. И транспортируется существующей газонефтетранспортной системой до дожимной насосной станции ДНС-4, расположенной в непосредственной близости к кустам скважин Толумского месторождения.

С целью определения возможного технологического эффекта и последующего технико-экономического обоснования реализации проекта на предшествующем этапе выполнены комплекс уникальных лабораторных керновых исследований, ремоделирование, адаптация гидродинамической модели (ГДМ) и вариативное выявление целевых участков для закачки ПНГ с высоким содержанием CO_2 . Более подробное описание методики исследований, подготовки моделей пластовых флюидов, порядок выполнения, результаты экспериментов а также выбор потенциальных участков представлены в [1,2].

Актуализация ГДМ выполнена с применением программного обеспечения Computer Modelling Group (CMG). CMG является симулятором, позволяющим моделировать композиционные составы газовых конденсатов, летучих нефтей, а также процессы, в которых участвуют сложные смеси (закачка газа, в т.ч. CO_2 , водогазовые репрессии и др.) В отличие от симуляторов, использующих для моделирования только модель черной нефти, CMG GEM позволяет точно смоделировать структурно сложные и меняющиеся комбинации флюидов, учитывая расчет констант фазового равновесия. В исходной модели Толумского месторождения были актуализированы по данным лабораторных исследований следующие данные:

- PVT свойства и зависимости, в том числе определение газосодержания, давления насыщения, вязкости и плотности;
- МДС (минимальное давление смесимости);
- коэффициенты вытеснения нефти водой, моделью ПНГ для зон различной проницаемости;
- относительные фазовые проницаемости при различных концентрациях ПНГ.

В переведённой модели адаптировались добыча нефти и забойные давления, для которых возможны расхождения фактических и расчётных значений. Реагирующие (целевые) скважины по выбранным участкам ОПР адаптировались на накопленные показатели по добыче нефти в пределах 5%. Сопоставление расчетной и фактической накопленной добычи выполнено для всех скважин. В дополнение к показателям накопленной добычи адаптация выполнена по пластовому давлению. В построении карт изобар в районах нагнетательных скважин использовались только пластовые усредненные давления.

В рамках композиционного гидродинамического моделирования проводились расчёты различных вариантов воздействия на четырёх участках ОПР. На участках проведены расчеты по закачке попутного газа с диоксидом углерода и воды.

При условии продолжения работы скважин вне сектора, в том числе нагнетательных, на добывающих скважинах устанавливается ограничение на историческое минимальное забойное давление. По результату инвариантных расчетов к дальнейшему рассмотрению предлагаются следующие варианты:

в качестве сравниваемого варианта выбрана базовая версия, предусматривающая разработку месторождения в текущих условиях;

вариант 2 - закачка воды в скважине 3954 заменена на закачку ПНГ с CO_2 с приемистостью 64 тыс. м³/сут.;

вариант 3 - расчет с остановкой добычи на 2,5 месяца для повышения пластового давления до уровня МДС, с закачкой ПНГ с CO_2 с темпом 64 тыс. м³/сут. в скважину 3995 и ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах 14 МПа;

вариант 4 - расчет с остановкой добычи на 2,5 месяца для повышения пластового давления и с закачкой ПНГ с темпом 64 тыс. м³/сут. в скважину 3995 и ограничением на

минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах 12 МПа, увеличение объема закачки на 8%;

вариант 5 - расчет с остановкой добычи на 1 месяц для повышения пластового давления и с закачкой ПНГ с CO₂ с темпом 64 тыс. м³/сут. в скважину 3995, с Huff-n-puff на скважинах 1508, 1583, 1584 (2 дня закачки ПНГ с CO₂ производительностью 48 тыс. м³/сут. и 3 месяца добычи - всего 8 циклов) и ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах 10,5 МПа, увеличение объема закачки на 35%;

вариант 6 - расчет с остановкой добычи на 1 месяц для повышения пластового давления и с закачкой ПНГ с CO₂ с темпом 64 тыс. м³/сут. в скважины 3995 и 3954, Huff-n-puff на скважинах 1583, 1584 (2 дня закачки ПНГ с CO₂ производительностью 48 тыс. м³/сут. и 3 месяца добычи - всего 8 циклов) и ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах равное 10,5 МПа, увеличение объема закачки на 8%.

В таблице 1 приведены сводные результаты. По суммарной добыче нефти всех скважин за долгосрочный период (9лет). Наилучший вариант №6.

Таблица 1 – Сводные результаты гидродинамических расчетов дополнительной добычи нефти за 9 лет реализации закачки ПНГ с CO₂

Вар. 1	Вар. 2	Вар. 4	Вар. 6	Вар. 6.1	Вар. 6.2
Дополнительная добыча нефти относительно 1 вар., тыс. т.					
-	32,6	53	130,3	142,7	131
Дополнительная добыча нефти относительно 1 вар., % за период					
-	9,2	14,9	36,7	40,2	36,9

Вариант №6 позволяет вовлечь участок скважин с наибольшей площадью. Huff-n-puff на скважинах 1583, 1584 увеличивает эффективность за счет точечного воздействия в зоне, где снижается пластовое давление. В последствии расчёты дополнены вариантами 6.1 и 6.2, учитывающие измененный порядок ввода блоков под закачку ПНГ с CO₂ – чередование воздействия через каждые 1.5 года.

Для проектирования схем обустройства рабочий ресурс рассматриваемого в ходе статьи оборудования предназначен для условий высокой коррозионной активности.

Варианты 2, 4 закачки ПНГ с CO₂ (рисунок 1) предусматривают транспортировку попутного нефтяного газа от дожимной компрессорной станции (ДКС) ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения по системе высоконапорных газопроводов на кустовые площадки № 45, 47, 52, 49 с последующей закачкой в нагнетательные скважины № 3995, 3996, 3976, 1553 соответственно.

Планируется круглогодичный режим закачки ПНГ с CO₂ в течение 2.5 лет на каждой кустовой площадке согласно очередности ввода опытных участков.

Закачка газа в нагнетательные скважины от ДКС осуществляется через высоконапорные манифольды (Рраб 21 МПа) по системе газопроводов высокого давления Рраб 15 МПа Ø114×16 мм общей протяженностью 11,5 км.

Варианты 2, 4 закачки CO₂ (централизованное компримирование) включают следующие этапы строительства:

1 очередь строительства.

- ДКС на ДНС-4 УПСВ с максимальной закачкой попутного нефтяного газа Q_г = 64 тыс. м³/сут.;

- подводящего газопровода высокого давления Рраб 15 МПа от ДКС (ДНС-4 УПСВ) до газонагнетательной скважины куста № 45 Ø114×16 мм и общей протяженностью 7,1 км;

- оборудование устья нагнетательной скважины № 3995 блоком редуцирования газа (БРГ) и горизонтальной факельной установкой (ГФУ для аварийного сброса газа);

2 очередь строительства (подводящие газопроводы высокого давления Рраб 15 МПа):

- от точки врезки куста № 45 до газонагнетательной скважины куста № 47 Ø114×16 мм протяженностью 3,2 км, оборудование устья нагнетательной скважины № 3996 БРГ и ГФУ;

- от ДКС (ДНС-4 УПСВ) до газонагнетательной скважины куста № 52 Ø114×16 мм протяженностью 4,7 км, оборудование устья нагнетательной скважины № 3976 БРГ и ГФУ;

- от точки врезки куста № 47 до газонагнетательной скважины куста № 49 Ø114×16 мм протяженностью 2,8 км, оборудование устья нагнетательной скважины № 1553 БРГ и ГФУ.

В качестве ДКС для закачки ПНГ с CO₂ рекомендуется использовать модульную компрессорную станцию (Р_{вх} = 0,5 МПа, Р_{вых} = 15 МПа). Для забора газа на ДКС предусматривается врезка в трубопровод выхода газа из газосепараторов (первая ступень сепарации) ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения. Рабочее давление 0,3...0,6 МПа в системе подачи газа на ДКС поддерживается регулируемыми клапанами, установленными перед входными фильтрами-сепараторами ДКС. Работа ДКС обеспечивается газопоршневыми приводами, в качестве топливного газа приводов ДКС рекомендуется использовать газ Толумского месторождения с минимальным содержанием CO₂ (для стабильной работы компрессоров).

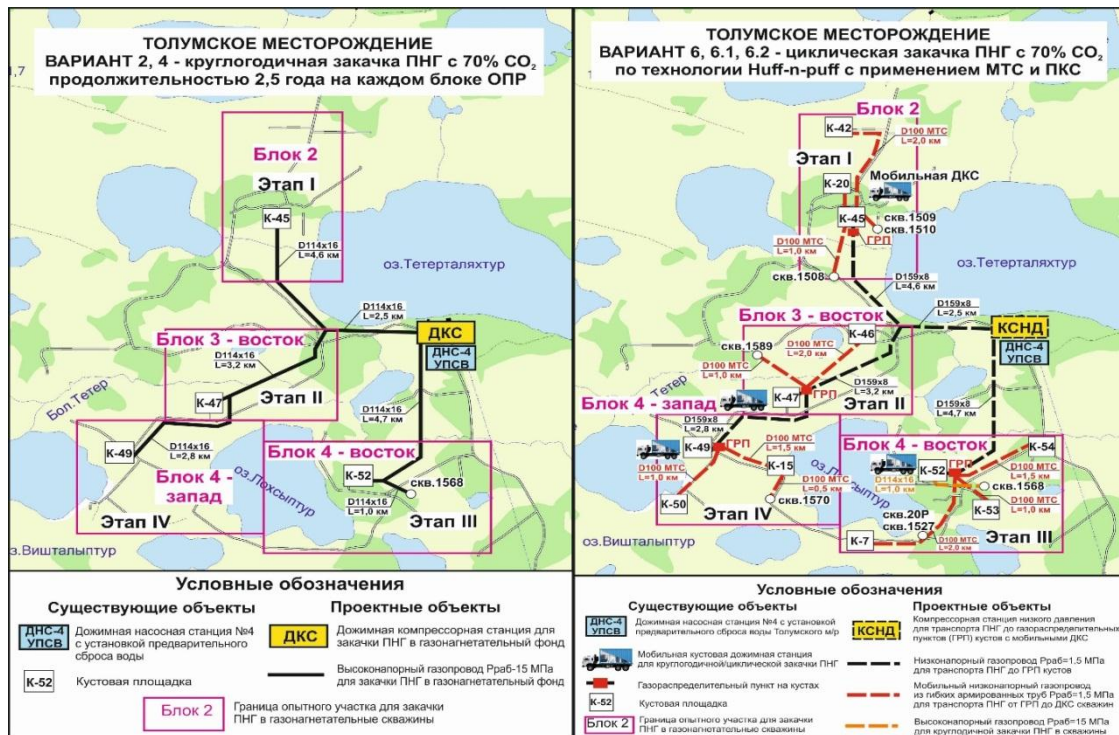


Рисунок 1 – Варианты 2, 4, 6, 6.1, 6.2 закачки ПНГ с CO₂ участков ОПР

Четырёхступенчатые поршневые компрессоры с регулируемой производительностью обеспечивают закачку газа с необходимым расходом в течение всего периода насыщения порового пространства пласта газом.

Варианты 6, 6.1, 6.2 закачки ПНГ с CO₂ (рисунок 1) предусматривает транспортировку попутного нефтяного газа от компрессорной станции низкого давления (КСНД) ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения на мобильные дожимные компрессорные станции (МДКС) кустовых площадок № 45, 47, 52, 49 с последующей закачкой в нагнетательные скважины № 3994 и 3995, 3969 и 3996, 1568 и 3976, 1553 соответственно, а также в нефтедобывающий фонд по технологии Huff-n-puff.

Попутный нефтяной газ под давлением 1,5 МПа от КСНД (ДНС-4 УПСВ) по системе газопроводов низкого давления транспортируется до МДКС (на базе четырёхступенчатых поршневых компрессоров). Газопроводы низкого давления оборудованы газораспределительными пунктами (ГРП) в точках подключения МДКС на кустовых площадках № 45, 47, 52, 49.

Варианты 6, 6.1 и 6.2 закачки ПНГ с CO₂ отличаются очередностью ввода опытных участков и соответственно количеством МДКС для круглогодичной и циклической (Huff-n-puff) закачки газа и включают следующие этапы строительства:

1 очередь строительства:

- компрессорной станции низкого давления на ДНС-4 УПСВ с максимальной подачей газа на МДКС-1, 2 Q_г=176 тыс. м³/сут.;

- подводящего газопровода низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа от КСНД (ДНС-4 УПСВ) до МДКС-1 $\text{Ø}159 \times 8$ мм протяженностью 7,1 км;
- мобильной дожимной компрессорной станции МДКС-1 на кустовой площадке № 45 с максимальной закачкой газа $Q_{г} = 128$ тыс. м³/сут. (круглогодичная закачка);
- мобильной дожимной компрессорной станции МДКС-2 (Huff-n-puff) на кустовой площадке №45 с максимальной закачкой газа $Q_{г} = 48$ тыс. м³/сут. (циклическая закачка);
- мобильной трубопроводной системы (МТС) низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа от ГРП куста № 45 до МДКС-2 $\text{Ø}125/100$ мм максимальной протяженностью 3 км;
- оборудование устья нагнетательных скважин № 3954, 3995 БРГ и ГФУ (для аварийного сброса газа);

2 очередь строительства:

- 2-ой компрессорной станции низкого давления на ДНС-4 УПСВ с максимальной подачей газа на МДКС-1, 2 $Q_{г} = 176$ тыс. м³/сут. (для вариантов 6.1, 6.2 с одновременной круглогодичной закачкой в пласт на двух опытных участках);
- подводящего газопровода низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа от куста №45 до куста №47 $\text{Ø}159 \times 8$ мм и протяженностью 3,2 км;
- 2-ой мобильной дожимной компрессорной станции МДКС-1 на кустовой площадке №47 с максимальной закачкой газа $Q_{г} = 128$ тыс. м³/сут. (для вариантов 6.1, 6.2 с одновременной круглогодичной закачкой в пласт на двух опытных участках);
- 2-ой мобильной дожимной компрессорной станции МДКС-2 (Huff-n-puff) на кустовой площадке № 47 с максимальной закачкой газа $Q_{г} = 48$ тыс. м³/сут. (для варианта 6.1 с одновременной циклической закачкой в пласт на двух опытных участках);
- оборудование устья нагнетательных скважин № 3969, 3996 БРГ и ГФУ;

3 очередь строительства:

- подводящего газопровода низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа от КСНД (ДНС-4 УПСВ) до куста № 52 $\text{Ø}159 \times 8$ мм и протяженностью 4,7 км;
- оборудование устья нагнетательных скважин № 1568, 3976 БРГ и ГФУ;

4 очередь строительства:

- подводящего газопровода низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа до куста №49 $\text{Ø}159 \times 8$ мм и протяженностью 2,8 км;
- оборудование устья нагнетательной скважины № 1553 БРГ и ГФУ.

Попутный нефтяной газ от КСНД транспортируется до МДКС, по составу оборудования аналогичных описанию ДКС (ДНС-4 УПСВ) для вариантов 2, 4 закачки ПНГ с CO_2 . МДКС-1 для круглогодичной закачки ПНГ с CO_2 в пласт включают 4 поршневых компрессора (2 рабочих + 2 резервных), МДКС-2 (Huff-n-puff) для циклической закачки ПНГ с CO_2 в пласт - 2 компрессора (1 рабочий + 1 резервный).

Для циклической закачки ПНГ с CO_2 в пласт (Huff-n-puff) предусматривается переезд МДКС-2 с одной добывающей скважины на другую в пределах опытного участка, в связи с чем стационарные газопроводы транспорта ПНГ от КСНД (ДНС-4 УПСВ) до МДКС оборудованы ГРП для подключения МДКС-2 с помощью МТС из плоскосворачиваемых рукавов (рисунок 2). МТС включает шланголинию VALTICFLEX 100-20-3000 $\text{Ø}100$ мм общей длиной 3 км ($P_{раб} = 2,0$ МПа), специализированный контейнер 20' Open Top (1СС) с тентом, с подготовкой для установки модулей затягивающего устройства ТН-4 и балконом оператора, затягивающее устройство ТН-4 для DN 100. Затягивающее устройство ТН-4 - специальный модуль, оборудованный автономным двигателем и гидравлическим приводом на вальцы, которые позволяют аккуратно сматывать трубопровод, удалять из него остатки перекачиваемой жидкости и подавать его в открытый контейнер в плоскосложенном виде. Для соединения плоскосворачиваемых рукавов (мобильных трубопроводов) используется быстроразъемная соединительная арматура, состоящая из рукавных наконечников, соединительных замков, самогерметизирующихся уплотнительных манжет и переходов для присоединения к имеющимся трубопроводным сетям.

Наиболее капиталоемкими являются Варианты 6.1 и 6.2, в связи с необходимостью удвоения компрессорных мощностей для одновременной закачки ПНГ с CO_2 на двух блоках, наименее затратным - Варианты 2 и 4 с централизованной закачкой ПНГ с CO_2 от одной компрессорной станции.



Рисунок 2 – Внешний вид МТС с подключением к существующей инфраструктуре

МТС из плосковорачиваемых рукавов (с рабочим давлением от 0,5 до 4,0 МПа) требуют создания подпора на ДНС-4 УПСВ до $P_{\text{раб}} = 1,5 \div 2,0$ МПа для нормальной эксплуатации МТС.

Выполненный комплекс расчетов по гидродинамическому моделированию, вариантов реализации закачки ПНГ с CO_2 и анализ возможных схем обустройства позволяют сделать следующие выводы:

Все рассмотренные варианты предполагают прирост добычи относительно базового варианта от 2,7% до 88,3%.

Наилучший вариант по дополнительной добыче нефти в долгосрочный период (9 лет) является расчет с остановкой добычи на 1 месяц и закачки ПНГ с CO_2 с темпом 64 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ в скважины 3995 и 3954, Huff-n-puff на скважины 1583, 1584 с ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах до 10,5 МПа, увеличение объема закачки воды на 8%. Дополнительная добыча по всем скважинам за 9 лет составит 142,7 тыс.т относительно базового варианта.

Закачка газа позволяет снизить среднюю обводненность по сравнению с базовым вариантом (закачка воды).

Наиболее капиталоемкими являются Варианты 6.1 и 6.2, в связи с необходимостью удвоения компрессорных мощностей для одновременной закачки ПНГ с CO_2 на двух блоках, наименее затратным - Варианты 2 и 4 с централизованной закачкой ПНГ с CO_2 от одной компрессорной станции;

Все необходимое оборудование подобрано на срок действия проекта с учетом результатов экспериментов воздействия коррозионно-активной среды.

С экономической точки зрения наиболее оптимальным является вариант 4 с итоговым NPV +9.7 млн.\$ при ставке дисконта 12.2%. Выполненный анализ чувствительности при ставке дисконта 15% показал, что разработка становится рентабельной в случае увеличения добычи нефти на 6.6%, роста цены реализации нефти на 11.7%, снижения текущих затрат на 8.7% или сокращения капитальных вложений на 19%. Изменение остальных факторов в пределах 30% не оказывает влияния на выводы по проекту.

Библиографический список:

1. Оценка влияния попутного нефтяного газа с высоким содержанием диоксида углерода на режим вытеснения нефти при разработке Толумского месторождения / О.А. Морозюк, Р.Р. Мардамшин и др. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2021. – Т. 21. – №. 1.
2. Лабораторные исследования применения попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO_2 для закачки на Толумском месторождении / Р.Р. Мардамшин и др. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2021. – Т. 21. – №. 4.

Прогнозирование фазового поведения пластовой газоконденсатной системы в процессе разработки месторождения в условиях ограниченности начальных и прогнозных характеристик

Матейчук Л.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Киян П.И., Волков А.Н.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

В современной Российской практике не редки случаи, когда у недропользователя появляется необходимость в прогнозировании поведения УВ системы, в условиях отсутствия первоначальных исследований. На данный момент, в практике не существует единого методического подхода в получении данных, необходимых для прогнозирования в условиях ограниченности исходной информации.

В ходе разработки газоконденсатного месторождения появилась необходимость в прогнозировании фазового поведения добываемого флюида в виду необходимости составления проектного документа на промышленную разработку месторождения. Так как не было начальных характеристик и прогнозов, но были исследования проведенные после, математическим методом определялась начальная точка на ГКХ для корректного построения текущей газоконденсатной характеристики и прогнозирования поведения флюида.

В данной работе представлены методика и методология решения подобного типа проблем, используя предыдущий опыт ГК и PVT исследований на основе задачи сформулированной недропользователем по прогнозированию ГКХ своего месторождения.

Отсутствие физико-химической характеристики пластового флюида в газовой залежи при начальных термобарических условиях не позволяет применить традиционную методику прогнозирования ГКХ в процессе разработки месторождения. Ограниченная характеристика расчетного состава (путем донасыщения пластового газа равновесным конденсатом до пластового давления) также не позволяет построить адекватный прогноз ГКХ, используя лишь приведенный состав.

В сложившихся условиях осуществить процедуру прогнозирования ГКХ целесообразно методом математического моделирования на основе уравнения состояния. Для этого последовательно решаются следующие задачи: подготовка исходных данных, характеристика пластовых флюидов, настройка уравнения состояния, характеристика полученной PVT-модели и прогнозирование ГКХ.

С целью получения состава пластового газа проводится ряд преобразований аппроксимирующий исходные данные для упрощения расчёта, частично изложенный в [2]:

1) Создание математической модели по результатам ГКИ и экспериментальных исследований (промежуточные исследования).

2) Используя максимально приближенный состав к начальному (первое ГКИ), полученный в ходе промежуточных исследований, отделяют от него незначительную долю жидкой фазы и считают её равновесной по отношению к системе;

3) Давление насыщения приравнивают к давлению начала конденсации;

4) По методике описанной в [1] находят состав начальной системы, поэтапно добавляя моли жидкого УВ до достижения равновесия в системе $p_{пл}=p_{н.к.}$.

Исходной информацией для моделирования является состав пластового газа, донасыщенного равновесным конденсатом до начального пластового давления. Поскольку отсутствует экспериментальная информация о пластовых потерях в ходе дифференциальной конденсации, то дополнительно привлечены промежуточные результаты экспериментальных исследований, где пластовые условия при выполнении данных ГКИ являются наиболее близкими к начальным.

Подготовка PVT-модели, описывающей фазовое поведение пластовой УВ-системы, можно осуществлять на основе трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга-Робинсона:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad (1)$$

где p – давление; R – универсальная газовая постоянная; T – температура; v – молярный объем; b – коэффициент, учитывающий собственный объем молекул; a – коэффициент, отражающий действие межмолекулярных сил (в основном, определяется температурой).

При создании модели, после внесения исходной информации о составе пластового флюида, для обеспечения гибкости настройки модели производится разбивка фракции жидких УВ на псевдофракции. Состав псевдофракций оценивается в соответствии с логарифмическим отношением между мольной долей z_N и соответствующим углеводородным числом C_N :

$$C_N = A_1 + B_1 \ln z_N, \quad (2)$$

где C_N – углеводородное число; A_1 и B_1 – коэффициенты, которые определяются мольной долей и молярной массой C_7+ , соответственно; z_N – мольная доля.

Процедура характеристики пластового флюида осуществляется с использованием корреляций Pedersen и др. Критические давление и температура определяется по выражениям:

$$T_c = c_1 \rho + c_2 \ln M + c_3 M + \frac{c_4}{M}, \quad (3)$$

$$\ln P_c = d_1 + d_2 \rho^{d_5} + \frac{d_3}{M} + \frac{d_4}{M^2}, \quad (4)$$

где T_c и P_c – критические температура и давление, соответственно; ρ – плотность; M – молярная масса; c, d – коэффициенты.

Для нахождения значений ацентрического фактора для псевдофракций можно использовать выражение:

$$m = 0,3796 + 1,54226\omega - 0,2699\omega^2, \quad (5)$$

$$m = 0,379642 + 1,48503\omega - 0,1644\omega^2 + 0,016667\omega^3, \text{ если } \omega > 0,49, \quad (6)$$

$$m = e_1 + e_2 M + e_3 \rho + e_4 M^2, \quad (7)$$

где ω – ацентрический фактор; m – функция; e – коэффициент.

После разбивки на псевдофракции в программу занесены экспериментальные данные по давлению начала конденсации (для обоих составов) и изменению конденсатонасыщенности на основе результатов эксперимента дифференциальной конденсации проведённого на этапе промежуточных исследований. Обеспечение сходимости экспериментальных и расчетных данных осуществлять на основе последовательного применения регрессий в следующем порядке. На первом этапе можно провести подгонку давления начала конденсации по молярной массе и относительной плотности псевдокомпонентов, настройка на данные экспериментальных исследований осуществлять по критическим параметрам, ацентрическому фактору, коэффициентам парного взаимодействия метана и псевдофракций УВ C_7+ и по коэффициентам уравнения Ω_a и Ω_b . По итогу минимизации результирующей функции расхождение между расчетным и экспериментальным давлением начала конденсации для состава пластового газа и для начального состава должен не превышать 0,5%, за исключением 1-2 точек.

На рисунке 1 представлена показательная зависимость изменения пластовых потерь нестабильного конденсата для промежуточного эксперимента и PVT-модели.

Таким образом, по результатам адаптации в условиях ограниченной информации и основываясь на расчетном начальном составе, получена удовлетворительная сходимость данных и подготовлена PVT-модель наиболее близко описывающая реальные данные.

Используя начальный состав пластового газа и подготовленную PVT-модель моделируется опыт CVD при пластовой температуре, полученный график изменения

конденсатонасыщенности анализируется. На основе полученных данных эксперимента CVD рассчитывается прогнозная зависимость изменения содержания УВ C5+ в пластовом газе в процессе разработки месторождения на режиме естественного истощения [1], примеры интерпретации этих данных показаны в таблице 1 и рисунке 2.

Представленная расчетная зависимость изменения содержания УВ C5+ в пластовом газе должна хорошо согласовываться с промысловыми данными ГКИ. Полученная расчетная зависимость может быть рекомендована для контроля за ГКХ месторождения и для прогнозных расчетов по добыче конденсата с последующим уточнением при получении новых фактических данных ГКИ.

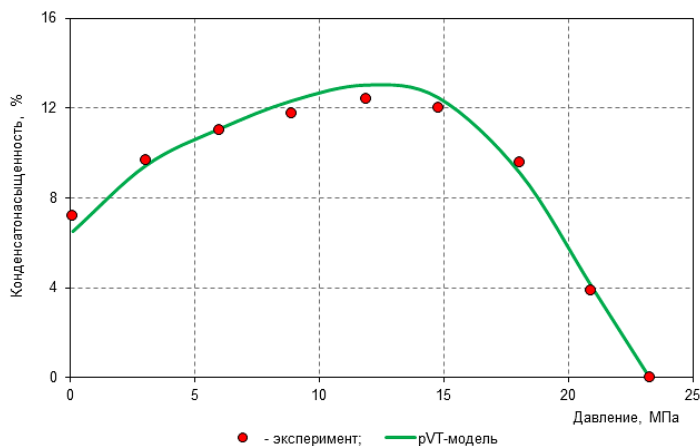


Рисунок 1 – Характеристика изменения пластовых потерь нестабильного конденсата

Таблица 1 – Результаты расчета прогнозности зависимости изменения содержания УВ C5+ в пластовом газе

Показатель	Значение показателя								
	26,0	22,0	18,0	14,0	10,0	6,0	4,0	2,0	1,0
Давление на ступени, МПа	26,0	22,0	18,0	14,0	10,0	6,0	4,0	2,0	1,0
Содержание УВ C ₅₊ , г/м ³ «сухого» газа	503,7	428,7	355,1	272,6	204,7	169,4	178,0	242,6	383,4

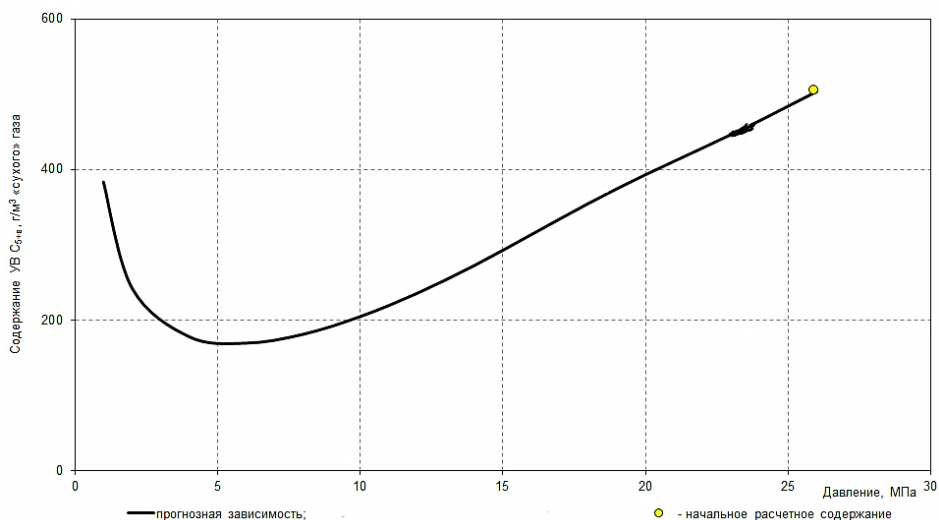


Рисунок 2 – Прогнозная зависимость изменения содержания УВ C5+ в пластовом газе в процессе разработки месторождения на режиме естественного истощения пластовой энергии

Библиографический список:

- 1 Долгушин Н. В., Исследование природных газоконденсатных систем. / Корчажкин Ю. М., Подюк В. Г., Сагитова Д. З. – Ухта, 1997. – 179 с.
- 2 Сергеев Е. И., Методика анализа экспериментальных данных и оценки PVT-свойств пластовых флюидов месторождений с газовой шапкой. – Москва, 2012. – 3 с.

Применение закрытой системы нефтесбора для снижения температуры в горной выработке уклонного блока 4Т-4

Махмудов А.Э., Михеев С.С.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», НШПП «Яреганефть», пгт. Ярега

В настоящее время на Ярегском нефтетитановом месторождении реализуется добыча высоковязкой нефти при помощи термошахтной разработки (подземно-поверхностной и одногоризонтной системы разработки). В основе механизма нефтеизвлечения при термошахтной разработке Ярегского месторождения лежит термогравитационное дренирование пласта, которое подразумевает собой закачку теплоносителя (пара) в пласт через систему кустовых паронагнетательных скважин, расположенных на поверхности. Повышение температуры в пласте снижает вязкость нефти делая ее текучей. Через систему подземных скважин разогретая НСЖ дренируется через нефтесборные канавки в зумпфовые емкости, расположенные в уклонных блоках нефтешахты.

Эксплуатация подземных скважин (продувка) осуществляется путем открытия оператором запорно-регулирующей арматуры на устье подземных скважин до полного истечения нефтесодержащей жидкости и перехода на пар. Пар в скважинах находится под давлением (до 2 атм.), поэтому оставить скважины на постоянном истечении не представляется возможным, т.к. прорывы пара повлекут за собой следующие негативные факторы:

- повышение температуры рабочей среды оператора, образование неблагоприятного общего микроклимата в шахте и как следствие, ухудшение условий труда подземных рабочих;
- снижение времени нахождения оператора в галерее влечет уменьшение добычи нефти за счет простоев наполненных скважин.

С целью решения вышеописанных негативных факторов и улучшения условий труда подземных рабочих, предлагается рассмотреть проект закрытой системы нефтесбора (далее ЗСН).

1. Краткое описание проблемы

Первичная транспортировка нефтесодержащей жидкости от добычных скважин до зумпфа уклонного блока производится открытым способом по канавке, а иногда и по всей подошве эксплуатационной галереи или выработок ходка и уклона. Перемещение нефтесодержащей жидкости происходит самотеком за счет проектного уклона выработок эксплуатационной галереи. В процессе течения нефтесодержащей жидкости по эксплуатационной галерее наблюдается, нагрев воздуха посредством вынужденной конвекции и испарения водяного пара, содержащегося в добываемой нефти.

Согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в горных выработках, в которых проводятся закачка теплоносителя в пласт, отбор продукции добывающих скважин, проложены трубопроводы с температурой наружной поверхности 40 °С и выше, а также в емкостях нефтеловушек допускается температура рудничной атмосферы до 36 °С включительно при условии, что в этих горных выработках люди не находятся постоянно в течение рабочей смены.

Рассмотрен температурный режим в горной выработке на примере уклонного блока 4Т-4 нефтешахты №1 (рисунок 1). На рисунке 1 видно, что в среднем по уклонному блоку температура рудничной атмосферы составляет 45 °С. Для снижения температуры рудничной атмосферы в уклонном блоке установлены винтовые водоразбрызгиватели (ВВР), при работе винтовых водоразбрызгивателей на максимальном режиме температура в горной выработке снижается до 38 градусов, что увеличивает расход озерной воды.

Также негативным последствием увеличения температуры рудничной атмосферы в УБ является наложение проверяющими органами (Ростехнадзор, ВГСО) штрафов, и приостановку на осуществления эксплуатации уклонного блока, что в свою очередь ведет к потерям нефти.

Чтобы избежать потерь нефти, улучшить условия труда подземных рабочих и снизить потребление озерной воды предлагается рассмотреть проект закрытой системы нефтесбора.

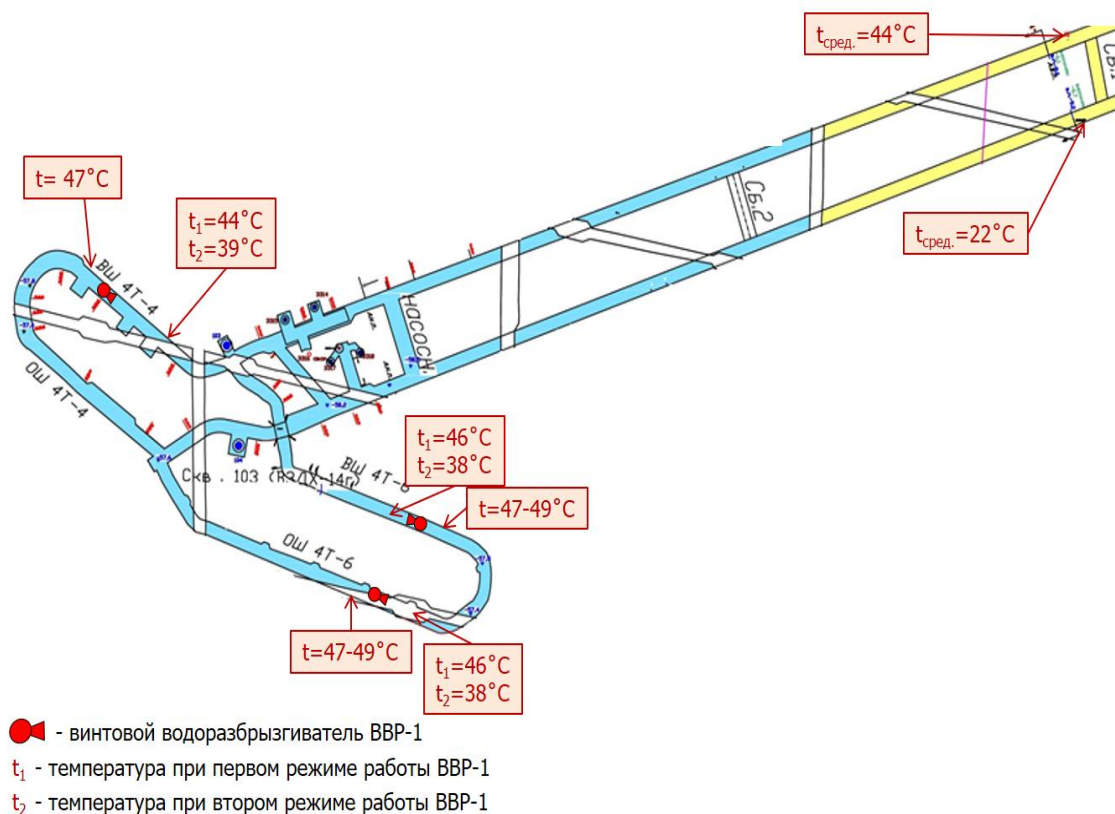


Рисунок 1 – Температурный режим в УБ 4Т-4 НШ-1

2. Проект закрытой системы нефтесбора

2.1 Закрытая система нефтесбора

Закрытая система нефтесбора (ЗСН) подземных скважин подразумевает обвязку в общий коллектор всех подземных добывающих скважин в уклонном блоке нефтешахты.

Основная цель ЗСН, состоит в повышении уровня добычи нефти за счёт увеличения количества «продувок» подземных скважин вследствие минимизации передачи тепла в рудничную атмосферу при устойчивом отборе жидкости из скважин и транспорте последней до зумпфовой емкости.

Основными критериями эффективности ЗСН является:

- 1) Отсутствие осложнений при монтаже и эксплуатации ЗСН;
- 2) Отсутствие осложнений при монтаже и эксплуатации линии промывки;
- 3) Снижение общей температуры рудничной атмосферы в зоне установки и по панели;
- 4) Эффективность системы промывки ЗСН препятствующую отложению мех примесей;
- 5) Отсутствие снижения объемов откачки жидкости со скважин. И роста давления в процессе эксплуатации системы.

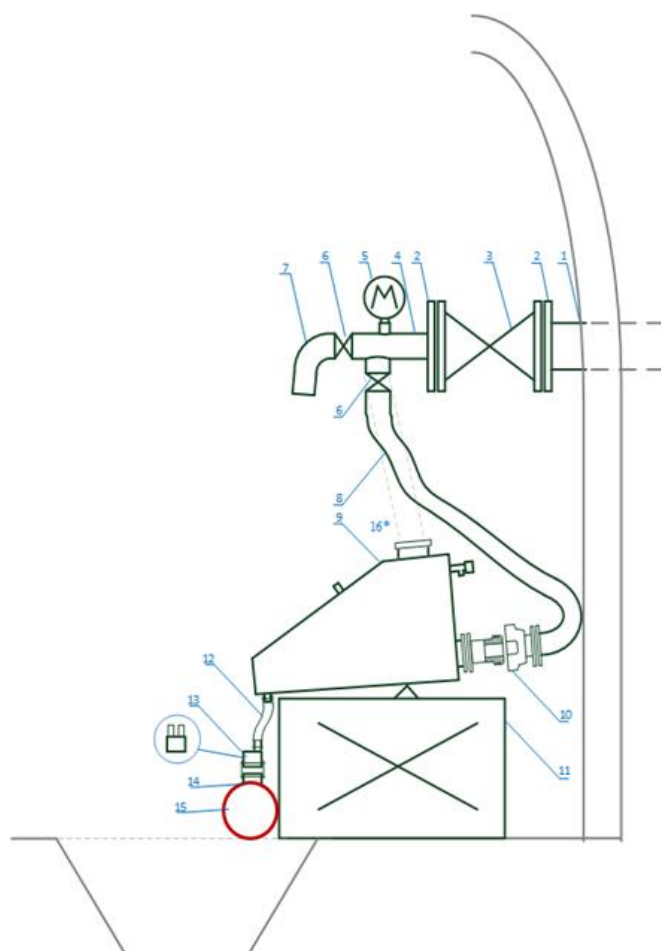
Продувка скважин в закрытую систему нефтесбора заключается в постепенном открытии устьевой арматуры скважин, контроле за изливом НСЖ в закрытую систему нефтесбора, закрытию устьевой арматуры при переходе продукции скважин на пар или окончании излива. Принципиальная схема обвязки подземных скважин в закрытую систему нефтесбора представлена на рисунках №2,3.

2.2 Промывка Закрытой системы нефтесбора

Промывка нефтесборного коллектора предполагает искусственное создание постоянного турбулентного потока жидкости с ЦВО (через трубопровод МСРТ).

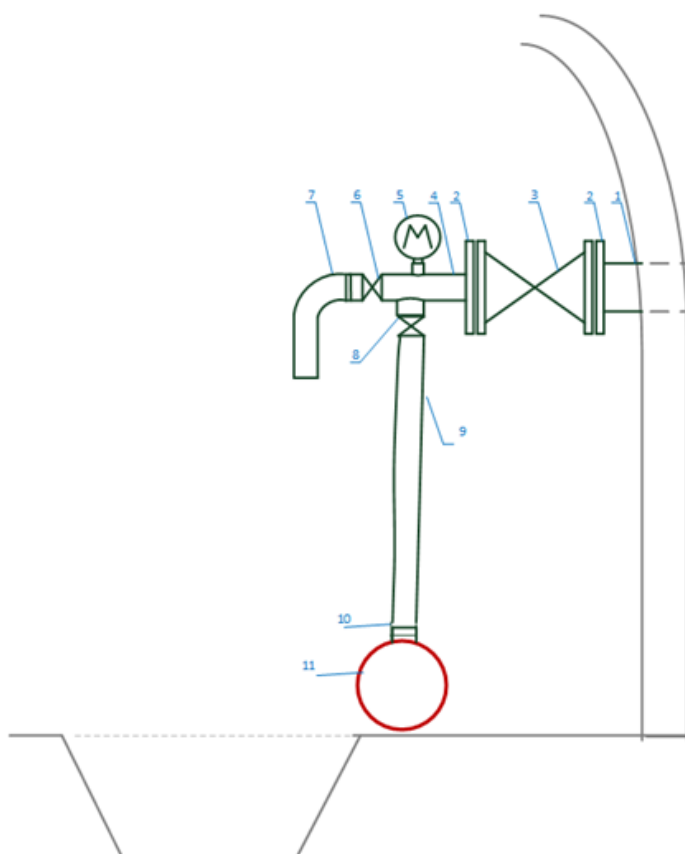
Промывку нефтесборного коллектора осуществляется персоналом из трех человек расположенных на всем протяжении работ в 3-х контрольных точках системы:

- «Р₁» участок расположения манометра №1 и секущей задвижки технологического трубопровода МСРТ-100. Персонал закрепленный на участке «Р₁» несет ответственность за открытие и закрытие секущей задвижки и фиксирование изменения давления системы в точке Р₁ каждые 5 минут с момента открытия секущей задвижки;



- 1 – обсадная колонна 114х6;
- 2 – фланец задвижки/тройника, Ду 100мм;
- 3 – задвижка;
- 4 – тройник Ду 60мм;
- 5 – манометр;
- 6 – шаровый кран Ду 60мм;
- 7 – отвод из НКТ 60мм. С фланцем Ду 60мм;
- 8 – рукав напорный с текстильным каркасом Пар2;
- 9 – клапан отсекающий устьевой (КОУ);
- 10 – быстро-разъемное соединение;
- 11 – подставка под КОУ;
- 12 – два гибких шланга Ду 20мм соединенных хомутами;
- 13 – переводник Ду 60мм, с 2-мя отводами Ду 15мм соединенный с коллектором хомутами на гибком шланге;
- 14 – отвод Ду 60мм;
- 15 – нефтесборный коллектор Ду 219мм.
- 16* - в зависимости от комплектации, крепление может быть на верхний фланец (жесткое крепление) Ду 25 мм.

Рисунок 2 - Схема обвязки подземной, добывающей скважины (КОУ) с закрытой системой нефтесбора



- 1 – обсадная колонна 114х6;
- 2 – фланец задвижки/тройника, Ду 100мм;
- 3 – задвижка;
- 4 – тройник Ду 60мм;
- 5 – манометр;
- 6 – шаровый кран Ду 60мм;
- 7 – отвод из НКТ 60мм с резьбовым соединением
- 8 – шаровый кран Ду 60мм;
- 9 – рукав напорный с текстильным каркасом Пар2;
- 10 – отвод Ду 60мм с фланцевым соединением;
- 11 – нефтесборный коллектор (ЗСН).

Рисунок 3 - Схема обвязки подземной, добывающей скважины с закрытой системой нефтесбора

- «Р₂» участок манометра №2 расположенного в середине системы «скважина – зумпфовая емкость». Персонал закрепленный на участке «Р₂» несет ответственность за фиксирование изменения давления системы в точке Р₂ каждые 5 минут с момента открытия секущей задвижки;

- «Р₃» участок расположения манометра №3 в конце системы «коллектор – зумпфовая емкость». Персонал закрепленный на участке «Р₃» несет ответственность за фиксирование изменения давления системы в точке Р₁ и контроль содержания мех. примесей в потоке НСЖ каждые 10 минут с момента открытия секущей задвижки, путем отбора пробы в прозрачную емкость и визуальную фиксаию результата, после кратковременного отстоя в 10 минут.

При фиксировании персоналом УТриДН НШ-1 в участке «Р₃» визуалью чистого потока промывочной жидкости без содержания мех. примесей более 10-ти минут, ответственный оператор с участка «Р₃» направляется в участок «Р₁» для завершения работ и закрытия секущей задвижки технологического трубопровода МСРТ-100.

Объем промывочной жидкости, которой необходимо для промывки коллектора, принимается в 3-х кратном объеме заполнения внутреннего пространства трубопровода Ø219х9мм длиной 120м (3 x 3,88м³ = 12 м³). Время, затрачиваемое на процесс промывки необходимо установить опытным путем исходя из пробной промывки по вышесказанной методике.

Перед проведением промывки коллектора персоналом УТриДН НШ-1 закрываются все ЗРА подземных скважин, с целью предотвращения перетока промывочной жидкости с песком в ствол подземной скважины, по окончании промывки персонал УТриДН НШ-1 открывает все ЗРА подземных скважин и продувает их.

2.3 Теплоизоляция закрытой системы нефтесбора

В целях увеличения эффективности ЗСН в части снижения температуры рудничной атмосферы, нефтесборный коллектор и устье обвязанных скважин, необходимо покрывать термоизоляционными материалами (URSA, укрывной материал, термоизоляционная краска). По результатам опытно-промышленных испытаний теплоизоляции ЗСН в УБ 4Т-4 нефтешахты № 1, температура поверхности нефтесборного коллектора снизилась в среднем на 35 °С. На рисунках № 4,5 представлены результаты тепловизионной съемки ЗСН до и после теплоизоляции.



Рисунок 4 – Тепловизионная съемка ЗСН в УБ 4Т-4 до теплоизоляции

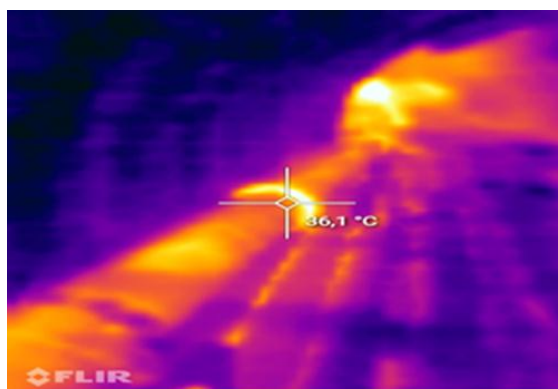


Рисунок 5 – Тепловизионная съемка ЗСН в УБ 4Т-4 после теплоизоляции

Отказ от затрат на чистку водоотливных канавок обусловлен, тем что движение жидкости происходит по закрытой системе нефтесбора. Снижение затрат на озерную воду, обусловлено уменьшением потребления озерной воды, в связи с отказов от ВВР после внедрения ЗСН.

Заключение

По результатам выполненной работы необходимо сделать следующие выводы:

1. Монтаж закрытой системы нефтесбора приведет температуру рудничной атмосферы в соответствие с ФНИП;
2. По УБ 4Т-6, 3Т-4 позволит увеличить количество продувок, что в свою очередь повысит уровень добычи нефти;
3. Уменьшаться расходы на озерную воду;
4. Снижается риск ущерба подземных работников;
5. ОНР НШПП «Яреганефть»;
6. Нет необходимости чистки водоотливных канавок

Рекомендуется рассмотреть применение закрытой системы нефтесбора в УБ нефтешахт для безопасной добычи нефти.

Библиографический список:

1. Основы горного дела / Егоров П.В., Бобер Е.А., Кузнецов Ю.Н., Косьминов Е.А., Решетов С.Е., Красюк Н.Н. // Издательство МГУ. – 2006. – с.391-394.
2. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». / М.:ЦЕНТРМАГ – 20

УДК 622.279.5

Определение индивидуальных составов продукции морских газоконденсатных скважин в условиях групповой эксплуатации

Мачулин Л.В., Кулаков Ю.А.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Ключевые слова: пластовый газ, газовый конденсат, скважинная продукция, морской шельф, компонентный состав.

Получение оперативной информации о текущем составе добываемой продукции, извлекаемой из скважин, является одним из важнейших условий контроля за эксплуатацией газоконденсатных месторождений. При разработке месторождений на суше эта задача решается путем проведения газоконденсатных исследований индивидуальных скважин с отбором сепараторных проб пластовых флюидов. Газоконденсатные исследования могут проводиться как через устьевую сепарационную установку, так и через блок сепарации установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Для морских месторождений с глубинным оборудованием устьев скважин, поставляющих продукцию на береговой технологический комплекс (БТК) через сборный манифольд, данный методический подход неприменим. В то же время проведение исследований с использованием полупогружных буровых установок (ППБУ) либо специализированных судов, оборудованных испытательными комплексами, сопряжено с большими затратами и является нерациональным. Поэтому для практических целей актуальным является разработка альтернативных методов, позволяющих в условиях групповой эксплуатации морских скважин определять индивидуальные составы добываемой продукции.

Сложность определения состава продукции газоконденсатной скважины (пластового газа) заключается в ее многофазности, поскольку поступающая из пласта смесь, как правило, состоит из газовой, жидкой углеводородной (газовый конденсат) и жидкой неуглеводородной (попутная вода с примесью ингибиторов гидратообразования) части.

Традиционная схема определения состава пластового газа (рисунок 1) описана в СТО Газпром 5.40-2011 [1] и ГОСТ Р 57851.4-2017 [2]. Она включает в себя следующие процедуры:

- отбор проб газа сепарации (ГС);
- отбор проб нестабильного газового конденсата (КГН);
- разгазирование КГН с разделением на газ дегазации (ГД) и дегазированный газовый конденсат (КГД);
- хроматографический анализ ГС, ГД и КГД в соответствии с ГОСТ 31371.7-2020 [3], ГОСТ Р 57851.1-2017 [4] и ГОСТ Р 57851.2-2017 [5];
- расчет состава КГН с использованием данных о составах и массе ГД и КГД;
- расчет состава пластового газа с использованием данных о составах и потоках ГС и КГН.



Рисунок 1 – Стандартная схема определения состава пластовой газоконденсатной смеси (пластового газа) с предварительным разгазированием нестабильного конденсата

При наличии соответствующего оборудования, помимо схемы, представленной на рисунке 1, допускается прямой анализ нестабильного конденсата по ГОСТ Р 57851.3-2017 [6] без предварительного разгазирования. В этом случае схема анализа существенно упрощается (рисунок 2).



Рисунок 2 – Стандартная схема определения состава пластовой газоконденсатной смеси (пластового газа) без предварительного разгазирования нестабильного конденсата

В обоих случаях результатом анализа является компонентно-фракционный состав пластового газа исследуемой скважины, по которой был выполнен отбор сепараторных проб пластовых флюидов. Данные схемы успешно используются в качестве инструмента мониторинга газоконденсатной характеристики скважин месторождений на суше.

Иная ситуация складывается с контролем продукции скважин на морском шельфе. В отличие от нефтяных подводных месторождений, разрабатываемых с помощью стационарных платформ, устья высокопроизводительных газоконденсатных скважин расположены преимущественно на морском дне без оборудования специальными пробоотборными узлами, а продукция скважин поступает на УКПГ БТК в смешанном виде.

Задача по разработке методики определения индивидуальных компонентных составов пластового газа для добывающих скважин решалась в ходе выполнения работ по научно-техническому сопровождению эксплуатации одного из шельфовых месторождений Дальнего Востока, расположенного на морском шельфе в 29 км от берега. Глубина моря в пределах акватории месторождения составляет 70 – 95 м. Комплекс технологических и вспомогательных площадок подготовки газа и конденсата к транспорту расположен в 13 км от побережья. УКПП БТК включает в себя цех подготовки газа (блоки предварительной, первичной и низкотемпературной сепарации), установку стабилизации конденсата (УСК), установку регенерации ингибитора гидратообразования и резервуарный парк. Продукцией УКПП является товарный природный газ и стабильный газовый конденсат. Упрощенная технологическая схема УКПП представлена на рисунке 3.

На момент выполнения работы в эксплуатацию было введено четыре скважины, работавшие сезонно группами по две (реже – по три), в зависимости от конъюнктуры рынка, что исключало возможность прямого исследования сырья по каждой скважине в отдельности.

Последние данные, касающиеся индивидуальных составов пластового газа добывающих скважин, были получены на стадии разведочного бурения по результатам газоконденсатных исследований с помощью ППБУ шесть-семь лет назад. В этой ситуации одним из возможных путей решения поставленной задачи мог быть перерасчет составов с учетом изменившихся термобарических условий, посредством математического моделирования с использованием специальных прикладных программ. Однако этот подход не может быть признан как основной, так как не учитывает реальное поведение газоконденсатной характеристики в процессе разработки.

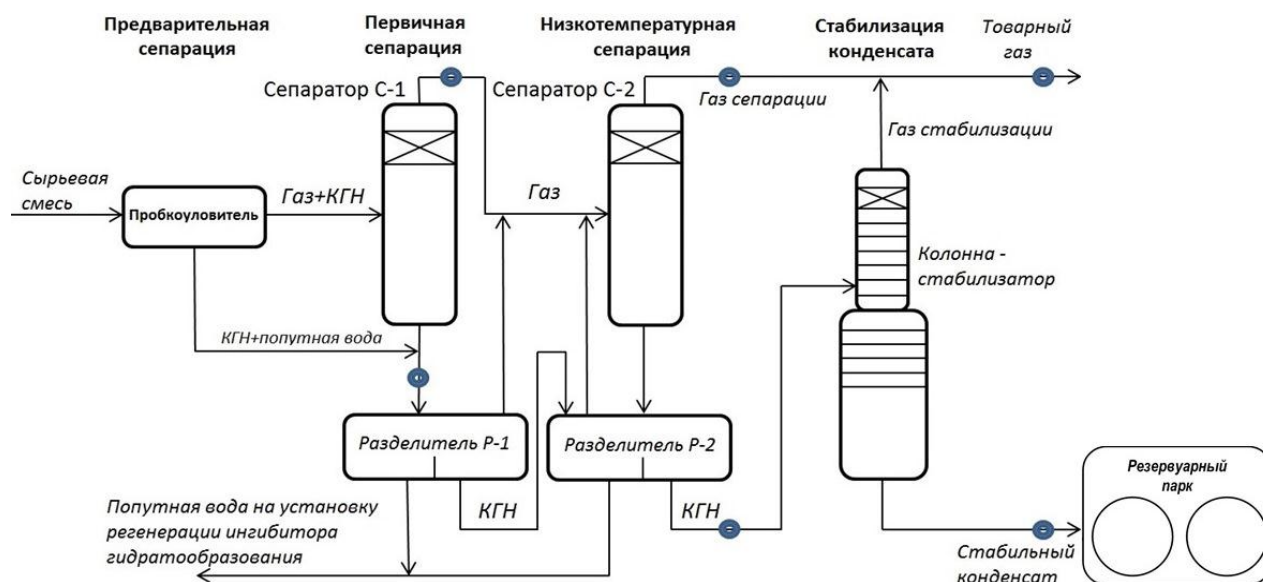


Рисунок 3 – Упрощенная технологическая схема УКПП с точками отбора

Наиболее представительным является подход, основанный на «вычленении» индивидуального состава продукции скважины из текущего состава смеси, поступающей на УКПП.

Критерии выбора точек отбора проб для контроля состава продукции, поступающей на УКПП, можно условно разбить на две группы:

- технологические – точки отбора должны охватывать весь поток исследуемого сырья и обеспечивать представительность отбора, быть безопасными и легкодоступными.

- метрологические – по каждой точке должна иметься возможность контроля массовых потоков анализируемых сред (наличие расходомерных узлов и т.п.).

Изначально наиболее подходящей для расчета состава продукции представлялась комбинация точек отбора газа и нестабильного конденсата первичной сепарации. Однако в реальных условиях данная комбинация не применима по следующим причинам: присутствие в потоке КГН переменного количества попутной водно-гликолевой фазы (нарушение представительности); отсутствие оборудованной точки отбора на входе в разделитель жидкости (несоблюдение критерия доступности); отсутствие замерного узла на выходе разделителя жидкости и нестабильная работа замерного узла на линии газа первичной сепарации (несоблюдение метрологических критериев).

Рассматривался вариант с отбором газа и КГН на блоке низкотемпературной сепарации, который также охватывал все необходимые материальные потоки, и при этом был оснащен требуемыми расходомерными узлами. Этот вариант использовался в качестве резервного.

Для описываемой технологической схемы в плане реализации оптимальным оказался способ, предусматривающий анализ конечных продуктов – товарного газа и стабильного конденсата (рисунок 4). Объясняется это наличием на УКПГ собственной УСК, благодаря которой всё поступающее на УКПГ сырье перерабатывается в товарную продукцию (за исключением части газов выветривания, сбрасываемых на факел в резервуарном парке), обуславливая тем самым количественный баланс между входящими и выходящими потоками.

К преимуществам данной схемы можно отнести:

- вместо КГН отбирается стабильный продукт, что существенно упрощает процедуру пробоотбора;
- отпадает необходимость в предварительном разгазировании конденсата;
- количество анализов уменьшается с трех (ГС, ГД, КГД) до двух (ГС, КГС);
- расходомерные узлы на участках коммерческого учета газа и конденсата отличаются высокими метрологическими характеристиками.



Рисунок 4 – Схема определения состава пластовой газоконденсатной смеси (пластового газа) на УКПГ, оснащенной установкой стабилизации конденсата

После определения точек отбора и отработки процедуры расчета состава общей продукции были разработаны два подхода к расчету распределения компонентного состава смеси по отдельным скважинам: метод разбаланса дебитов и метод «третьей скважины».

Метод разбаланса дебитов применим при длительной эксплуатации одной пары скважин и заключается в замере текущих составов продукции (пластовой смеси) в условиях изменяющейся доли дебитов скважин (W). В ходе эксперимента стандартными методами определяют долю каждого компонента (азота, диоксида углерода, метана, этана, пропана и т.д.) в потоке сырья при различных долях дебита скважин. Точки пересечения проходящих через экспериментальные точки прямых с осями $W=0$ и $W=1$ будут соответствовать доле компонентов в чистом флюиде одной из скважин (рисунок 5).

Преимуществом данного подхода является возможность получения информации о составе флюидов сразу двух скважин, недостатком – технологические ограничения по варьированию дебитов (и, как следствие, низкое значение изменения вклада скважины ΔW , не превышающее 0,2), а также необходимость использования данных подводных многофазных расходомеров, что может привести к снижению точности расчета.

Метод «третьей скважины» базируется на текущих исследованиях состава продукции непосредственно до и после подключения третьей скважины к работающей паре (рисунок 6).

Аналитически задача для каждого компонента (псевдофракции) решается с помощью уравнения:

$$X_{i,B} = X_{i,A+B} + \Delta X_i \quad (1)$$

где $X_{i,B}$ – доля компонента i в продукции скважины B , %;
 $X_{i,A+B}$ – доля компонента i в продукции группы скважин $A+B$, %;
 ΔX_i – поправка, рассчитываемая следующим образом:

$$\Delta X_i = (X_{i,A+B+B} - X_{i,A+B})/W_B, \quad (2)$$

где W_B – доля скважины В в общем потоке сырья.

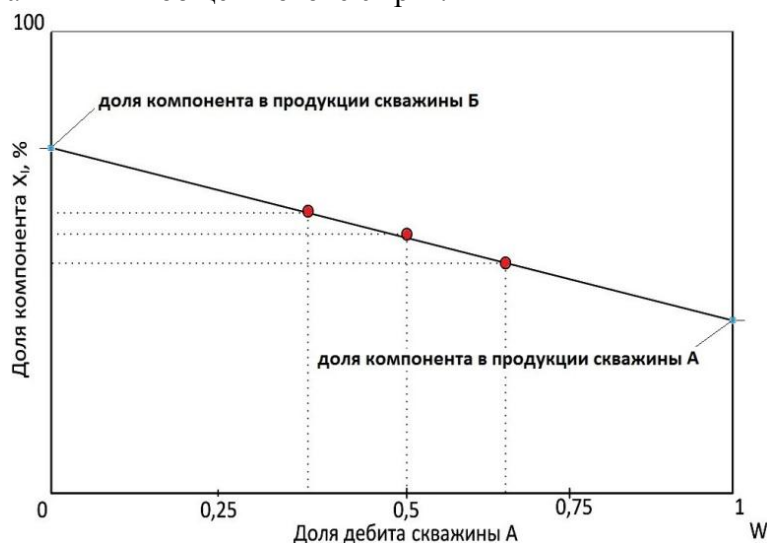


Рисунок 5 – Пример диаграммы для графического определения долей условного i -го компонента в индивидуальных флюидах скважин А и Б методом разбаланса дебитов

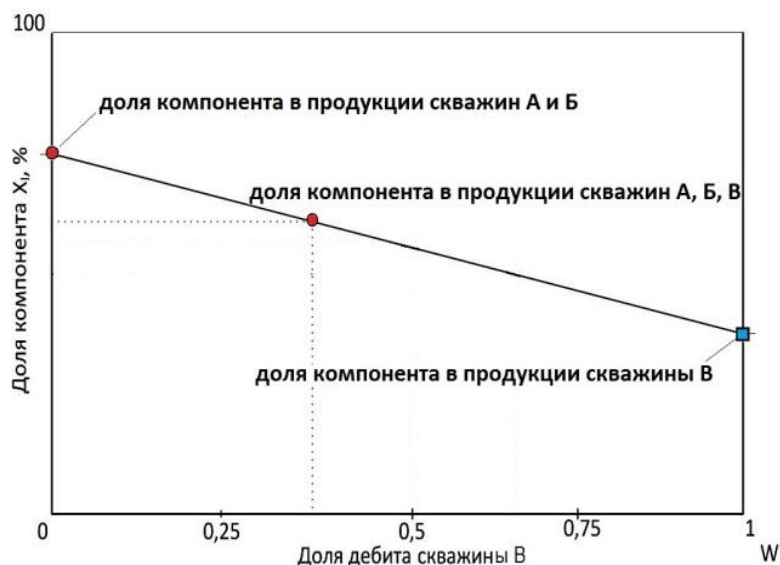


Рисунок 6 – Пример диаграммы для графического определения долей условного i -го компонента в индивидуальном флюиде скважины В методом «третьей скважины»

Работу метода «третьей скважины» можно проиллюстрировать на примере.

Шаг первый – определение значения W_B .

До подключения скважины В среднесуточное производство при работающих скважинах А и Б составляло 3664 т товарного газа и 752 т стабильного конденсата, итого 4416 т/сут. Аналогичным образом рассчитанная суммарная выработка продукции после подключения скважины В составила 6016 т/сут, из которых на долю скважины В пришлось $6016 - 4416 = 1600$ т/сут, что соответствует значению $W_B = 1600/6016 = 0,266$.

Шаг второй – расчет состава сырьевой смеси.

В таблице 1 представлены результаты расчета до подключения скважины В. Аналогичным образом рассчитывается состав смеси после подключения (таблица 2).

Шаг третий – расчет состава сырья, поступающего из скважины В.

Расчет молярных (либо массовых) долей $X_{i,B}$ производится по формулам (1) и (2) для каждого компонента в отдельности, например:

$$\Delta X_{CH_4} = (86,963 - 87,362)/0,266 = -1,503 \text{ \% мол.}; X_{CH_4,B} = 87,362 - 1,503 = 85,859 \text{ \% мол.}$$

$$\Delta X_{C_2H_6} = (4,056 - 3,895)/0,266 = 0,606 \text{ \% мол.}; X_{C_2H_6,B} = 3,895 + 0,606 = 4,501 \text{ \% мол.}$$

Аналогичным образом рассчитываются молярные и массовые доли всех прочих компонентов и псевдофракций. Полностью результаты расчета представлены в таблице 3.

По сравнению с методом разбаланса дебитов, метод «третьей скважины» обладает рядом преимуществ. Он не требует проведения специального эксперимента и позволяет вести расчеты с большей точностью благодаря более широкому варьированию вклада исследуемой скважины (с нуля до одной трети общего потока, что соответствует ΔW порядка 0,25 – 0,35), а также за счет использования более точных расходомерных узлов, установленных на участках коммерческого учета товарной продукции. Кроме того, данный метод применим не только при подключении, но и при отключении скважины при переходе обратно на двухскважинный режим (в этом случае ΔW просто меняет знак на противоположный).

Таблица 1 – Результаты анализа газа и КГС с расчетом состава сырьевой смеси до подключения скважины В

Работающие скважины	А+Б					
	Товарный газ		Стабильный конденсат		Расчет состава сырьевой смеси	
Точка отбора	Молярная	Массовая	Молярная	Массовая	Молярная	Массовая
Доля компонента, %						
Азот	0,149	0,228	0,000	0,000	0,144	0,189
Диоксид углерода	2,56	6,159	0,000	0,000	2,474	5,111
Метан	90,39	79,08	0,000	0,000	87,362	65,619
Этан	4,03	6,63	0,000	0,000	3,895	5,504
Пропан	1,90	4,58	0,007	0,003	1,836	3,802
Изобутан	0,361	1,147	2,418	1,346	0,430	1,181
н-Бутан	0,359	1,141	9,053	5,036	0,651	1,804
Изопентан	0,104	0,411	7,242	5,002	0,344	1,192
н-Пентан	0,067	0,265	6,281	4,337	0,276	0,958
Сумма C ₆	0,051	0,235	20,008	15,919	0,721	2,905
Сумма C ₇	0,020	0,107	18,217	16,830	0,631	2,953
Сумма C ₈	0,003	0,014	12,027	12,688	0,406	2,172
Сумма C ₉	-	-	7,055	8,413	0,237	1,432
Сумма C ₁₀₊	-	-	17,699	30,426	0,593	5,178

Таблица 2 – Результаты анализа газа и КГС с расчетом состава сырьевой смеси после подключения скважины В

Работающие скважины	А+Б+В					
	Товарный газ		Стабильный конденсат		Расчет состава сырьевой смеси	
Точка отбора	Молярная	Массовая	Молярная	Массовая	Молярная	Массовая
Доля компонента, %						
Азот	0,151	0,230	0,000	0,000	0,146	0,190
Диоксид углерода	2,57	6,16	0,000	0,000	2,482	5,089
Метан	90,06	78,46	0,000	0,000	86,963	64,851
Этан	4,20	6,88	0,000	0,000	4,056	5,690
Пропан	2,00	4,80	0,007	0,003	1,931	3,970
Изобутан	0,354	1,120	2,801	1,596	0,438	1,203
н-Бутан	0,402	1,272	10,282	5,859	0,742	2,067
Изопентан	0,109	0,429	8,054	5,703	0,383	1,343
н-Пентан	0,070	0,275	6,910	4,893	0,306	1,076
Сумма C ₆	0,053	0,246	20,657	16,886	0,763	3,132
Сумма C ₇	0,021	0,111	17,742	16,875	0,631	3,018
Сумма C ₈	0,003	0,018	11,311	12,294	0,393	2,147

Работающие скважины	А+Б+В					
	Товарный газ		Стабильный конденсат		Расчет состава сырьевой смеси	
	Молярная	Массовая	Молярная	Массовая	Молярная	Массовая
Доля компонента, %						
Сумма C ₉	-	-	6,407	7,878	0,221	1,366
Сумма C ₁₀₊	-	-	15,829	28,013	0,545	4,858

Таблица 3 – Результаты расчета состава продукции скважины В

Компоненты	Доля компонента, %	
	Молярная	Массовая
Азот	0,152	0,193
Диоксид углерода	2,504	5,028
Метан	85,859	62,726
Этан	4,501	6,205
Пропан	2,194	4,435
Изобутан	0,460	1,264
н-Бутан	0,994	2,795
Изопентан	0,491	1,761
н-Пентан	0,389	1,403
Сумма C ₆	0,879	3,760
Сумма C ₇	0,631	3,198
Сумма C ₈	0,357	2,078
Сумма C ₉	0,177	1,183
Сумма C ₁₀₊	0,412	3,935

Недостатком метода является необходимость ожидания планового подключения и невозможность получения единовременной информации более чем по одной скважине.

Таким образом, были разработаны методы определения компонентно-фракционного состава углеводородной продукции морских газоконденсатных скважин с подводным заканчиванием в условиях групповой эксплуатации. Методы прошли практическую апробацию применительно к конкретному месторождению и вошли составной частью в предложения недропользователю по организации контроля компонентного состава добываемой газоконденсатной смеси.

Библиографический список:

- 1 СТО Газпром 5.40-2011. Пластовый газ. Определение компонентно-фракционного состава. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2012. – 201 с.
- 2 ГОСТ Р 57851.4-2017. Смесь газоконденсатная. Часть 4. Расчет компонентно-фракционного состава. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 47 с.
- 3 ГОСТ 31371.7-2020. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерения молярной доли компонентов. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2020. – 45 с.
- 4 ГОСТ Р 57851.1-2017. Смесь газоконденсатная. Часть 1. Газ сепарации. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 57 с.
- 5 ГОСТ Р 57851.2-2017. Смесь газоконденсатная. Часть 2. Конденсат газовый нестабильный. Определение компонентно-фракционного состава методом газовой хроматографии с предварительным разгазированием пробы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 73 с.
- 6 ГОСТ Р 57851.3-2017. Смесь газоконденсатная. Часть 3. Конденсат газовый нестабильный. Определение компонентно-фракционного состава методом газовой хроматографии без предварительного разгазирования пробы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 61 с.

Структурные и технологические особенности повышения надежности газотурбинных приводов для нефтегазовой промышленности

Михайлов Д.А., Шейко Е.А.

Академия гражданской защиты МЧС ДНР, г. Донецк

Пичко Н.С., Пичко А.П.

Филиал Ухтинского государственного технического университета, г. Усинск

Михайлов А.Н.

Филиал Ухтинского государственного технического университета, г. Усинск

Донецкий национальный технический университет, г. Донецк

1. Введение

В настоящее время для обеспечения работы технологического нефтегазопромыслового оборудования широко используются газотурбинные приводы - благодаря их высокой эффективности и нетрадиционным технико-экономическим показателям. Они применяются в качестве привода нефтеперекачивающих и газоперекачивающих агрегатов, газлифтных и компрессорно-насосных систем, блочно-транспортабельных и газотурбинных электростанций и другого технологического оборудования.

В последнее время освоены в производстве газотурбинные приводы широкого диапазона мощности, которая уже достигает десятки мегаватт. К числу наиболее применяемых технологических систем можно отнести газотурбинные установки SGT 300 Tempest и SGT 100 - 1S (Тайфун), компрессорные станции с газоперекачивающими агрегатами ГТК-10И и ГПА-6,3, электростанции газотурбинные ЭГ-6000 и ПАЭС-2500 и другие системы. В этих технологических системах основными подсистемами являются газотурбинные приводы, которые обеспечивают необходимые силовые и кинематические параметры эксплуатации агрегатов.

Можно отметить, что газотурбинный привод представляет собой двигатель внутреннего сгорания, работающий в соответствии с термодинамическим циклом Брайтона. Структура газотурбинного привода состоит из множества элементов, при этом к основным подсистемам газотурбинного привода можно отнести: компрессор, камера сгорания, турбина компрессора, свободная турбина и другие составляющие. От общего количества структурных элементов этих подсистем зависит структурная надежность газотурбинного привода [1, 2, 3].

Целью данной работы является повышение надежности газотурбинного привода на основе анализа его структурной надежности и разработки методов ее повышения.

В соответствии с поставленной целью в данной работе предусмотрено решение следующих задач: выполнить анализ структурных вариантов газотурбинных приводов; разработать методы повышения структурной надежности элементов и подсистем газотурбинного привода; предложить технологический метод повышения ресурса элементов газотурбинного привода.

2. Анализ структурных вариантов газотурбинных приводов

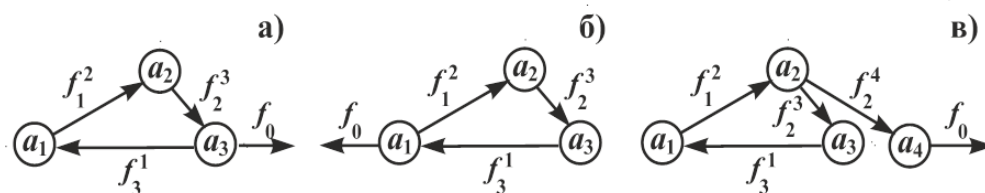
Выполненный анализ структурных вариантов газотурбинных приводов показал, что они могут компоноваться по двум вариантам [1, 2]:

- однокаскадные газотурбинные приводы;
- многокаскадные газотурбинные приводы.

Однокаскадные газотурбинные приводы могут выполняться на базе трех схем (рис. 1):

- с выходным валом назад (рис. 1, а);
- с выходным валом вперед (рис. 1, б);
- со свободной турбиной (рис. 1, в).

На рис. 1 показаны структурные схемы вариантов однокаскадного газотурбинного привода. Здесь показано следующее: a_i - i -я подсистема газотурбинного привода; f_i^j - связь между подсистемами (действие i -й подсистемы на j -ю подсистему); f_0 - вывод мощности из газотурбинного привода.

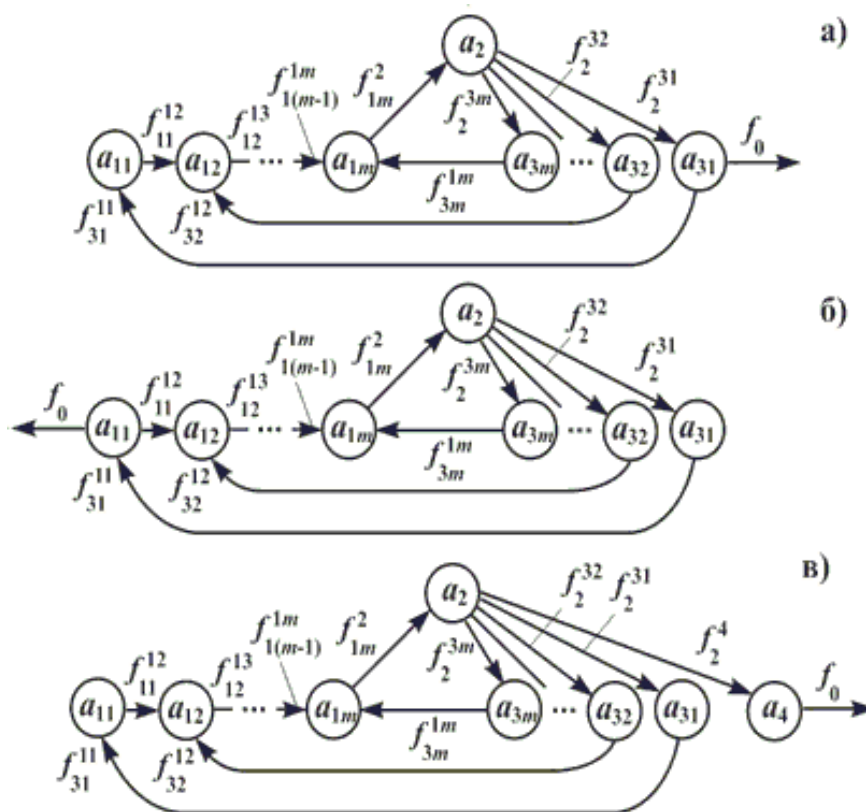


а) – с выходным валом назад, б) – с выходным валом вперед, в) – со свободной турбиной

Рисунок 1 - Структурные схемы вариантов однокаскадного газотурбинного привода

На рис. 2 представлены структурные варианты многокаскадного газотурбинного привода, в котором турбокомпрессор может иметь не менее двух каскадов. При этом многокаскадные приводы выполняются по следующим схемам:

- с выходным валом назад (рис. 2, а);
- с выходным валом вперед (рис. 2, б);
- со свободной турбиной (рис. 2, в).



а) – с выходным валом назад, б) – с выходным валом вперед, в) – со свободной турбиной

Рисунок 2 - Структурные схемы вариантов многокаскадного газотурбинного привода

Следует отметить, что многокаскадные варианты газотурбинного привода обеспечивают степень сжатия 30:1 и более. При этом компрессоры в газотурбинных приводах могут быть двух типов, а именно, центробежные и/или осевые.

Обычно центробежные компрессоры применяются для небольших газотурбинных приводов для обеспечения их компактности и жесткости. Они создают степень сжатия до 10:1 на одной ступени (для одного каскада), причем центробежные компрессоры газотурбинного привода дешевле и проще в изготовлении. При этом у осевых компрессоров более простая балансировка ротора, а также они обеспечивают возможность создания высоких частот вращения ротора (до 100000 об/мин).

Осевые компрессоры способны обеспечивать степень сжатия 30:1 и более. Однако повышение рабочих характеристик компрессоров приводит к усложнению управления воздушным потоком по проточной части компрессора, причем с увеличением степени сжатия повышается вероятность срыва потока и помпажа. Для исключения этих явлений

дополнительно вводятся специальные устройства для управления потоком воздуха по проточной части газотурбинного привода и обеспечения его устойчивой работы. Особенно это необходимо во время пуска газотурбинного привода и его работы на нештатных режимах.

На основании основных положений алгебры структур, структуру газотурбинного привода можно представить следующим образом:

$$Str_{ГТП} = \{A, F\}, \quad (1)$$

где $Str_{ГТП}$ – структура газотурбинного привода;

A – множество подсистем структуры газотурбинного привода;

F – множество связей между подсистемами газотурбинного привода.

В выражении (1) элементы множества состоят из следующих подмножеств:

$$A = \{a_1, a_2, a_3, \dots\};$$

$$F = \{f_1^2, f_2^3, f_3^1, \dots\},$$

где a_i – любой i -й структурный элемент множества A ;

f_i^j – связь между подсистемами структуры (a_i -й подсистема (оператор) действующая на a_j -ю подсистему (операнд)).

3. Методы повышения структурной надежности элементов и подсистем газотурбинного привода

В процессе создания конструкции газотурбинного привода, на этапе его проектирования выполняется структурный анализ надежности. В этом случае, при структурном анализе надежности газотурбинного привода определяется ожидаемая надежность в вероятностном аспекте. Поэтому надежность функционирования газотурбинного привода можно оценивать по вероятности сохранения гарантированного ресурса его работы.

Для газотурбинного привода, состоящего из n подсистем (рис. 1 и рис. 2), за наработку t вероятность сохранения его безотказной работы определяется следующим образом [1]:

$$P(t) = P_1(t) P_2(t) \cdots P_i(t) \cdots P_n(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t),$$

где $P(t)$ - вероятность безотказной работы газотурбинного привода за наработку t ;

$P_i(t)$ - вероятность безотказной работы i -й подсистемы газотурбинного привода за наработку t ;

n – количество подсистем в газотурбинном приводе.

Для подсистем газотурбинного привода структурно-логические формулы надежности будут следующие (рис. 1 и рис. 2):

- для турбокомпрессора, имеющего две подсистемы

$$P(t) = P_1(t) P_3(t);$$

- для газогенератора, имеющего три подсистемы

$$P(t) = P_1(t) P_2(t) P_3(t);$$

- для структурной схемы, имеющей четыре подсистемы, включая свободную турбину

$$P(t) = P_1(t) P_2(t) P_3(t) P_4(t).$$

Формула надежности для i -й подсистемы газотурбинного привода определяется следующим образом:

$$P_i(t) = \prod_{r=1}^{v_i} p_{ir}(t), \quad (2)$$

где $p_{ir}(t)$ - вероятность безотказной работы r -го элемента i -й подсистемы газотурбинного привода;

v_i - общее количество структурных элементов i -й подсистемы газотурбинного привода.

В случае, когда вероятность безотказной работы $p_{ir}(t)$ структурных элементов i -й подсистемы газотурбинного привода можно представить через интенсивность отказов, выражение (2) будет следующее:

$$P_i(t) = \prod_{r=1}^{v_i} \exp \left[- \int_0^t \lambda_{ir}(\tau) d\tau \right], \quad (3)$$

где $\lambda_{ir}(\tau)$ - интенсивность отказов r -го элемента i -й подсистемы газотурбинного привода.

После преобразований, выражение (3) можно представить следующим образом

$$P_i(t) = \exp \left[- \sum_{r=1}^{v_i} \int_0^t \lambda_{ir}(\tau) d\tau \right]. \quad (4)$$

Можно отметить, что газотурбинные приводы относятся к лопаточным системам, имеющим множества лопаток в подсистемах, при этом все лопатки в этих подсистемах обычно идентичны по вероятности безотказной работы. В этом случае, можно записать:

$$p_{i1}(t) = p_{i2}(t) = \dots = p_{ir}(t) = \dots = p_{iv_i}(t) = p_{io}(t);$$

$$\lambda_{i1}(\tau) = \lambda_{i2}(\tau) = \dots = \lambda_{ir}(\tau) = \dots = \lambda_{iv_i}(\tau) = \lambda_{io}(\tau),$$

где $p_{io}(t)$ - вероятность безотказной работы любого элемента i -й подсистемы газотурбинного привода;

$\lambda_{io}(\tau)$ - интенсивность отказов любого элемента i -й подсистемы газотурбинного привода.

На основании этого, выражения (2) и (4), i -й подсистемы газотурбинного привода, будут иметь следующий вид:

$$P_i(t) = [p_{io}(t)]^{v_i}, \quad (5)$$

$$P_i(t) = \exp \left[- v_i \int_0^t \lambda_{io}(\tau) d\tau \right]. \quad (6)$$

На рис. 3 представлена вероятность безотказной работы $P_i(t)$ i -й подсистемы газотурбинного привода в зависимости от общего количества v_i рабочих элементов. Здесь, расчеты проведены для следующих значений вероятности безотказной работы элементов газотурбинного привода: $p_{io}(t) = 0,99999$; $p_{io}(t) = 0,9999$; $p_{io}(t) = 0,999$; $p_{io}(t) = 0,99$.

Выполненный анализ полученных результатов, представленных на графиках рис. 3 позволил установить, что при увеличении числа элементов каждой подсистемы газотурбинного привода, вероятность безотказной работы его подсистем резко уменьшается. С увеличением вероятности безотказной работы каждого элемента можно получить заданную вероятность сохранения безотказности каждой подсистемы газотурбинного привода. Вместе с тем, в этом случае нужно учитывать возможные затраты и повышение себестоимости изготовления элементов.

Проведенный анализ структурной надежности подсистем газотурбинных приводов позволил установить, что для повышения вероятности сохранения безотказности i -й подсистемы газотурбинного привода возможно применение следующих основных методов [1]:

1. На основе увеличения вероятности безотказной работы каждого структурного элемента газотурбинного привода за счет применения специальных материалов, покрытий, обеспечения функционально-ориентированных свойств лопаток и тому подобного.

2. Посредством увеличения вероятности безотказной работы каждой подсистемы газотурбинного привода на основе улучшения условий их работы.

3. На основе повышения вероятности безотказной работы каждой подсистемы газотурбинного привода на основе применения метода восстановления работоспособности за счет периодической замены элементов - новыми.

4. Посредством увеличения вероятности безотказной работы безотказной работы каждой подсистемы газотурбинного привода за счет применения метода восстановления работоспособности на основе применения многократного восстановления структурных элементов посредством их ремонта за период наработки.

Структурно-логическая формула надежности для i -й подсистемы газотурбинного привода в случае восстановления ее работоспособности путем замены новыми элементами имеет следующий вид:

$$P_i(t) = \left[1 - [1 - p_{io}(t)]^{v_i} \right]^{v_i},$$

где v_{io} - количество замен структурных элементов новыми в i -й подсистеме газотурбинного привода.

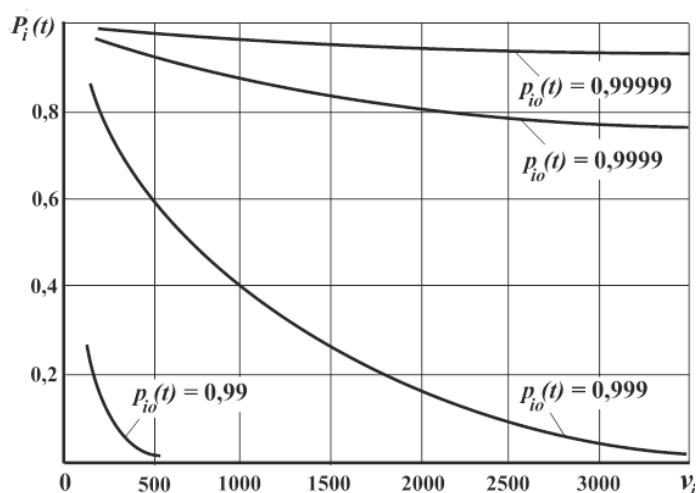


Рисунок 3 - Зависимость вероятности безотказной работы i -й подсистемы газотурбинного привода от общего числа рабочих элементов (лопаток)

При этом структурно-логическая формула надежности для i -й подсистемы газотурбинного привода в случае восстановления ее работоспособности путем восстановления одних и тех же структурных элементов (лопаток) имеет следующий вид:

$$P_i(t) = \left[1 - \prod_{\eta=1}^{v_{io}} [1 - p_{io\eta}(t, v_{io\eta})] \right]^{v_i},$$

где $p_{io\eta}(t, v_{io\eta})$ - вероятность безотказной работы η - го восстанавливаемого структурного элемента (лопатки) i -й подсистемы газотурбинного привода;
 v_{io} - количество замен структурных восстанавливаемых элементов (лопаток) в i -й подсистеме газотурбинного привода.

На рис. 4 показана зависимость вероятности безотказной работы i -й подсистемы газотурбинного привода в зависимости от количества восстановлений рабочих элементов (лопаток) для $v_i = 2000$ с различными значениями вероятности безотказной работы каждого элемента после его восстановления. Анализ графиков рис. 4 показал, что уже при двух-трех восстановлении структурных элементов можно обеспечить высокие значение вероятности безотказной работы $P_i(t)$ всей подсистемы.

4. Технологический метод повышения ресурса элементов газотурбинного привода

Для повышения ресурса лопаток компрессора, турбины или свободной турбины газотурбинного привода на перо лопатки наносится функционально-ориентированное многослойное износостойкое покрытие, например вакуумное ионно-плазменное нитрид титановое покрытие [5]. В этом случае, посредством многослойного покрытия, с равной толщиной каждого слоя, обеспечивается напыление покрытия переменной толщины.

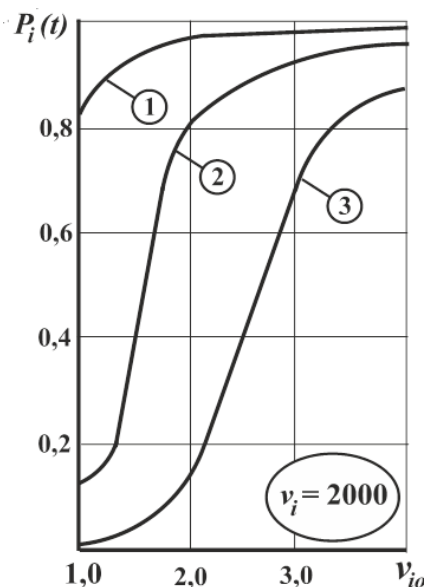


Рисунок 4 - Зависимость вероятности безотказной работы i -й подсистемы газотурбинного привода в зависимости от количества восстановлений рабочих элементов для $v_i = 2000$

Процесс напыления функционально-ориентированных покрытий на лопатки компрессора или турбины выполняется в три этапа [4, 5]:

1. Выполняется анализ особенностей износа опытного покрытия. В этом случае, через равные промежутки времени, выполняются замеры геометрических параметров особенностей износа опытного покрытия, а именно измеряются параметры пространственного контура границ зоны износа покрытия.

2. По геометрическим параметрам износа опытного покрытия, а именно пространственного контура границ износа опытного покрытия, изготавливаются специальные защитные экраны с аналогичными параметрами пространственного контура границ экранов для каждого промежутка времени износа.

3. Последовательно выполняется напыление многослойного нитрид титанового покрытия с пространственным контуром границ - как при износе опытного покрытия. Получаем многослойное покрытие переменной толщины, составленное из слоев равной толщины, имеющих свой контур границ каждого слоя. Сформированное многослойное покрытие, которое по толщине имеет переменную высоту, соответствующую особенностям его износа при эксплуатации. В этом случае обеспечивается функционально-ориентированное покрытие лопатки с качественно новыми свойствами.

На рис. 6 представлен общий вид лопатки компрессора с четырьмя слоями, последовательно напыляемого нитрид титанового покрытия, образующего функционально-ориентированное покрытие.



Рисунок 6 - Общий вид лопатки компрессора с четырьмя слоями последовательно напыляемого нитрид титанового покрытия, образующего функционально-ориентированное покрытие

Можно отметить, что в процессе нанесения многослойного покрытия, зональные защитные экраны устанавливались на лопатку в соответствии с последовательностью измерений топографических параметров отображений пространственного контура границ износа опытного покрытия. При этом последний слой покрытия наносился без зонального защитного экрана.

В данном случае, покрытие наносилось на вакуумной ионно-плазменной установке тремя катодами, выполненными из титана марки ВТ 1-0. Микротвердость покрытия $H_{\mu} = 23-25$ ГПа, толщина каждого слоя покрытия $h_i = 4,5$ мкм, длительность нанесения каждого слоя покрытия $t_i = 6,75$ мин. Структура основных переходов при нанесении каждого слоя покрытия состояла из следующих операций: установка лопатки с зональным защитным экраном в вакуумную камеру, ионная очистка поверхностей лопатки, ее нагрев, металлизация, нанесение слоя покрытия и охлаждение. Перед нанесением каждого слоя покрытия, для улучшения параметров их адгезии, поверхности лопатки и покрытия после нанесения полировались, а также выполнялась ультразвуковая очистка ее поверхностей.

Функционально-ориентированное износостойкое многослойное покрытие лопатки газотурбинного привода, работающего в условиях действия неравномерного абразивно-эрозионного износа, полностью исключает разрушение тела пера лопатки в период эксплуатации, при этом повышается их общий ресурс, межремонтный ресурс лопатки и количество их восстановлений. Кроме того, функционально-ориентированное покрытие лопатки имеет способность полностью разрушаться в заданный период времени, что исключает процесс его удаления в процессе ремонта лопатки с последующим нанесением нового покрытия.

5. Заключение

Таким образом, проведенные исследования направлены на повышение надежности газотурбинных приводов и их элементов на основе анализа его структурной надежности и разработки методов их повышения. При этом в данной работе выполнен анализ структурных вариантов газотурбинных приводов и разработаны конкретные методы повышения структурной надежности элементов и подсистем газотурбинного привода. Предложенный способ обеспечения функционально-ориентированных свойств лопаток значительно повышает их ресурс [3, 4].

Библиографический список:

1. Пичко, А. П. К определению структурной надежности газотурбинных установок нефтегазовой промышленности / А. П. Пичко, А. А. Колодяжный, Д. А. Михайлов и [др.] // Прогрессивные технологии и системы машиностроения: Международный сб. научных трудов. – Донецк: ДонНТУ, 2018. - Вып. 2 (61). - С. 64 - 74.
2. Пичко, А. П. Особенности обеспечения свойств лопаток компрессора и турбины газотурбинной установки на базе функционально-ориентированных покрытий и равенства их ресурсов / А. П. Пичко, Д. А. Михайлов, Е. А. Шейко и [др.] // Прогрессивные технологии и системы машиностроения: Международный сб. научных трудов. – Донецк: ДонНТУ, 2019. - Вып. 1 (64). - С. 68 - 76.
3. Михайлов, Д. А. Некоторые особенности формирования функционально-ориентированных свойств структуры газотурбинного двигателя и связей параметров технологических процессов / Д. А. Михайлов А. Н. Михайлов, А. А. Колодяжный, Е. А. Шейко // Прогрессивные технологии и системы машиностроения: Международный сб. научных трудов. – Донецк: ДонНТУ, 2021. - Вып. 3 (74). - С. 50 - 64.
4. Михайлов, Д. А. Общие особенности технологического инжиниринга газотурбинного двигателя с функционально-ориентированными свойствами структуры / Д. А. Михайлов, А. Н. Михайлов, Н. С. Пичко, Е. А. Шейко // Научно-технические технологии в машиностроении. – Брянск: БГТУ, 2021. - № 10 (124). – С. 28-38.
5. Патент № 2718877 RU. С23С 14/04. Способ нанесения функционально-ориентированного износостойкого покрытия на лопатку газотурбинного двигателя / А. Н. Михайлов, Д. А. Михайлов, В. А. Михайлов, Е. А. Шейко, А. П. Пичко, Н. С. Пичко, В. И. Сухарев. Заявка № 2018107164 от 26.02.2018. – Бюл. № 11, 15.04.2020. – 7 с.

Способ расчета коалесцирующих элементов в аппаратах подготовки нефти

Мякишев Е.А.

ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Тюмень

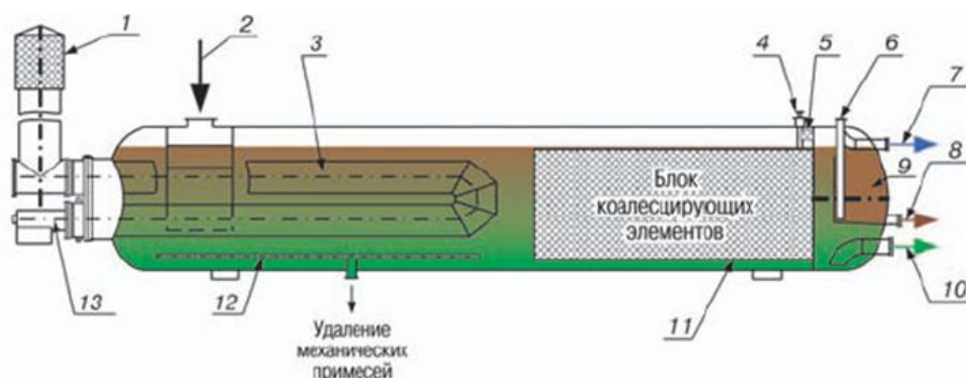
Леонтьев С.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тарасов М.Ю.

ПАО «Гипротюменнефтегаз», г. Тюмень

Совершенствование технологических процессов промышленной подготовки нефти в условиях перехода большинства месторождений нефти в РФ на заключительную стадию разработки является актуальной проблемой требующей внимания. Одним из современных способов интенсификации процесса разрушения водонефтяных эмульсий с высокой агрегативной и кинетической устойчивостью является применение блоков коалесцирующих элементов в аппаратах подготовки нефти. В большинстве случаев данный способ используется совместно с другими интенсифицирующими методами для получения синергетического эффекта – термической и химической обработки. Принципиальная схема размещения блоков коалесцирующих элементов в аппаратах подготовки нефти приведена на рисунке 1.



Принципиальная схема аппарата НГВРП

1 – дымовая труба; 2 – вход жидкости; 3 – жаровая труба; 4 – регулятор уровня жидкости; 5 – каплеуловитель; 6 – регулятор уровня нефти; 7 – выход нефтяного газа; 8, 10 – выход соответственной нефти и пластовой воды; 9 – сборник нефти; 11 – коалесцирующие элементы; 12 – трубопроводы системы размыва осадков; 13 – горелка

Рисунок 1 – Принципиальная схема размещения блока коалесцирующих элементов в аппарате подготовки нефти

При прохождении водонефтяной эмульсии через данные элементы дисперсная фаза (капли воды в объеме эмульсии) сталкивается с поверхностью коалесцирующего элемента, накапливается на его поверхности, укрупняется и в более крупных формах направляется на отстаивание (см. рисунок 2). Это позволяет в большинстве случаев сократить время пребывания эмульсии в технологическом оборудовании для достижения требуемой остаточной обводненности или уменьшить её остаточную обводненность в сравнении с аппаратом не имеющего в своем составе данных элементов. В качестве коалесцирующих элементов используются материалы с ярко выраженными гидрофильными свойствами, т.е. способностью удерживать на своей поверхности капли воды после физического контакта. Принято считать, что процесс удержания и укрупнения капель воды на поверхности коалесцирующего элемента с последующим отделением состоит из пяти последовательных стадий и подробно описан в работе [1].

Для разрушения прямых и обратных водонефтяных эмульсий используют коалесцирующие элементы двух основных типов: пластинчатые и структурные. В современной промышленной практике наибольшее распространение получили блоки коалесцирующих элементов первого типа, представляющие собой пакеты параллельно расположенных друг

относительно друга плоских или гофрированных пластин. Угол расположения пластин относительно входящего потока эмульсии, расстояние между пластинами и контактная площадь поверхности являются основными характеристиками, определяющие геометрические размеры блоков интенсифицирующих элементов и эффективность процесса разделения эмульсии в целом.

В настоящее время не обнаружены опубликованные зависимости, позволяющие выполнить математическое моделирование блоков коалесцирующих элементов, поэтому в данной работе с учетом ряда допущений авторами предложена математическая модель блока плоских коалесцирующих пластин с «V» - образным сечением относительно входного потока эмульсии (см. рисунок 3).

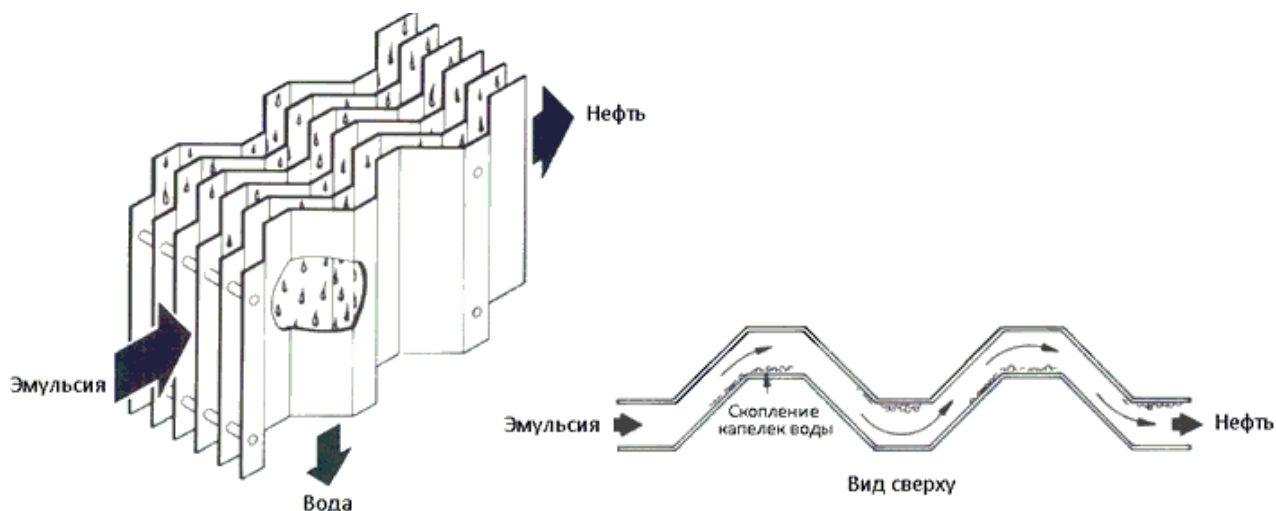


Рисунок 2 – Принципиальная схема процесса интенсификации процесса разрушения устойчивой водонефтяной эмульсии в блоке коалесцирующих элементов

Математическое описание процесса гравитационного отстаивания водонефтяной эмульсии сводится к решению уравнения Закона Стокса, а именно к прогнозированию повышения или понижения скорости осаждения каплей одной жидкости в объеме другой [2]:

$$V = \frac{2 r^2 \Delta \rho}{9 \mu},$$

где V – установившаяся скорость капли воды в объеме эмульсии, м/с; r – радиус капли воды, м; $\Delta \rho$ – разности относительных плотностей нефти и воды, кг/м³; μ – вязкость нефти, Па*с.

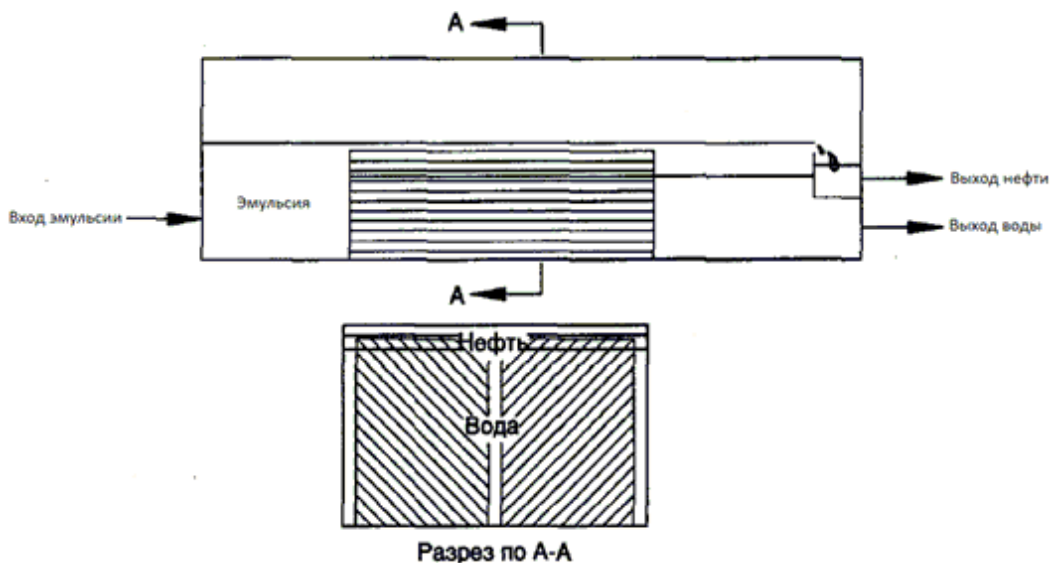


Рисунок 3 – Принципиальная схема блока пластинчатых коалесцирующих элементов с «V» - образным сечением относительно входного потока эмульсии

Согласно уравнения Закона Стокса, зная средний размер капель воды в объеме эмульсии можно рассчитать их среднюю вертикальную скорость осаждения и тем самым определить минимальное время нахождения эмульсии в аппарате подготовке нефти для достижения требуемой обводненности на выходе с аппарата. Следует отметить, что вышеуказанное уравнение справедливо для пустотелого аппарата и не позволяет учесть влияние коалесцирующих элементов в процессе отстаивания эмульсии, так как в расчёте не учитывается дополнительный эффект от контактного воздействия пластин.

Авторами данной работы на основе уравнения Закона Стока по результатам расчетного исследования получена зависимость для расчета блока плоских коалесцирующих пластин:

$$V_{\text{блока}} = F_{\text{к}} \cdot L_{\text{к}} = \frac{8,09 \cdot 10^{-4} Q_{\text{в.макс}} \mu_{\text{н}} h_{\text{вкц}}}{\cos \theta (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) d_{\text{вк}}^2},$$

где $V_{\text{блока}}$ – объём блока коалесцирующих пластин, м³; $F_{\text{к}}$ – площадь сечения блока коалесцирующих пластин, м²; $L_{\text{к}}$ – длина блока коалесцирующих пластин, м; $Q_{\text{в.макс}}$ – производительность по воде, максимальная, м³/ч; $h_{\text{вкц}}$ – расстояние между пластинами, м; $\mu_{\text{н}}$ – динамическая вязкость нефти в рабочих условиях, Па*с; θ – угол наклона пластин к горизонтали, °; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в рабочих условиях, кг/м³; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³; $d_{\text{в.к.}}$ – минимальный диаметр капли воды, всплывающая в объёме нефти, м.

Предложенная зависимость может быть использована для расчета геометрических размеров блоков коалесцирующих пластин, определения оптимального угла наклона и расстояния между элементами относительно потока эмульсии на входе при проектировании новых объектов подготовки нефти и реконструкции уже существующих для повышения эффективности процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий.

Библиографический список:

1. Последние достижения в области жидкостной экстракции / Хансон К. // Пер. с англ. – М.: Химия, 1974. – 447 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 415 с.

УДК 622.276

Использование экспресс-метода расчета технологических показателей разработки однородного пласта при вытеснении нефти водой для различных сеток скважин

Назипов В.Т.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Для получения прогнозной оценки технологической эффективности вытеснения нефти водой не всегда обосновано использование программных продуктов типа Eclipse, MORE, VIP и т.д., т.к. они требуют построения сложных геологических и фильтрационных моделей, что может повлечь как финансовые, так и временные затраты.

Для определения эффективности применения метода закачки воды в качестве вытесняющего нефть агента до начала его реализации необходимо применение экспресс-методов, позволяющих рассчитать основные технологические показатели разработки месторождения и определить эффективность заводнения.

В качестве основы экспресс-метода для прогноза технологических показателей разработки однородного пласта с помощью заводнения актуально использовать упрощенную расчетную модель непоршневого вытеснения нефти водой, или модель Бакли-Левретта [1-3] с учетом модели относительных фазовых проницаемостей Кори (Corey) [4], позволяющие в короткие сроки определить нужные технологические показатели. Эти методы позволяют сделать выводы об эффективности разработки месторождения на основе прогноза расчетных показателей аналитическим методом. В полученные показатели входят годовой объем добытой нефти и воды, динамика нефтеотдачи и обводненности.

Для автоматизации расчетов, а также удобного доступа к их результатам, полученным по экспресс-методу, было написано веб-приложение с использованием стандартизированного языка разметки веб-страниц HTML, языка стилизации CSS и языка JavaScript. Графики были оформлены с помощью библиотеки JavaScript Chart.js (MIT License) [5].

Доступ к веб-приложению осуществляется посредством веб-браузера.

Таблица минимальных версий веб-браузеров для запуска веб-приложения представлена ниже.

Таблица 1 – Таблица минимальных версий веб-браузеров, поддерживающих данное веб-приложение

Веб-браузер	IE	Edge	Firefox	Chrome	Safari	Opera	Safari IOS
Минимальная поддерживаемая версия	-	16	52	57	10.1	44	10.3
Веб-браузер	WebView Android	Opera Android	Chrome Android	Firefox Android	UC Browser Android	Samsung Internet	KaiOS Browser
Минимальная поддерживаемая версия	96	64	96	95	12.12	6.2	2.5

Веб-приложение имеет адаптивный дизайн интерфейса, что означает, что с ним можно комфортно работать как на мобильном устройстве, таком как смартфон или планшетный компьютер, так и на персональном компьютере (рис. 1).

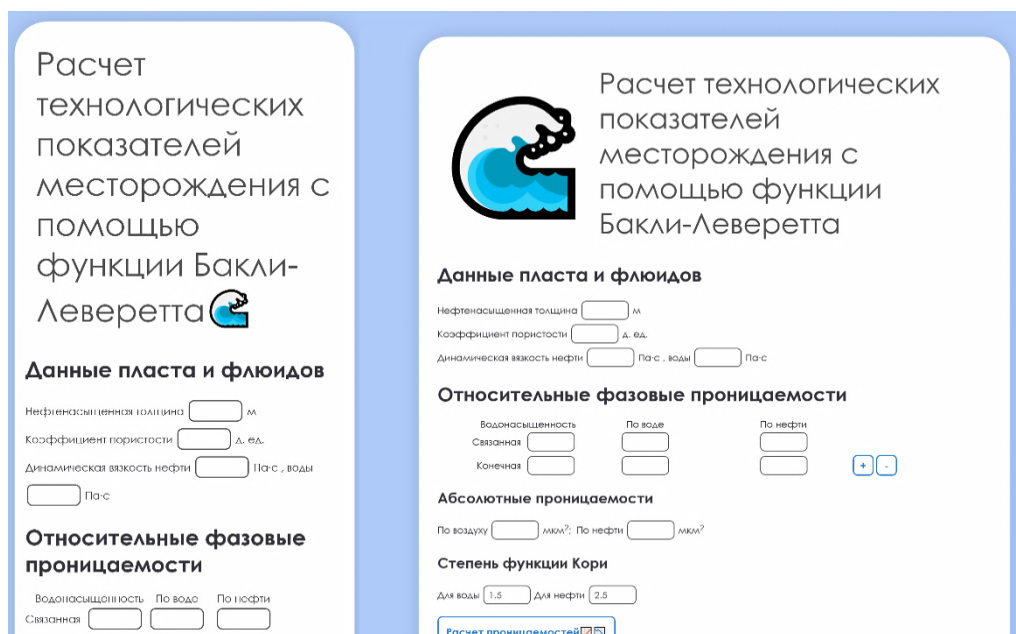


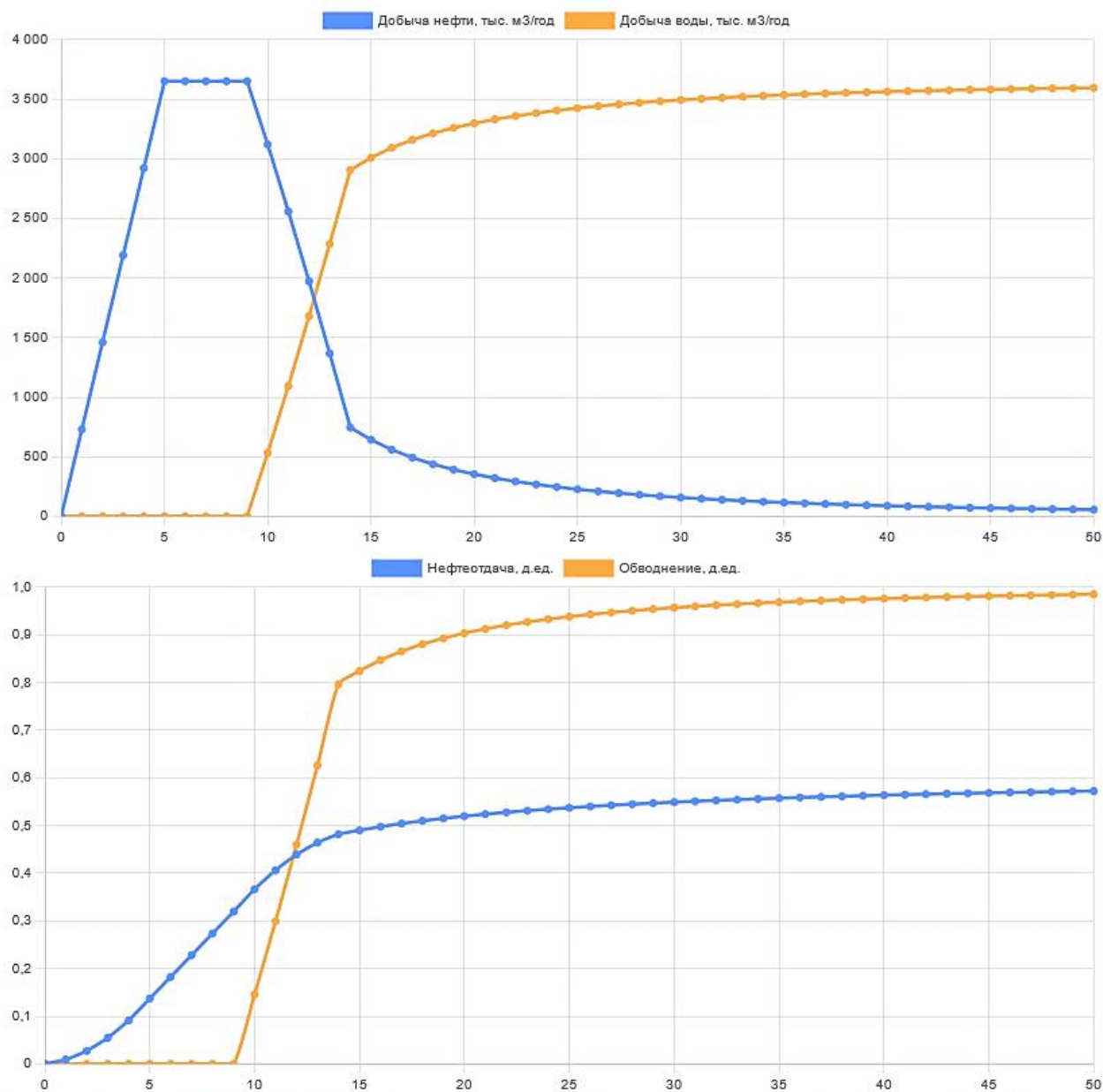
Рисунок 1 – Адаптивный дизайн веб-приложения. Справа – экран смартфона, слева – экран планшетного/персонального компьютера

Построенные с помощью веб-приложения кривые показаны на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2, веб-приложение дополнительно показывает основные параметры разработки и позволяет перенести рассчитанные данные в формат .csv, который может быть импортирован в программу MS Excel.

С помощью описанного веб-приложения были рассчитаны технологические показатели разработки объекта при однорядной, пятиточечной, семиточечной и девятиточечной систем разработки при последовательном вводе элементов для следующих начальных данных (табл. 2).

Предполагается, что каждый год в течение 5 лет в разработку будут вводиться N количество элементов в зависимости от используемой системы разработки (табл. 2), причем для расчета однорядной системы площадь ее элемента рассчитывается как площадь прямоугольника, со сторонами равными расстояниям между добывающей и нагнетательной скважинами.



За 50 лет будет добыто 175200.000 тыс. м³ жидкости, из которой объем нефти составляет 42265.054 тыс. м³, а воды - 132934.946 тыс. м³. Обводнение произойдет на 10.156 году.

Рисунок 2 – Вывод финальных результатов в веб-приложении

Таблица 2 – Начальные данные для расчета технологических показателей месторождения

Площадь нефтеносности, тыс. м ²	17996
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,3
Коэффициент пористости, д.ед.	0,2
Вязкость нефти, мПа·с	1
Вязкость воды, мПа·с	0,53
Коэффициент охвата заводнением, д. ед.	0,654
Проницаемость породы по воздуху, мкм ²	0,05
Проницаемость породы по нефти, мкм ²	0,041
Связанная водонасыщенность, д.ед.	0,345
Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	0,3
Расстояние между скважинами, м	600
Количество лет для расчета, лет	30
Количество лет для ввода месторождения в разработку, лет	5

Количество элементов однорядной системы, вводимых в год, шт.	9
Количество элементов пятиточечной системы, вводимых в год, шт.	10
Количество элементов семиточечной системы, вводимых в год, шт.	4
Количество элементов девятиточечной системы, вводимых в год, шт.	2
Объем воды, закачиваемый в элемент, м ³ /сут	150

Площадь элемента пятиточечной системы была представлена в виде квадрата, сторонами которого являются расстояния между добывающими скважинами. Площадь элемента семиточечной системы была условно заменена на окружность равной площади. Площадь элемента девятиточечной системы была представлена в виде квадрата, сторонами которого являются удвоенные расстояния между добывающими скважинами.

На рисунках 3 и 4 представлено сравнение графиков добычи нефти и воды для различных система разработки, а на рисунках 5 и 6 годовые показатели нефтеотдачи и обводнения.

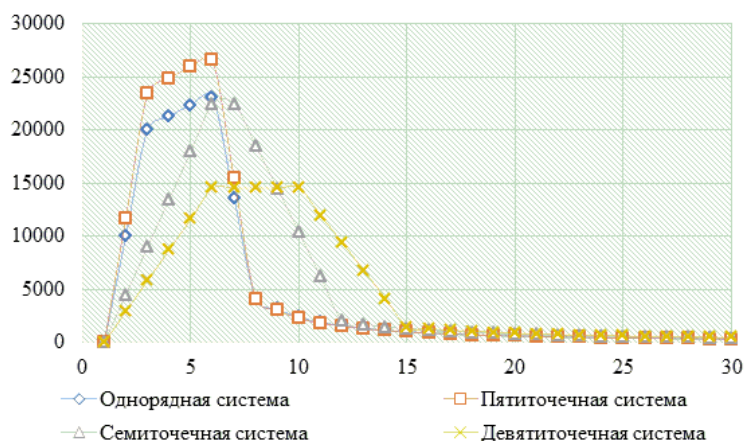


Рисунок 3 – Показатели годовых объемов добычи нефти для различных систем разработки

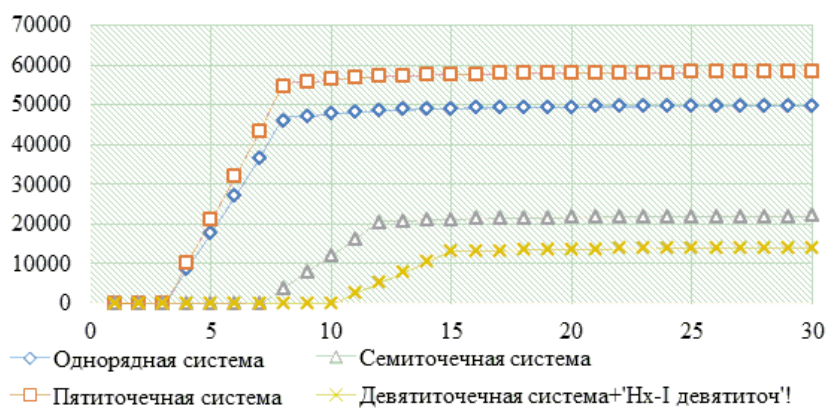


Рисунок 4 – Показатели годовых объемов добычи воды для различных систем разработки

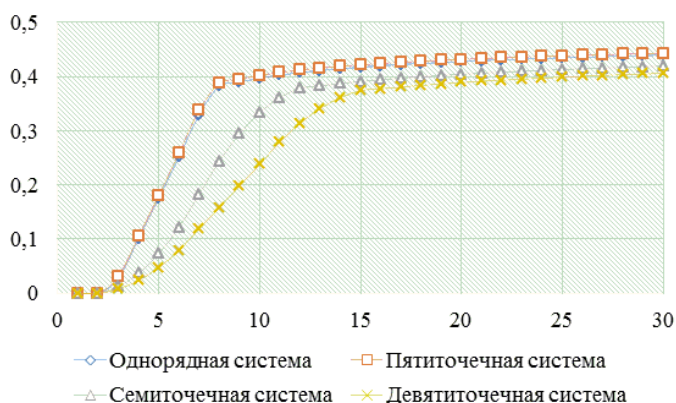


Рисунок 5 - Показатели годовой нефтеотдачи для различных систем разработки

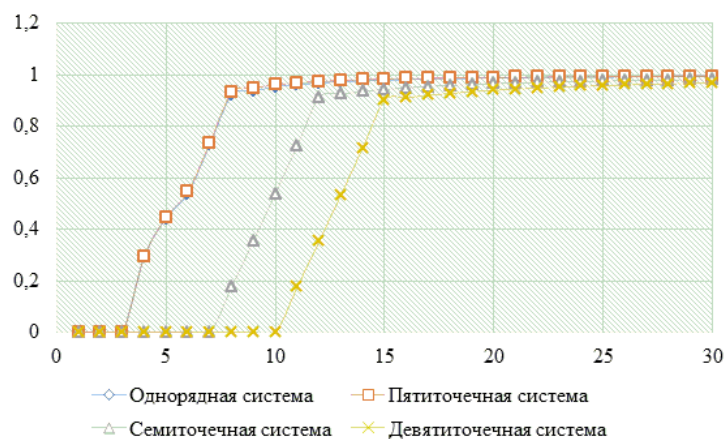


Рисунок 6 - Показатели годового обводнения для различных систем разработки

Полученные результаты были сведены в таблицу 3

Таблица 3 – Показатели разработки объекта

Показатель/Система	1-рядная	5-точечная	7-точечная	9-точечная
Год обводнения, год	2,7	2,315	6,013	9,258
Объем добытой жидкости, тыс. м ³	1452791,3	1698892,5	650977,5	420753,8
Объем добытой нефти, тыс. м ³	135277,9	151997,1	156558,5	147519,4
Объем добытой воды, тыс. м ³	1317513,3	1546895,4	494419	273234,4
Конечная нефтеотдача, %	44	44,4	42	40,7
Конечная обводненность, %	99,4	99,5	98,3	96,7

Как видно из полученных результатов (табл. 3), наибольший объем нефти будет добыт при семиточечной системе разработки, причем по добыче воды он оказался в 1,9 раз больше, чем при девятиточечном элементе.

Все варианты разработки показывают примерно одинаковые значения конечной нефтеотдачи и обводненности, среди которых самые большие значения принадлежат варианту разработки пятиточечной системой.

Стоит также отметить, что наибольшее время обводнения будет получено при девятиточечной системе месторождения. Это в основном зависит от площади, занимаемой одним элементом системы.

Таким образом, для данных начальных значений рекомендуется использовать семиточечную систему разработки месторождения ввиду наибольших объемов добытой нефти, полученной с помощью нее.

Представленный экспресс-метод расчета технологических показателей на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой Бакли-Левеверетта позволяет быстро оценить эффективность разработки того или иного объекта, основываясь на небольшом количестве исходных данных. Далее эти данные могут быть уточнены с помощью более сложного программного обеспечения или использоваться для дальнейших расчетов экономических показателей.

Библиографический список:

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. - 332 с.
2. James T. Smith Waterflooding / James T. Smith, William M. Cobb: 1997 - 584 p. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: 2010. - 325 с.
3. Мугатабарова А.А. Влияние смачиваемости карбонатных коллекторов на приемистость скважин при снижении пластовой температуры / Нефтегазовое дело. – 2018. – том 16, № 4. – С.25-30. <http://ngdelo.ru/article/view/9521> (Дата обращения: 25.12.2021)
4. Kewen Li Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water-wet porous media / Kewen Li, Roland N. Horne: 9 p.
5. Chart.js Open source HTML5 Charts for your website. URL: <https://www.chartjs.org/> (Дата обращения: 10.12.2021).

Микрофлора нефтяного пласта как фактор коррозионной опасности

Орлова И.О., Даценко Е.Н.,

Авакимян Н.Н., Чермит Т.А.

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар

На сегодняшний день проблема коррозии оборудования нефтедобычи весьма серьезна, так как она приводит к выходу из строя данного оборудования, наносит огромный ущерб экономике предприятия, ухудшает условия труда, загрязняет окружающую среду. Коррозия в сфере нефтегазового производства приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и разрешение этой проблемы является важной задачей.

В течение ряда лет на Прибрежном месторождении наблюдается преждевременный выход из строя оборудования вследствие коррозионного разрушения металла. Месторождение Прибрежное имеет достаточно сложную траекторию транспортной системы. Наличествует немало надземных и надводных переходов через различного рода препятствия, врезки в трубопровод от скважин, введенных в эксплуатацию после сооружения основного продуктопровода. Имеется участок трубопровода с переменным диаметром.

Продукция скважин группы Прибрежных месторождений для подготовки к внешнему транспорту по шлейфам скважин подается на УКПГ и К «Прибрежная» и УПГ-500 «Восточно-Прибрежная». Промысловая подготовка осуществляется по схеме двухступенчатой сепарации. Подготовленный к транспорту газ с УКПГ и К «Прибрежная» и УПГ-500 «Восточно-Прибрежная» поступает на УКПГ «Мечетская» и затем в магистральный газопровод Березанская КС – г. Славянск-на-Кубани. Жидкие углеводороды поступают в вертикальные резервуары, где происходит конечная подготовка жидких углеводородов, и перекачиваются насосами на пункт налива газового конденсата, расположенный в г. Славянск-на-Кубани. Теоретическое и практическое решение проблемы борьбы с коррозией имеет большое значение, так как коррозионные процессы затрагивают все технологическое оборудование, а также шлейфы скважин.

С целью выявления возможных причин коррозионного разрушения оборудования и трубопроводов был проведен анализ случаев замены отводов и участков с наибольшими коррозионными повреждениями на различных УПШС. Выявлена закономерность появления коррозионных повреждений в местах, где происходит резкое изменение геометрии потока. Видно, что наиболее часто коррозия проявляется на местах изгиба отводов на входе в УПШС и выходе из него (рисунок 1).

Также объектом, позволяющим оценить коррозионные повреждения, являются трубы, которые извлекаются на поверхность при ремонте шлейфов скважин. Визуальные наблюдения показали, что коррозионные дефекты локализуются по нижней образующей трубы.

На рисунке 2 представлен вид внутренней поверхности трубы, подвергшейся коррозионному разрушению. Видна равномерная внутренняя коррозия на относительно большой площади, а также локальные язвенные повреждения.

В месте разреза была измерена толщина стенок трубы. Среднее из 13 измерений 12 мм, стандартное отклонение 1,6 мм. В местах язвенных повреждений толщина стенки значительно уменьшена, вплоть до образования сквозных отверстий. Причинами локальной, неравномерной коррозии могут быть: состав среды, неоднородность металла, блуждающие токи, кавитация, механические воздействия, контактная и микробиологическая коррозия и др.

Опытным путем нами установлено, что в продуктах коррозии содержится связанный H_2S , поэтому, из вышеперечисленных причин наиболее вероятной является микробиологическая коррозия. в частности коррозия от деятельности СВБ (сульфатвосстанавливающие бактерии). СВБ представляют наибольшую коррозионную опасность среди бактерий. Это облигатные анаэробы, окисляющие органические вещества - пируват, лактат, сукцинат, малат, а также спирты. У некоторых сульфатвосстанавливающих бактерий обнаружена способность окислять молекулярный водород. Эти бактерии встречаются в реках, озерах, морях, океанах, почве, нефтепромысловых водах. В присутствии кислорода они обычно не развиваются, но могут сохранять жизнеспособность длительный период времени.

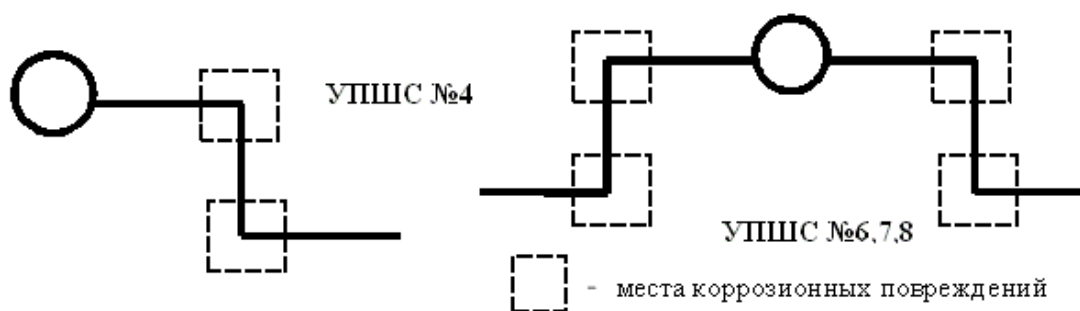


Рисунок 1 – Места коррозионных повреждений



Рисунок 2 – Коррозия внутренней поверхности

О присутствии СВБ также свидетельствует следующее:

- наличие в пластовых водах сульфат-ионов;
- мшистая структура продуктов коррозии;
- окрашивание поверхности (в зеленый, коричневый, черный или коричнево - красный цвета),
- наличие сероводорода в продуктах коррозии;
- относительно высокое содержание воды в продуктах коррозии.

С целью определения коррозионной активности флюида на месторождении в течение ряда лет службой мониторинга технологических процессов непосредственно на скважинах проводилось определение скорости коррозии образцов-свидетелей, установленных на наиболее коррозионно-активных скважинах. По результатам исследований, проводимых в период с 2014 г. по 2016 г. установлено, что в условиях работающих скважин С.-Прибрежного месторождения ввод ингибитора Scimol WS – 2111 значительно снизил скорость коррозии. Эффективность ингибиторной защиты по данным скважинам приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Эффективность ингибиторной защиты

№ скважины	Скорость коррозии до ввода ингибитора, мм/год	Скорость коррозии после ввода ингибитора, мм/год	Степень защиты металла от коррозии, %
№ 4	0,39	0,014	97
№ 20	1,14	0,12	89
№ 21	0,19	0,07	63

Ингибитор коррозии Scimol WS-2111 - ПАВ сложной композиции, проявляющий антибактериальные свойства против сульфатвосстанавливающих бактерий.

На основании анализа коррозионной ситуации на группе Прибрежных месторождений Краснодарского края были сделаны следующие выводы:

1. Локальная коррозия углеродистых и низколегированных сталей шлейфов скважин со стороны внутренних поверхностей труб инициируется в местах, благоприятных для жизнедеятельности микроорганизмов, в частности СВБ (сульфатвосстанавливающие бактерии). При этом начинает развиваться микробиологическая коррозия, образующая колонии зародышевых язв, являющихся очагом местной коррозии.

2. На последующих стадиях проявляется электрохимический механизм хлоридно-углекислотной коррозии.

3. Локальная коррозия стенки трубы сопровождается наводороживанием металла вокруг зародышей язв, приводящих к его охрупчиванию, что облегчает зарождение и распространение трещин.

4. Избирательное локальное разрушение металла нижней части нефтепроводных труб (канавочная коррозия) объясняется особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков (трехфазных нефтяных эмульсий) по трубопроводам. При этом углекислотная коррозия протекает при условии постоянного обнажения металла от экранирующей его защитной пленки и перевода металла в электрохимически активное состояние, а также при образовании активной макрогальванической пары между обнаженным участком металла и остальной поверхностью трубы, покрытой защитным осадком.

В результате многочисленных исследований в нашей стране и за рубежом также было установлено, что коррозия металла часто имеет биологическую природу. Согласно данным некоторых зарубежных исследователей, на счет микроорганизмов может быть отнесено до 3/4 всех потерь от коррозии, а в нефтедобывающей промышленности и все 85 %, причем в основном за счет деятельности сульфатвосстанавливающих бактерий. Таким образом, промышленное оборудование находится под постоянным воздействием общей равномерной коррозии и локальной микробиологической. Особенно опасной является последняя, поэтому следует предусматривать борьбу с нею.

Библиографический список:

1. Каменщиков Ф.А. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», Институт компьютерных исследований, 2007. – 412 с.
2. Андреева Д.Д. Коррозионно-опасная микрофлора нефтяных месторождений. – Казань: Вестник Казанского технологического университета, 2013. – 12 с.
3. Кушнарченко В.М. Биокоррозия стальных конструкций. – Оренбург: Вестник Оренбургского государственного университета, 2012. – С. 160 – 164.
4. Нанзатоол Ю.В. Биокоррозия объектов промышленных предприятий и методы защиты от нее. – Курск : Биосферная совместимость: человек, регион, технологии, 2015. – 79 с.

УДК 622.279.4

Расширение зоны воздействия закачиваемым газом по продуктивным отложениям московского яруса среднего карбона Вуктыльского НГКМ

Панкратова Е.И., Жданов К.Ю.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Тяжких С.В., Олесов Р.Ю.

Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» - Вуктыльское ГПУ, г. Вуктыль

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение относится к типу массивно-пластовых с большим этажом газоносности, характеризуется крупными размерами и запасами, неоднородным строением карбонатных коллекторов и высоким содержанием конденсата в газе. До 1993 г. разработка осуществлялась на режиме естественного истощения, интенсивные отборы газа на начальных этапах эксплуатации месторождения привели к тому, что значительная часть запасов конденсата осталась в пласте. Извлечение их традиционными методами разработки газоконденсатных месторождений не представлялось возможным.

В связи с этим был разработан метод активного воздействия на истощенный газоконденсатный пласт закачкой «сухого» неравновесного газа из системы магистральных газопроводов. Данный метод основан на иницировании процесса прямого испарения выпавшего в пласте конденсата в газовую фазу при его взаимодействии с неравновесным закачиваемым агентом, с последующим извлечением полученной смеси из пласта.

Закачка «сухого» газа осуществлялась по всему продуктивному разрезу (P_1-C) через нагнетательные скважины на участках комплексной подготовки газа поэтапно. Первым участком стал район УКПГ-8, далее районы УКПГ-1 (1997 г.), УКПГ-4 (2003 г.), УКПГ-2 (2004 г.) и УКПГ-3 (2017 г.) [1]. По результатам мониторинга процессов закачки газа и отбора продукции определены (и продолжается прослеживание) пути распространения фильтрации закачиваемого газа от нагнетательных скважин к добывающим [2]. За период реализации метода выявлены следующие основные положительные эффекты:

- замещение в пласте жирного газа нагнетаемым «сухим»;
- испарение за фронтом вытеснения легких фракций ретроградного конденсата в закачанный газ и последующее извлечение смеси из пласта;
- поддержание пластового давления в зоне воздействия и стабилизация работы как добывающих скважин, так и промысловой системы подготовки газа и конденсата к транспорту;
- оттеснение пластовой воды;
- увеличение продуктивности и сохранения фонда скважин;
- повышение газоконденсатотдачи пласта.

Несмотря на достигнутые успехи, остро стоит вопрос о повышении эффективности метода, вовлечении в процесс участков, слабо или вообще не охваченных воздействием «сухим» газом. С этой целью, после проведения комплекса промыслово-исследовательских и аналитических работ, был создан новый полигон воздействия закачиваемым газом в южной части основной газоконденсатной залежи в районе УКПГ-5. Разработка данного участка ведется с 1973 г. на режиме естественного истощения пластовой энергии. В структурном плане район расположен в пределах южной части среднего купола (южная периклиналь северного поднятия) и южного купола Вуктыльской структуры. Основными продуктивными отложениями являются карбонаты московского яруса среднего карбона (C_2m).

Выбор скважин для нагнетания «сухого» газа в пласт был сделан исходя из условия получения максимальной зоны охвата воздействием в продуктивных московских отложениях (C_2m) при минимальном количестве нагнетательных скважин. Также было учтено то, что скважины на момент организации полигона характеризовались крайне низкой продуктивностью, отсутствием условий фонтанирования – эксплуатация осуществлялась периодически в газлифтном режиме. При переводе скважин в режим закачки газа в пласт предполагалось увеличение продуктивности порядка 10 добывающих скважин данного района (рис. 1).



Рисунок 1 - Расположение скважин

Закачка газа по московским отложениям среднего карбона (C_2m) в скв. 196 и 230 началась в июне 2019 г. На первоначальном этапе нагнетания важно отследить пути продвижения закачанного газа по пласту к добывающим скважинам и зафиксировать момент поступления его в продукцию и начало добычи ретроградных углеводородов. Контроль реакции добывающих скважин на закачку газа осуществлялся на основе комплексов газоконденсатных, газодинамических и геофизических исследований. Проводился постоянный мониторинг дебитов газа и составов продукции скважин, отслеживалась динамика пластовых и забойных давлений (рис. 2), продуктивности, выполнялась геофизическая оценка рабочих интервалов поступления флюидов.

Детальный анализ проявления положительных эффектов в процессе воздействия на пласт закачкой «сухого» газа по отложениям московского яруса (C_2m) в районе УКПГ-5 рассмотрен на примере трех скважин, находящихся в разных частях полигона.

Добывающая скв. 190 расположена в своде южного купола. До закачки газа скважина эксплуатировалась способом в режиме периодического газлифта, условия устойчивого фонтанирования отсутствовали. Собственный (пластовый) дебит газа составлял около 16 тыс. $m^3/сут.$

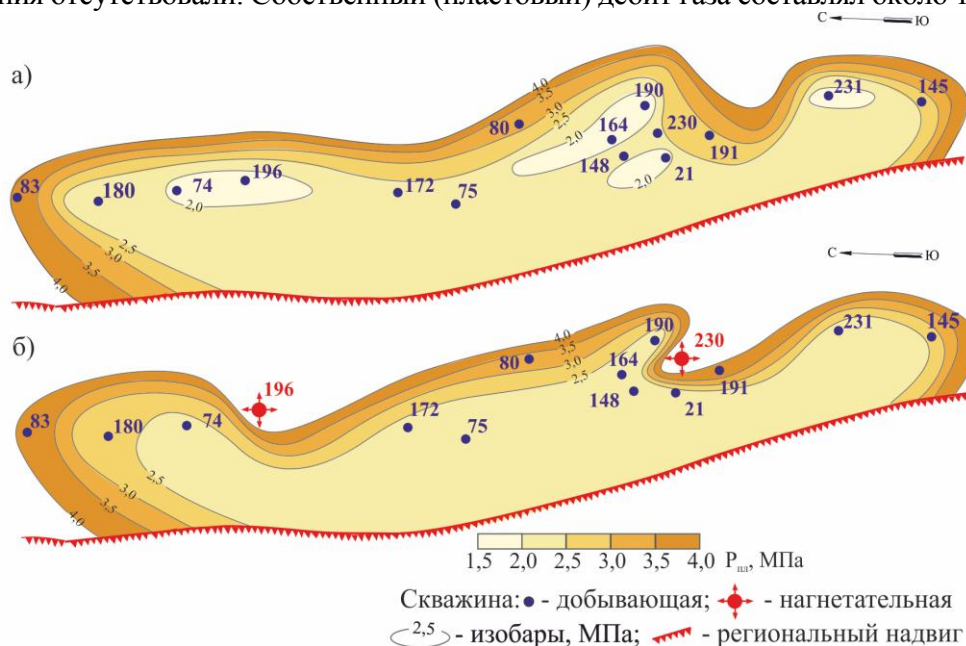


Рисунок 2 - Карта изобар продуктивных отложений C_2m на начало (а) и после (б) закачки газа в пласт

Поступление прорывного газа к забою скважины зафиксировано через девять месяцев после начала закачки в скв. 230, на текущий момент его доля в добываемом газе составляет 60 % и имеет тенденцию к росту, содержание C_{5+} в продукции (из расчета на 1 m^3 «сухого» газа продукции) – 55,1 г/ m^3 .

Рост пластового давления в отложениях московского яруса (C_2m), дополнительный приток мигрирующего газа закачки привели к увеличению продуктивности и дебита газа скважины, увеличению скорости газожидкостного потока до значения, обеспечивающего стабильный вынос жидкости с забоя скважины. В результате скважина была возвращена на фонтанный режим эксплуатации, суточный дебит газа составляет порядка 34 тыс. m^3 (рис. 3).

Скв. 180 расположена в южной части среднего купола и относится к району УКПГ-4, примыкающему к УКПГ-5. Скважина до начала закачки в скв. 196 уже имела установленную реакцию на закачку газа в скв. 141 (УКПГ-4). Вместе с тем по результатам газодинамических и газоконденсатных исследований (2021 г.) отмечено как увеличение пластового давления, дебита газа, доли прорывного газа в продукции, так и улучшение продуктивной характеристики благодаря снижению фильтрационных потерь.

Увеличение скорости фильтрации газожидкостного потока поспособствовало оттеснению динамического уровня жидкости ниже подошвы всего перфорированного интервала в отложениях московского яруса среднего карбона (C_2m) (рис. 4). Данный эффект, на фоне снижения объемов нагнетания газа в скв. 141 (УКПГ-4), может быть обусловлен только увеличением зоны охвата воздействием в московских отложениях среднего карбона (C_2m) со стороны южного купола от скв. 196 (УКПГ-5). Текущая доля закачанного газа в продукции скважины составляет 85 %, при этом содержание C_{5+} – 43,5 г/ m^3 .

Подводя итоги, можно отметить следующее:

- ✓ увеличение пластового давления в зоне дренирования отложений московского яруса (C_2m), охваченных воздействием закачиваемым «сухим» газом в пласт;
- ✓ увеличения объемов добычи углеводородного сырья;
- ✓ стабилизация режимов эксплуатации добывающих скважин.

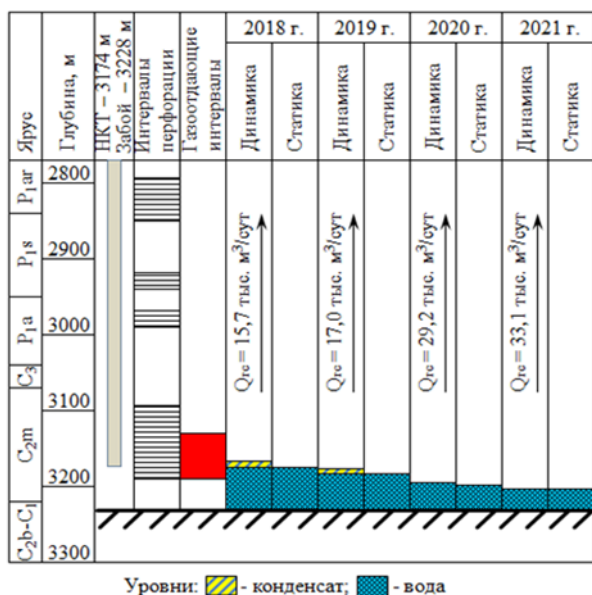


Рисунок 3 - Результаты газодинамических исследований скв. 190

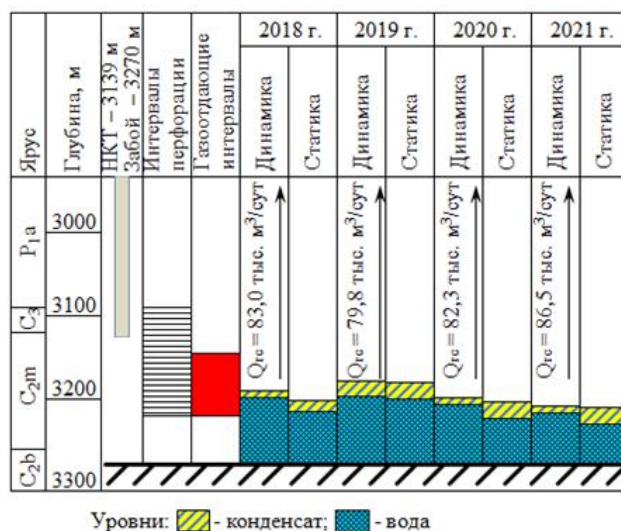


Рисунок 4 - Результаты газодинамических исследований скв. 180

Библиографический список:

1. Расширение зоны фильтрации закачиваемого газа по латерали и продуктивному разрезу в условиях применения методов повышения конденсатоотдачи на примере Вуктыльского НГКМ / Л.В. Юнусова, Е.И. Панкратова, С.В. Тяжких // Газовая промышленность. – 2018. – № 9. – С. 70–74.
2. Патент РФ № 2411358 РФ, МПК E21B47/10 (2006.01). Способ определения направления фильтрации внешнего газообразного агента в газоконденсатной залежи / Л.В. Юнусова, С.А. Самгина, П.В. Максимов – № 2009133707; заявл. 08.09.2009; опубл. 10.02.2011.

УДК 622.276

Растворы на углеводородной основе

Парфирьев В.А.

НГДУ «Талаканнефть», г. Якутск

Овчинников В.П., Рожкова О.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Восточно-Алинское месторождение в административно-географическом отношении находится на территории Ленского района Республики Саха (Якутия), входит в состав талаканской группы месторождений. Объектом разработки является пласт В₁₀ хамакинского горизонта. По данным литологических и петрофизических исследований пласт характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами, эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 4,1 - 16,1 м, средняя проницаемость $104,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Геологический разрез представлен карбонатными, терригенными и хемогенными породами. Поглощение промывочной жидкости обусловлено наличием закарстованных пород и пластовых интрузий. Для пластов характерны аномально низкие давления (порядка 11,0 МПа при средней вертикальной отметке их залегания в пределах 1460-1480 м², коэффициент аномальности 0,77) и низкие температуры со значениями в диапазоне 12-18 °С.

Наличие в разрезе месторождений Восточной Сибири соленасыщенных пропластков и низкие пластовые температуры обуславливают необходимость применения высокоминерализованных, либо безводных промывочных жидкостей – во избежании размыва солей и загустевания раствора.

По результатам анализа их применения было установлено:

– вскрытие продуктивного пласта насыщенным полисолевым биополимерным раствором (ПСБР) зачастую приводит к репрессии на пласт, иногда превышающие более чем на 40 % пластовое давление, что связано с его перенасыщением за счет растворения солевых пропластков и обогащения выбуриваемым шламом (прежде всего галитом и слаборастворимыми кальцитом и доломитом). Плотность промывочной жидкости перед входом в продуктивный горизонт составляет обычно 1200 – 1230 кг/м³.

- за счет увеличения степени минерализации солевого биополимерного раствора (СБР) повышается показатель фильтрации. Повышенное содержание ионов Cl (в большей степени), Ca и Mg в дисперсионной фазе бурового раствора приводит к снижению защитной функции полимерных реагентов «понижителей фильтрации» (КМЦ и полиакриламида). Наблюдается сворачиваемость развёрнутых конформационных форм макромолекул в глобулярное состояние, что способствует дополнительной кольматации прискважинной зоны пласта. Вместе с тем в образуемой системе «фильтрат бурового раствора – порода – нефть» на границе раздела фаз формируется повышенное поверхностное натяжение.

- использование буровых РУО позволило исключить образование шламовых корок, снизило кольматирующее воздействие в прискважинной части коллектора, но не решало вопрос катастрофических поглощений промывочных жидкостей, вплоть до полной потери циркуляции. Применения в этих условиях асбесто-солевого раствора (АСГР) способствовало частичному снижению фильтрации раствора в пласт. Однако не решало в полной мере проблемы кольматации ПЗП, а существующая двухступенчатая очистка (вибросита и гидроциклоны) не справлялась с ростом плотности раствора в процессе бурения, что лишь усиливало дальнейшее проникновение последнего в пласт, при этом добавки кольматанта (карбоната кальция), призванного сдерживать глубокое проникновения фильтрата, усугубляло проблему[1].

Приведенные результаты анализа позволяют говорить об эффективности и целесообразности использования буровых растворов на углеводородной основе.

Их перспективность и эффективность применения РУО обосновано: в более низком гидростатическом давлении по сравнению с водными растворами; исключено пагубное воздействие водной среды на фильтрационно-емкостные свойства пласта, выраженное в образовании стойких пластовых водонефтяных эмульсий и набухании ряда минералов, в частности глиноподобных, встречающихся в виде вкраплений во вмещающей породе, что в обоих случаях приводит к закупорке порового пространства и снижению проницаемости пласта.

Тем не менее для их широкого внедрения до настоящего времени не решены следующие вопросы:

✓ не определен оптимальный состав РУО для терригенных объектов рассматриваемой нефтегазоносной зоны (объект исследований). Состав РУО должен обеспечивать необходимое противодействие на пласт, исключить его фильтрацию в пласт, обеспечивать максимальный вынос выбуренной породы и не оказывать пагубного влияния на ФЕС пласта и окружающую среду;

✓ не оценена экономическая составляющая. Процесс приготовления РУО должен быть оптимизирован под условия удаленности месторождений с учетом минимальных затрат на первичные компоненты и их доставку на объект.

Вышеизложенное послужило основой проведения экспериментальных исследований, по результатам которых было установлено:

- на границе раздела фаз "нефть – раствор CaCl₂" наиболее эффективно снижают величину поверхностного натяжения эмульгаторы "CleaveFM", "MP-150". В первом случае коэффициент поверхностного натяжения (σ) уменьшается в 25.3 раза, при его содержании 10 кг/м³, в случае двойного увеличения (20 кг/м³) в 47.7 раза. Для MP-150 соответственно в 5,2 и 19.4 раза. При применении других типов эмульгаторов поверхностное натяжение также снижается, но не столь интенсивно;

- в дисперсионной среде нефть – "водный раствор CaCl₂" наиболее эффективны эмульгаторы вида «Нефтенол Н» и «ЭКС-МБ-м.Б». Стабильность раствора при их содержании порядка 10 кг/м³ составляет 100В и более. Для эмульгаторов вида «MP-150» и «ЛТМ» для достижения такого же уровня стабильности их требуется вдвое больше, т.е. порядка 20 кг/м³. В

дизельном топливе при концентрации эмульгатора 10 кг/м³ электропробой составляет порядка 150 В, наиболее эффективен эмульгатор «МР-150В». У остальных значения стабильности значительно ниже, не превышают 50В;

- содержание водной фазы раствора CaCl₂ плотностью 1170 кг/м³, для обеспечения плотности РУО не более 1100 кг/м³ на основе нефти – не должно превышать 60%, пластовой воды плотностью 1300 кг/м³ – не более 50%, на основе дизельного топлива той и другой не более – 30%.;

- для удешевления стоимости раствора наиболее целесообразно сочетание реагентов – основного с "ЛТМ". Последний представлен высшими карбоновыми кислотами с углеводородным радикалом C17-19, что позволяет ему выступать как эмульгатор-стабилизатор. Его использование повышает стабильность раствора, снижает вязкость и показатель фильтрации. Содержание может варьироваться от 10 до 20 кг/м³ ;

- по способности загущать(повышать вязкость раствора) наиболее эффективным реагентом является глина "Орбент 91". "Медиум – Э" также способствует загущению, но в меньшей степени. Структурообразующие свойства органофильных глин зависят от их концентрации и не зависят от сил электростатического взаимодействия между коллоидными частицами. Динамика набухания таблеток из исследуемых образцов глин также косвенно подтверждают сказанное. Таблетки, приготовленные из глинопорошка "Орбент -91" за первые сутки интенсивно набухают и увеличиваются в объеме более, чем на 50%, в то время как таблетки из глинопоошка «Медиум - Э» только на 20%. Тенденция сохраняется и в последующие сутки;

- добавка стабилизатора в виде негашеной извести (СаО) обеспечивает стабилизацию состава, увеличивает показатель электростабильности, не оказывает влияние на реологические свойства, утяжеляет систему, способствует снижению показателя фильтратоотдачи;

- гидрофобизирующие реагенты не снижают показатель фильтратоотдачи. При этом такие гидрофобизаторы, как «АБР», «ИВВ-1», «Основа ГС» и «ХПГ» способствуют увеличению напряжения при «электрическом пробое». Наиболее эффективным является гидрофобизатор «Основа ГС» при его содержании до 1% - показатель электропробоя (Э) увеличивается со 140 до 260 В, показатель фильтроотдачи снижается с 2,4 до 0,3 см³/за 30 мин. Оценка гидрофобизаторов (роллинг тест) на температурное воздействие (75°С) показала, что при использовании гидрофобизатора ИВВ-1 раствор после прогрева утратил стабильность, показатель фильтратоотдачи увеличился до 2 см³/за 30 мин; с добавкой «Основа ГС» изменений не отмечено, удельное электрическое сопротивление увеличилось в 5 раз, при введении "АБР" отмечено снижение стабильности в два раза, увеличение вязкости и фильтратоотдачи;

- загустители раствора: битум окисленный снижает фильтратоотдачу, но в меньшей степени, чем полиизобутилен "НПП-20М", повышающий динамическую вязкость.

Результаты исследований явились основанием рекомендации двух рецептов – на основе нефти и дизельного топлива, которые имеются **непосредственно на месторождении**. Их составы и свойства представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Рецептуры предлагаемых РУО

№ п/п	Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	T, °С	СНС, дПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	В, см ³ /30 мин	ρкг/м ³	μ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
На основе дизельного топлива										
1	Дизельное топливо	60-80	350 - 500	35-45	18 – 20 / 20 - 25	19 - 25	45 - 60	0,5 – 1,5	950-1090	0,13 - 0,14
	Органобентонит	1-3								
	Водный раствор CaCl ₂	14,5-30,5								
	Эмульгатор (Cleave-FM, МР-150)	1,5-2,5								
	Негашеная известь со степенью активности не менее 60 %, СаО	0-2								
	Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	0-2								
	Гидрофобизатор (АБР, Основа ГС)	1-2								

№ п/п	Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	T, °C	СНС, дПа	η, Па·с	τ ₀ , дПа	В, см ³ /30 мин	ρкг/м ³	μ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
На основе нефти										
2	Нефть, л Водный раствор CaCl ₂ (плотностью 1170 кг/м ³) Эмульгатор (НефтенолНз) Органофильная глина СаО (негашеная известь) Вторичный эмульгатор (ЛТМ) Гидрофобизатор (АБР, Основа-ГС)	70-90 15-19 1-2 1-3 1-2 1-2 1-2	700	100 - 200	0,5 - 2 / 15 - 35	35 - 65	30 - 100	0,5 - 2	900 - 950	0,13 - 0,14

В целях оценки их эффективности были исследованы следующие буровые растворы: ИЭР на минеральном масле - «Эмулькарб» марки М (ТУ 2458-015-50783875-2010), ООО НПП «Буринтех» г.Уфа; ИЭР на основе дизельного топлива - «Эмулькарб» марки Д (ТУ 2458-015-50783875-2010), ООО НПП «Буринтех» г.Уфа; ИЭР на основе минерального масла «Megadril М», ООО «ИКФ» г.Волгоград; ИЭР на основе дизельного топлива - «Megadril Д», ООО «ИКФ» г.Волгоград; ИЭР на основе дизельного топлива - предлагаемый; ИЭР на основе нефти - предлагаемый; буровой раствор на водной основе - солевой биополимерный буровой раствор (СБР) по рецептуре В.1 РД 5753490-077-2010; буровой раствор на водной основе - НМБРК-001 (Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»).

Рецептуры растворов были исследованы на воздействие поровой структуры пласта по образцам породы, отобранных из скважины № 304-27Р с глубины 1448-1470 м.

Технологические параметры буровых растворов при температуре 24 °С и при температуре пласта В₁₀ 10⁰С Алинского месторождения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технологические свойства исследуемых буровых растворов

№	Температура бурового раствора	Параметры										
		ρ, кг/м ³	T, c	600, мин ⁻¹	300, мин ⁻¹	СНС, дПа	η _{пл} , мПа*с	τ ₀ , дПа	В, см ³	T _ф , %	У/В вода	Э, Вт
«Эмулькарб» марки М												
1	t – 24 °С	1040	64	78	47	17/25	32	73	0	20	60/20	1700
	t – 10 °С	1040	120	125	74	21/37	51	110	0	20	60/20	1500
«Эмулькарб» марки Д												
2	t – 24 °С	1030	80	72	53	86/91	19	163	1	22	62/16	1600
	t – 10 °С	1000	н/т	185	141	259/240	44	465	1	22	62/16	1600
«Megadril» на мин. масле												
3	t – 24 °С	1035	48	47	29	42/71	18	53	4	8	64/26	400
	t – 10 °С	1035	70	64	38	38/71	26	60	4	8	64/26	400
«Megadril» на диз. топ.												
4	t – 24 °С	1030	80	58	36	50/77	22	67	5,2	24	54/22	500
	t – 10 °С	1030	144	102	60	52/82	42	86	5,0	24	54/22	500
Предлагаемый раствор «ИЭР - нефть»												
5	t – 24 °С	1000	60	71	42	11/14	29	62	1	10	60/30	650
	t – 10 °С	1000	140	151	88	38/71	63	120	1	10	60/30	650
Предлагаемый раствор «ИЭР - дизель»												
6	t – 24 °С	1000	80	58	37	34/41	21	77	1	8	52/40	800
	t – 10 °С	1000	145	95	58	47/57	37	100	1	8	52/40	800
СБР по рецептуре «СургутНИПИнефть»												
7	t – 24 °С	1193	80	110	68	28/39	33	168	16	10	0/90	2
	t – 10 °С	1193	180	174	106	53/67	68	182	16	10	0/90	2

В качестве базы сравнения принят применяемый СБР как более совершенный и широко используемый по сравнению с водными и глинистыми растворами.

Из полученных результатов сравнительных экспериментов можно заключить, что восстановление проницаемости для эмульсии на основе минерального масла: «Эмулькарб М» (Буринтех) составило – 46,7 %, для «Megadril–М» (ИКФ) – 57 %, для РУО– 100 %, для СБР – 18,1 %. После воздействия РУО на основе нефти коэффициент восстановления составил 75 – 100 %, СБР – 18,2 %.

Таким образом влияние РУО на фильтрационные свойства коллектора значительно ниже влияния промывочных жидкостей на водной основе и солевых буровых растворов. Изложенное явилось основанием их рекомендации для вскрытия продуктивных пластов Восточно-Алинского месторождения[2].

Предварительно, до начала бурения, на скважинах были проведены организационно-технические работы по модернизации и переобвязке циркуляционной системы буровой установки:

- емкость приготовления раствора объемом на 58 м³ была вынесена из эшелона буровой установки и расположена рядом с насосным блоком (напротив), снабжена крышкой с люками, двумя лопастными мешалками, диспергатором, гидросмесителем (эжектор) и рубашкой с обогревом водяным паром;

- смонтирован шнековый конвейер для выгрузки шлама в специальную ёмкость с блоком центральной системы грубой очистки (ЦСГО) бурового раствора и дополнительной вентиляционной системой;

- обеспечена герметичность сальниковых узлов и насосных установок, для предупреждения и исключения утечек жидкости и пара, а также попадания воды в циркуляционную систему.

В процессе бурения с использованием РУО на основе **дизельного топлива** были отмечены незначительные гидравлические сопротивления в скважине. Низкая плотность позволила «легче» доводить нагрузку на забой горизонтальных участков скважин. Присутствие выбуренной породы в объеме не влияло на реологические параметры в системе, значения пластической вязкости, ДНС и СНС оставались стабильными. Бурение осуществлялось до планового забоя в режиме депрессии, после чего была произведена промывка скважины в течение двух циклов (с поддержанием режима депрессии) и подъем компоновки в интервал башмака эксплуатационной колонны с постоянной циркуляцией. Заканчивание скважины осуществлялось путем создания эксплуатационного забоя открытого типа со спуском хвостовика с пакерующим элементом и фильтровой частью в интервале продуктивного пласта без цементирования затрубного пространства.

Описанная технология бурения в условиях депрессии позволила: сохранить ФЕС продуктивного пласта В10, его эксплуатационных качеств за счет исключения проникновения фильтрата бурового раствора и частиц выбуриваемой породы в пласт; предотвратить поглощения пластом бурового раствора и его взаимодействия с вещественным составом пород и пластовым флюидом, о чем свидетельствуют начальные дебиты скважин №125Гр - 73 т/сут и 102 Гр - 46,2 т/сут.

Раствор на основе нефти был применен также на трех скважинах при вскрытии коллекторов пласта В10 хамакинского горизонта. В этом случае была изменена типовая конструкция скважины – в части спуска эксплуатационной колонны в кровельную часть продуктивного горизонта В₁₀ (по вертикали), ниже отметки ГНК и цементирования до устья. Далее проводилось бурение горизонтального участка ствола скважины на депрессии.

Технология бурения заключалась в следующем. По окончании цементирования эксплуатационной колонны Ø 168 мм, проводился спуск компоновки, для разбуривания ее технологической оснастки, в скважину, состоящей из долота (Ø 142,9 мм), ВЗД и ТБТ (89 мм). Проводилось разбуривание ЦКОД, цементного камня и башмака эксплуатационной колонны с углублением забоя на 1-2 м и проработкой до свободного прохождения КНБК, затем осуществлялась промывка скважины рекомендуемым раствором, компоновка извлекалась на устье скважины для смены элементов КНБК, сборки новой КНБК с телесистемой EGSS и устанавливаемыми обратными клапанами с расстоянием между ними не менее 400 м.

Таблица 3 - Результаты оценки величины восстановления проницаемости кернового материала после воздействия буровых растворов

Распределение образцов по этапам эксперимента	Буровой раствор	Порядок установки образца в колонку на установке FDTS-140-100	Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)						Восстановление проницаемости на установке FDTS-140-100, %	Объем закаченной жидкости в керн, мл.	Объем порового пространства, мл
			Абсолютная газовая проницаемость параллельно напластованию, Кпр (мД)		Остаточная газовая проницаемость, %	Открытая пористость по гелию (Кп), %		Остаточная Открытая пористость, %			
			Начальная	После воздействия буровых растворов		Начальная	После воздействия буровых растворов				
					4			5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 этап – Эксперимент по сравнению ИЭР на основе дизельного топлива (3 рецептуры) и СБР	1.1 Эмулькарб марки Д (2)	1	607,61	475,7	78	12,36	12,48	100,9	43,6	0,9	2,65
		2	17,85	16,94	94	10,47	10,51	100,3			2,24
	1.2 СБР (7)	1	622,19	94,62	15,2	13,28	13,20	99,3	9	3,6	2,83
		2	14,75	2,03	13,7	8,90	8,96	100,6			1,92
	1.3 Megadril–D (ИКФ) (3)	1	666,11	640,65	96,2	13,56	13,80	101,7	47,6	2,2	2,89
		2	3,85	3,81	98,9	10,29	10,57	97,3			2,51
	1.4 ИЭР (диз.топливо) (6)	1	644,60	525,49	81,5	13,32	13,39	100,5	70,6	0,77	2,82
		2	15,19	14,36	94,5	8,68	8,82	101,6			1,58
2 этап – Эксперимент по сравнению ИЭР на основе минерального масла (3 рецептуры) и СБР	2.1 СБР (7)	1	105,36	19,22	18,2	6,73	6,74	100,1	18,1	6	1,44
		2	59,11	380,13	643	4,78	7,74	161,9			1,02
	2.2 Эмулькарб марки М (1)	1	105,51	102,23	96,8	11,25	11,44	101,6	46,7	0,073	2,42
		2	29,90	29,24	97,7	12,86	13,13	102			2,72
	2.3 Megadril –M (ИКФ) (4)	1	97,38	90,29	92,7	11,31	11,41	100,8	57	0,99	2,42
		2	40,71	39,88	97,9	13,27	13,36	100,6			2,78
	2.4 ИЭР (нефть) (5)	1	135,48	102,48	75,6	11,96	11,84	100,6	100	1,33	2,59
		2	24,50	24,92	101,7	12,56	12,7	97,6			2,67

Дальнейшее углубление ствола проводилось с использованием компоновки (ротор + ВЗД). Механическая скорость была ограничена - не более 15 м/час для обеспечения эффективного выноса выбуренного шлама, скорость вращения компоновки - не более 10 об/мин, с обеспечением требуемой осевой нагрузки. В процессе углубления ствола постоянно велся контроль количества выносимого шлама, при необходимости проводилось закачивание пачек раствора вязкоупругого состава (ВУС). Частота и объемы последних контролировались по выносу шлама и давлений.

Результаты опытно-промышленного внедрения показали, что предложенные в работе технологии вскрытия пласта В10 на растворах с углеводородной основой (будь то подготовленная нефть или дизельное топливо) выгодно отличаются от традиционных технологий вскрытия продуктивных горизонтов с применением растворов на водной основе.

Их внедрение позволило увеличить продуктивность скважин, прирастить добычу нефти и повысить рентабельность разработки месторождения[3]. Повторное использование значительно снизило затраты на приготовление раствора.

На сегодняшний день на месторождениях Восточной Сибири предлагаемый способ вскрытия продуктивного терригенного пласта рекомендован практически для всех скважин.

Библиографический список:

1. Парфирьев В.А., Палеев С.А., Ваганов Ю.В. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири // Известия вузов Нефть и газ. 2016. – № 6. – С. 97-100. Текст : непосредственный.
2. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Моисеев С. А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 3–14. Текст : непосредственный
3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т.: учебник для студентов вузов / Под общ. ред. В. П. Овчинникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2017. – Т. 3 – 342 с. Текст : непосредственный

УДК 622.276

Влияние обработки скважин с применением газоизолирующего агента на основе альфа-олефинсульфоната на состав попутно добываемой воды на месторождении УК

Петрухина Е.В., Щербакова К.В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Волгоград

Прорыв газа газовой шапки к забоям добывающих скважин является осложняющим фактором разработки морского месторождения УК. С целью решения данной проблемы были проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по испытанию технологии ограничения газопритока с пенообразующим агентом AOS-38 в эксплуатационных скважинах.

В 2013 году были проведены ОПР по обработке раствором реагента AOS-38 скважины 11 месторождения УК. В процессе исследования состава и свойств попутно добываемых вод в рамках гидрохимического мониторинга разработки месторождения в пробе воды, отобранной из скважины 11 после проведения обработки раствором AOS-38, было отмечено повышение концентрации сульфат-иона до 1952 мг/дм^3 при средних показателях по скважине $1222 \pm 13 \text{ мг/дм}^3$ за 2012 год и $1208 \pm 23 \text{ мг/дм}^3$ за 2013. На основании этого, было сделано предположение о влиянии обработки раствором AOS-38 на состав попутно добываемых вод, а именно о связи концентрации газоизолирующего агента на основе альфа-олефинсульфоната и содержания сульфат-ионов в выносимой на поверхность воде.

Поскольку попутно добываемые воды месторождения УК в дальнейшем поступают в систему поддержания пластового давления и закачиваются через водонагнетательные скважины в водоносную часть продуктивного пласта, их состав и свойства должны тщательно анализироваться.

Сульфаты при взаимодействии с двухвалентными катионами, присутствующими в составе вод, способны образовывать наиболее распространённые типы трудно- или нерастворимых солей – $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (гипс), $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (бессанит), CaSO_4 (ангидрит), BaSO_4 (барит) и SrSO_4 (целестин). Такие солеотложения способны накапливаться не только в эксплуатационных колоннах скважин, на поверхности глубинно-насосного оборудования и в системах внутринефтепромыслового сбора и подготовки нефти, но и в призабойной зоне пластов нагнетательных скважин, приводя к снижению коэффициента приёмистости и кольматации порового пространства [1].

Для попутно добываемых вод месторождения УК в широком диапазоне термобарических условий существует возможность выпадения из раствора сульфата стронция, что легко подтверждается расчётами [1]. Поэтому мониторингу концентраций сульфатов должно уделяться повышенное внимание, а все риски, связанные с технологиями, способными вызвать рост их содержания в воде, должны быть заранее предусмотрены.

В качестве объектов исследований были выбраны скважины 101, 103 и 105 месторождения УК. В соответствии с программой опытно-промышленных работ в августе 2018 г. была проведена их обработка пенообразующим раствором, в качестве которого использовался 2 мас. % раствор α -олефинсульфоната (торговое название реагента – Tainolin AOS-38%).

Определение количества α -олефинсульфоната натрия, вынесенного с попутной водой на поверхность, проведено согласно ГОСТ 28954-91 [2] методом двухфазного титрования с индикатором метиленовым синим и цетилтриметиламмоний бромидом в качестве катионного поверхностно-активного вещества.

Определение концентрации сульфат-ионов в попутно добываемых водах выполнено методом капиллярного электрофореза согласно ПНД Ф 14.1:2:4.157-99 [3] с использованием системы капиллярного электрофореза исполнения «Капель-105 М».

Величина концентрации сульфат-ионов в воде может существенно изменяться под влиянием ряда факторов, например, вследствие разбавления морскими или пресными водами, смешения с техническими жидкостями и т.д. Поэтому, чтобы учесть изменения, не обусловленные присутствием в воде АОС, необходимо ввести относительную величину. Такой величиной является распространённый в практике гидрохимических исследований коэффициент, численно равный соотношению эквивалентных количеств сульфат-ионов к хлорид-ионам ($r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100/r\text{Cl}^-$). Соотношения эквивалентных концентраций ионов позволяют делать более обоснованные выводы об изменениях состава и свойств вод, нежели отдельно взятые содержания того или иного компонента.

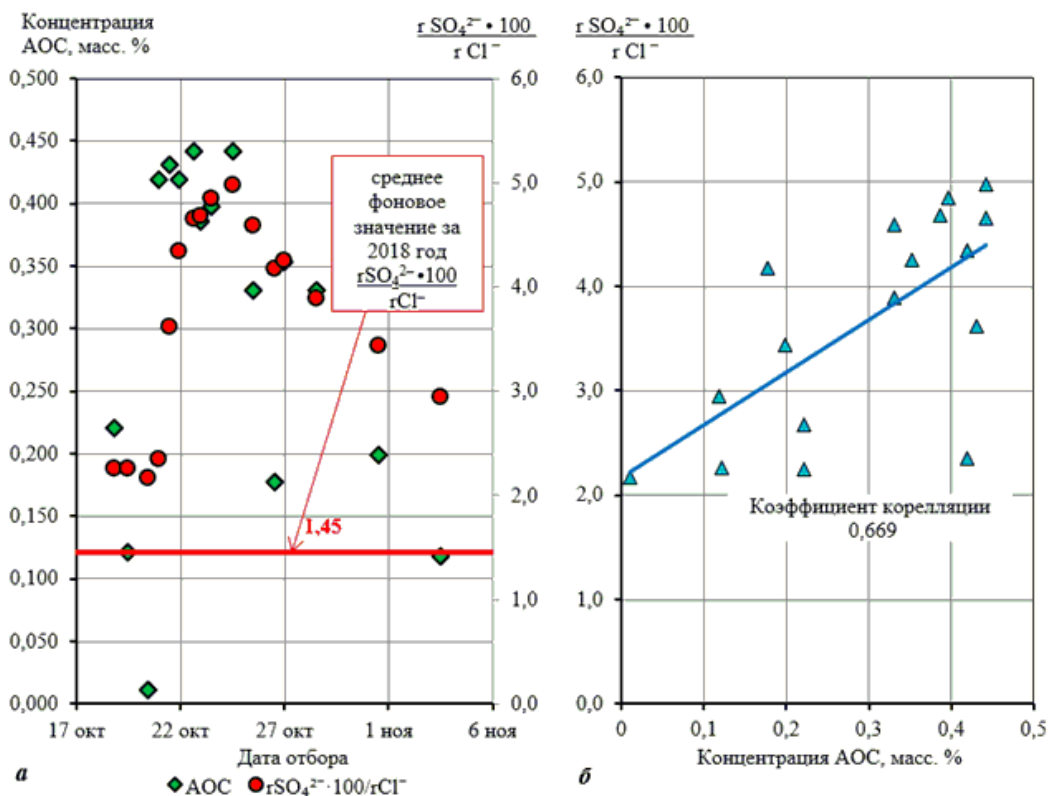
С 2012 года на месторождении УК ведётся гидрохимический мониторинг состава и свойств попутно добываемых вод по каждой из эксплуатационных скважин, поэтому фоновые значения концентраций компонентов состава вод и их соотношений хорошо известны. Среднегодовые значения величин $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100/r\text{Cl}^-$ в водах скважин за период 2018 года до проведения ОПП составляли: для скважины 103 – 1,33, скважины 105 – 1,82, скважины 101 – 1,45.

Всего в процессе ОПП с целью контроля выноса АОС было исследовано 62 пробы водной фазы: 17 проб из скважины 101, 27 проб из скважины 103, 18 проб из скважины 105.

На основании полученных данных построены графики изменения концентраций АОС и относительного содержания сульфатов в попутно добываемых водах во времени (рисунок 1-3).

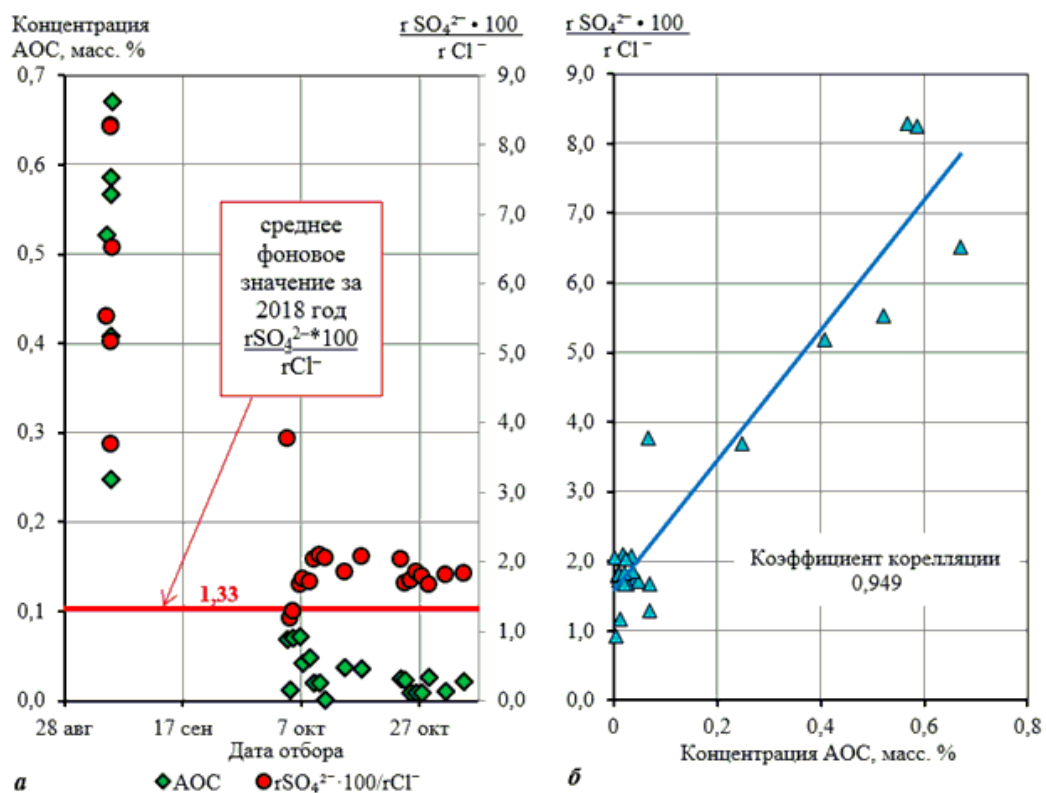
Из графиков видно, что изменения величин коэффициента $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100/r\text{Cl}^-$ и содержания АОС в пробах воды во времени носят схожий характер. Также на графиках нанесены линии, соответствующие средним за 2018 год фоновым значениям эквивалентного соотношения концентраций сульфатов и хлоридов в водах, выносимых скважинами 101, 103 и 105. Большинство значений $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100/r\text{Cl}^-$ после проведения ОПП лежит выше фоновых показателей для каждой из скважин (рисунок 1-3, а), что свидетельствует о повышенном содержании сульфатов в проанализированных пробах.

Также результаты измерений количества АОС в исследованных пробах и относительное содержание сульфат-ионов представлены на рисунках 1-3 (б). Анализируя расположение точек на графиках можно сделать предположение о наличии положительной зависимости, когда с ростом концентрации АОС увеличивается и значение $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100/r\text{Cl}^-$.



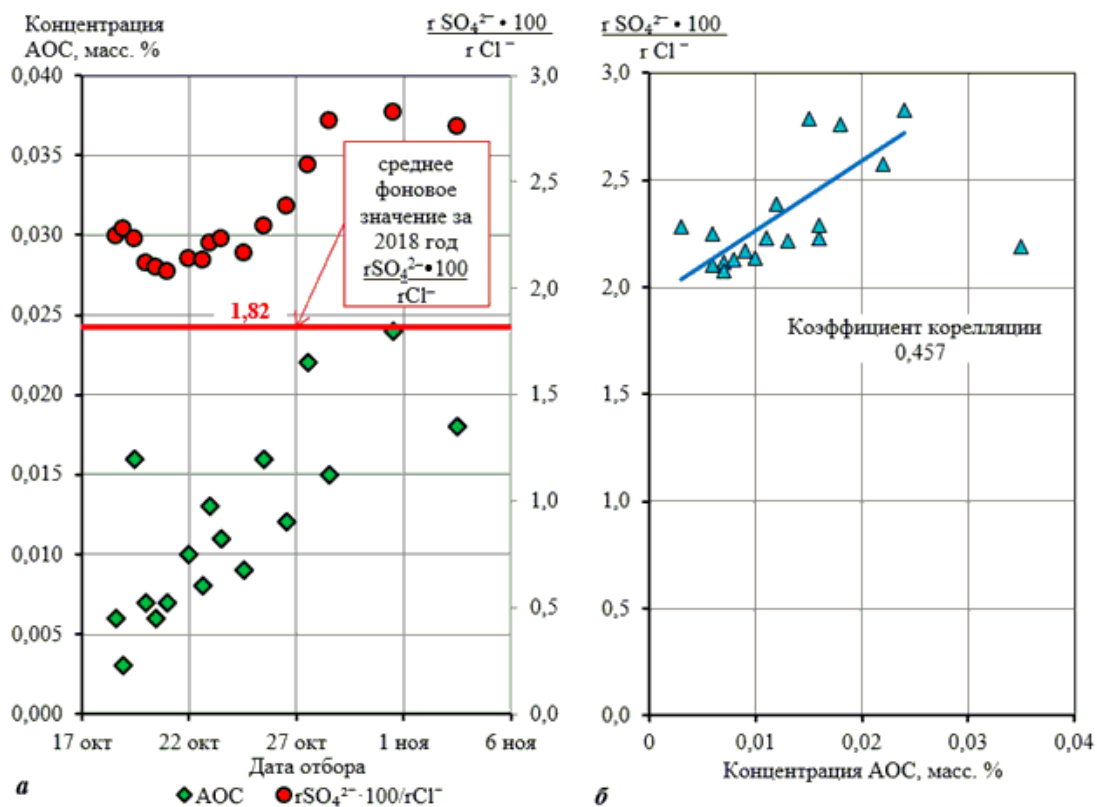
- а) динамика изменения концентрации АОС и содержания сульфатов вод во времени;
 б) зависимость значений коэффициента $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ от концентрации АОС

Рисунок 1 – Взаимосвязь концентраций АОС и содержания сульфатов в пробах воды, выносимой скважиной 101 месторождения УК



- а) динамика изменения концентрации АОС и содержания сульфатов вод во времени;
 б) зависимость значений коэффициента $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ от концентрации АОС

Рисунок 2 – Взаимосвязь концентраций АОС и содержания сульфатов в пробах воды, выносимой скважиной 103 месторождения УК



- а) динамика изменения концентрации АОС и содержания сульфатов вод во времени;
 б) зависимость значений коэффициента $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ от концентрации АОС

Рисунок 3 – Взаимосвязь концентраций АОС и содержания сульфатов в пробах воды, выносимой скважиной 105 месторождения УК

Для проверки гипотезы наличия линейной связи между концентрацией АОС и содержанием сульфатов, были рассчитаны коэффициенты корреляции (таблица 1) для соответствующих массивов данных по каждой из скважин [4].

Таблица 1 - Корреляционный анализ зависимости содержания сульфатов в попутных водах, выносимых скважинами после ОНР с обработкой раствором АОС-38

	скважина 101	скважина 103	скважина 105
коэффициент корреляции, r	0,669	0,949	0,457
t	3,491	14,979	2,054
$t_{\text{табл}}$	3,252	3,707	1,74
вероятность, α	0,995	0,999	0,900

Чем ближе по абсолютной величине коэффициент корреляции r к единице, тем сильнее связь между концентрацией АОС и количеством сульфатов в попутно добываемой воде (таблица 1). В данном случае наиболее сильная связь наблюдается в пробах из скважины 103 ($r=0,949$), а в пробах из скважин 101 и 105 – связь можно охарактеризовать, как среднюю.

При этом линейная связь между двумя величинами может считаться статистически доказанной, если критерий Стьюдента t , рассчитанный исходя из экспериментальных данных, будет больше $t_{\text{табл}}$ при заданном уровне вероятности (α) [4]. При этом наиболее высокая вероятность при статистической оценке (99,9 %) наличия линейной связи между концентрациями АОС и сульфатов в водах наблюдается также для скважины 103.

Таким образом, результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие выводы:

- закачка газоизолирующего состава на основе раствора альфа-олефинсульфоната (АОС-38) в ходе проведения ОНР оказывает влияние на состав попутно-добываемых вод, а именно – вызывает рост концентрации сульфат-ионов в них;

- наличие статистически доказанной линейной связи между концентрацией альфа-олефинсульфоната и содержанием сульфат-ионов в выносимых водах позволяет рассмотреть возможность организации дополнительного способа контроля выноса АОС, основанного на определении концентрации сульфат-ионов;

- полученная информация имеет практическое значение для организации дополнительных мероприятий по мониторингу состава попутно добываемых вод при проведении ОПР с использованием пенообразующих агентов на основе растворов АОС;

- с целью оценки влияния химических реагентов, закачиваемых в процессе ОПР на месторождениях, необходимо проводить гидрохимический мониторинг с определением как можно более полного состава попутно добываемых вод.

Библиографический список:

1. Кашавцев В.Е. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти: Учебное пособие / В. Кашавцев, И. Мищенко. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 134 с.
2. ГОСТ 28954-91. Вещества поверхностно-активные и средства моющие. Определение содержания анионоактивного вещества методом прямого двухфазного титрования вручную или механическим путем. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 6 с.
3. ПНД Ф 14.1:2:4.157-99 Методика измерений массовой концентрации хлорид-ионов, нитрит-ионов, сульфат-ионов, нитрат-ионов, фторид-ионов и фосфат-ионов в пробах природных, питьевых и очищенных сточных вод с применением системы капиллярного электрофореза «Капель». Москва 1999 г. (издание 2013 г.) – 41 с.
4. Поротов Г.С. Математические методы моделирования в геологии: учебник / Г.С. Поротов. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет), 2006, - 233 с.

УДК 622.244.5:532.574.2

Рекомендации к планированию и проведению трассерных исследований

Рочев А.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Специалистами по исследованию нефтегазовых пластов трассерные исследования рассматриваются как один из немногочисленных прямых методов изучения пласта и фильтрационного потока. Это и понятно и обосновано самой сутью метода – маркировкой потока закачиваемой жидкости с помощью трассирующего вещества и последующим контролем его выхода. Несмотря на то, что в последние годы в технологии проведения трассерных исследований появились новые направления (применение наночастиц в качестве трассера, контроль работающих интервалов в нагнетательных скважинах) наиболее распространенной схемой проведения исследований (по крайней мере в Тимано-Печоре) остается традиционная схема исследования движения потока воды от нагнетательной скважины к добывающей и использования в качестве трассеров водорастворимых веществ (карбамид, уранин и пр). При такой схеме исследования планирование работы, после того как выбраны скважины для исследования, предполагает ответы на следующие вопросы:

1. Какие индикаторы применять?
2. В каком количестве проводить закачку индикатора в пласт?
3. Отбирать ли фоновые пробы и в каком количестве?
4. С какой периодичностью и как долго вести наблюдения за выходом трассера?

В сложившейся на сегодняшний день практике, исследования в большинстве случаев проводится подрядной организацией, выигравшей тендер на проведение данного вида работ. Поэтому и контурами для планирования работ являются: техническое задание на проведение работ и объем финансирования, регламенты заказчика (если таковые существуют), геологические и технологические условия на месторождении и опыт исполнителя работ.

В статье, на основе проведения ретроспективного анализа, даются рекомендации к планированию и проведению трассерных исследований.

Для анализа использованы данные о проведенных трассерных исследованиях за период с 2004 по 2020 годы на ряде месторождений Тимано-Печорской провинции (Усинское, Харьягинское, Возейское, Салюкинское, Сандивейское, Веякшорское и др.). Источником данных были отчеты о проведенных исследованиях.

В результате проведенной работы сформулированы следующие рекомендации:

По части выбора типа веществ и их количества. Очевидно, что количество применяемых индикаторов в первую очередь определяется числом исследуемых нагнетательных скважин. В теории должно работать правило - «одна нагнетательная скважина – один индикатор», поскольку при обнаружении трассера в добывающей скважине мы должны быть однозначно уверены в источнике его поступления. Однако на практике это далеко не всегда выполнимо по целому ряду объективных причин: усложнение химического анализа, логистики работ, усилением государственных требований к контролю за оборотом химических веществ, что ведет к значительному росту стоимости работ. В этой ситуации, при планировании работ всегда возникает противоречие между охватом пласта исследованиями и однозначностью получаемых результатов. Зачастую считается, что значительные расстояния между исследуемыми скважинами могут быть обоснованием отхода от принципа «одна нагнетательная – один индикатор». Проведенный анализ показывает, что распространение индикатора может происходить на значительные (в масштабах месторождения) расстояния. Поэтому при планировании исследования, особенно в условиях жестко установленных лимитов финансирования, рекомендуется смещать акцент в сторону получения достоверных результатов, пусть даже в ущерб охвату пласта исследованием и не применять одновременно один индикатор для разных нагнетательных скважин.

Также необходимо отметить, что в большинстве случаев выбор типа веществ производится без учета их совместимости с конкретными геологическими условиями (тип коллектора, свойства пластовых вод и нефти). В большей степени полагаются на опыт предыдущих работ. Специальные исследования на совместимость не проводятся. Причины такого подхода в целом также объективны. Исследования на совместимость порой до заключения договора на проведение работ и невозможно провести. В связи с этим рекомендуется применение так называемых полииндикаторных исследований. В этом случае в одну нагнетательную скважину добавляется несколько индикаторов и на выходе сравнивается динамика выхода каждого из них. С одной стороны такой подход усугубляет проблему количества веществ для исследования, о которой говорилось выше, но повышение достоверности получаемых результатов, пусть даже в ущерб охвату пласта исследованиями кажется нам более важной задачей.

Вопрос о массе индикатора, помещаемого в пласт. Эта проблема особенно остро проявляется в тех случаях, когда регламентные документы заказчика достаточно жестко устанавливают правила расчета масс закачки. Дело в том, что некоторые зависимости, приведенные в литературе и оттуда перекочевавшие в регламентную документацию, ставят концентрацию закачки индикатора в линейную связь с поровым объемом исследуемой области пласта, что для существенных расстояний и толщин пластов приводит к крайне большому массам закачки (до десятков тонн). Жесткое следование регламенту в этих случаях приводит к непомерному для исполнителя росту стоимости проведения работ. С учетом того, что как уже говорилось выше, специальных исследований на совместимость никто не проводит, такие требования не повышают достоверности получаемых результатов. Исходя из этого, рекомендуется концентрацию закачиваемого индикатора выбирать как раз исходя из опыта проведенных ранее на данном месторождении работ. Впрочем при этом, схема проведения и контроля за проведением работ и форма представления исполнителем результатов не должна оставлять сомнения в том, что вещество действительно было обнаружено, а лабораторные методы определения индикатора уверенно фиксируют указанные в отчетах концентрации.

Отбирать ли фоновые пробы и в каком количестве? Этот вопрос, при все его важности с точки зрения достоверности полученных результатов, как показывает ретроспективный анализ,

является «проходным» и порой в отчетах даже не упоминается. Стандартной является практика взятия одной фоновой пробы в каждой добывающей скважине. Ошибочность такого подхода становится очевидной, если внимательно посмотреть на графики выхода индикатора (один из них приведен на рисунке ниже).

В данном случае объектом внимания должны быть не столько моменты выхода индикатора (т.н. порции), сколько интервалы между ними. Динамика выхода индикатора в большинстве случаев представляет собой краткие «всплески» возникающие через длительные промежутки отсутствия индикатора. Также проведенный статистический анализ зависимости величины максимальной концентрации в порции от времени ее выхода не выявил четкой тенденции к снижению концентрации (т.е. порции с высокой концентрацией могут выйти и на поздних этапах наблюдения). По этой причине, практика когда берется единичная проба (несколько минут набора пробы в емкость) и на этом основании делается вывод об отсутствии индикатора в воде выглядит, мягко говоря, не убедительно. Поэтому рекомендуется период фоновое наблюдения делать не слишком коротким (не менее двух-трех недель). Для снижения стоимости этого периода работ, можно отбирать «накопительные» пробы, с целью анализа концентрации на уровне «есть-нет».



Рисунок 1 – Динамика выноса порций индикатора

С какой периодичностью и как долго вести наблюдения за выходом трассера? Проблема периодичности и длительности наблюдения – главная с точки зрения общей стоимости работ: чем чаще и дольше отбираются пробы, тем, очевидно, больше их количество. Именно лабораторный анализ составляет основные затраты на проведение работ. И если общая длительность работ чаще всего определяется техническим заданием, то вопрос о периодичности отбора проб зачастую жестко не регламентируется. Стандартным сложившимся подходом является отбора раз в сутки в первые недели наблюдения с последующим его увеличением, в некоторых случаях до одного раза в неделю. На основе статистического анализа можно сказать следующее: интервальности в один раз в сутки в первые дни наблюдения явно недостаточно. Скорость первых порций индикатора может достигать порядка нескольких километров в час, поэтому первые пробы индикатора должны быть отобраны в первые же часы после закачки индикатора и в первые сутки отбираться с интервалом в несколько часов. Дальнейшее увеличение интервала отбора проб – объективная необходимость (иначе слишком сильно возрастает стоимость работ). Однако и отбора проб один раз в неделю практически не имеет смысла: «поймать» выход порции при это становится статистически маловероятно.

Библиографический список:

1. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.

Упоминания об искусственных сооружениях для добывания воды относятся к 3 веку до нашей эры, в этих сооружениях использовались простейшие механизмы для транспортировки воды: ворота, водоподъемные колеса, черпаковые машины [1]. В настоящее время для перекачки жидкостей используются насосы, которые различаются по принципу действия, по характеристикам, по перекачиваемой жидкости.

Использование насосов в производственных процессах позволяет организовать равномерную подачу или откачку жидкости, снизить трудозатраты. Однако, насос — это оборудование, находящееся под давлением, которое необходимо безопасно эксплуатировать.

Для повышения безопасности работников при эксплуатации технических систем и устройств работодатель применяет различные методы и способы защиты, например, организует проведение экспертиз промышленной безопасности, специальной оценки условий труда, внутреннего аудита, по результатам которых разрабатываются мероприятия, которые направлены на снижение воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов на работников, на повышение надежности эксплуатируемого оборудования. Однако методы контроля должны иметь постоянный характер, а не периодический.

В связи с выше написанным предлагаю рассмотреть в качестве средства контроля надежности насосов разработку математической модели. В данной работе в качестве объекта моделирования будет насос лопастной центробежный.

С помощью показателей надежности можно решить ряд задач, представляющих практический интерес. По заданному значению вероятности безотказной работы определяется технический ресурс или срок службы оборудования. В течение установленного времени надежность агрегата будет практически не изменой.

Аналогичным образом можно обосновать необходимые сроки ревизий и ремонтов сооружений и периодичность поступления необходимых запасных частей и деталей. По количественным показателям надежности можно сравнивать различные схемы компоновки насосной станции, решать задачи резервирования, находить оптимальные варианты обслуживания сооружений станций ремонтными бригадами и др.

Оценка надежности работы узлов, агрегатов и эксплуатации насосов в целом требует длительного и разностороннего наблюдения за работой оборудования. Персоналу необходимо с момента пуска первых агрегатов начинать систематическое накопление статистического материала. При этом особое внимание следует уделять на причины дефектов узлов и деталей и причины отказов, на снижение КПД, подачи и напора насосов в процессе эксплуатации, на изменение во времени вибрации опорных узлов агрегатов и других параметров, на степень износа отдельных частей оборудования [1].

Общая надежность всей системы при предположении независимости отказов разных видов у элементов, составляющих её, равна

$$P_{\text{общ}} = P_k \cdot P_m \cdot P_n, \quad (1)$$

где P_k – вероятность безотказной работы системы по непрогнозируемым внезапным отказам;
 $P_m = 1$ – вероятность безотказной работы системы при постепенном изменении параметров, выход которых за допустимые границы не всегда удается предупредить (примем за 1, будем считать, что насос самостоятельно не выходил за установленные параметры);

P_n – вероятность безотказной работы системы, обусловленная наличием элементов, отказы которых являются внезапными и могут быть предотвращены высоким качеством обслуживания.

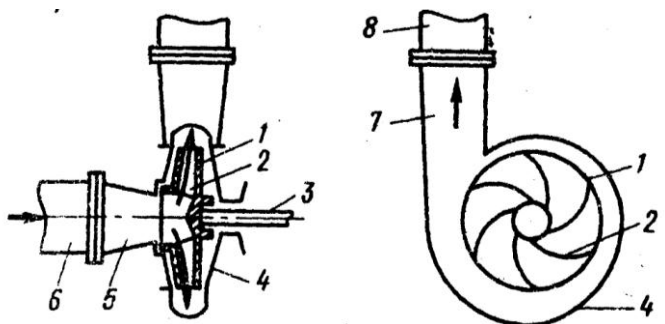
Итак, далее необходимо рассмотреть составляющие общей надежности. Вероятность безотказной работы системы по непрогнозируемым внезапным отказам, связанным с различными нагрузками, определяется следующим образом. Нагрузка, например, вибрация

определяется следующими параметрами частота колебаний, амплитуда и время, соответственно нагрузка представляет собой некоторую функцию с параметрами $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$. Далее необходимо учесть вероятность того, что не произойдет отказ i -го элемента в следствие нагрузки, обозначим как $p_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$. Учитывая выше написанное, получаем формулу для нахождения P_k [2]:

$$P_k = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} (n_{\text{раз}}) \int_{-\infty}^{\infty} f(x_1, x_2, \dots, x_n) \left[\prod_{i=1}^k p_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \right] dx_1 dx_2 \dots dx_n, \quad (2)$$

На практике отказ большинства элементов происходит в основном только из-за одного главного воздействия для этого элемента, но чтобы удостовериться в этом далее воспользуемся П-теоремой.

Необходимо рассмотреть структуру и принцип работы центробежного насоса. Основным рабочим органом центробежного насоса является свободно вращающееся внутри корпуса колесо, насаженное на вал. Рабочее колесо состоит из двух дисков (переднего и заднего), отстоящих на некотором расстоянии друг от друга. Между дисками, соединяя их в единую конструкцию, находятся лопасти, плавно изогнутые в сторону, противоположную направлению вращения колеса. Внутренние поверхности дисков и поверхности лопастей образуют так называемые межлопастные каналы колеса, которые при работе насоса заполнены перекачиваемой жидкостью.



а) – продольный разрез; б) – поперечный

1 – рабочее колесо; 2 – лопасти рабочего колеса; 3 – вал; 4 – корпус; 5 – всасывающий патрубок; 6 – всасывающий трубопровод; 7 – напорный патрубок; 8 – напорный трубопровод

Рисунок 1 – Центробежный насос

При вращении колеса на каждую часть жидкости (массой m), находящейся в межлопастном канале на расстоянии r от оси вала, будет действовать центробежная сила, определяемая выражением

$$F_{\text{ц}} = m \cdot \omega^2 \cdot r, \quad (3)$$

где ω – угловая скорость вала, рад/с.

Под действием этой силы жидкость выбрасывается из рабочего колеса, в результате чего в центре колеса создается разрежение, а в периферийной его части – повышенное давление. Для обеспечения непрерывного движения жидкости через насос необходимо обеспечить подвод перекачиваемой жидкости к рабочему колесу и отвод от её от него.

Жидкость поступает через отверстие в переднем диске рабочего колеса по всасывающему патрубку и всасывающему трубопроводу. Движение жидкости по всасывающему трубопроводу происходит вследствие разности давлений над свободной поверхностью жидкости в приемном бассейне (атмосферное) и в центральной области колеса (разрежение).

Для отвода жидкости в корпусе насоса имеется расширяющаяся спиральная камера (в форме улитки), куда и поступает жидкость, выбрасываемая из рабочего колеса. Спиральная камера (отвод) переходит в короткий диффузор, образующий напорный патрубок, соединяемый с напорным трубопроводом [1].

Основными параметрами насоса любого типа являются производительность (подача), напор и мощность, а также коэффициент полезного действия и частота вращения вала рабочего колеса.

Производительность или подача, Q , ($\text{м}^3/\text{с}$) определяется объемом жидкости, подаваемой насосом в нагнетательный трубопровод в единицу времени.

Напор H (м) характеризует удельную энергию, которая сообщается насосом единице веса перекачиваемой жидкости. Этот параметр показывает, на какую величину возрастает удельная энергия жидкости при прохождении ее через насос, и определяется с помощью уравнения Бернулли. Напор можно представить, как высоту, на которую может быть поднят 1 кг перекачиваемой жидкости за счет энергии, сообщаемой ей насосом.

$$H = \frac{p_H}{\rho \cdot g} = \frac{(p_{\text{ст.в.вых}} + \frac{\rho \cdot V_{\text{вых}}^2}{2})}{\rho \cdot g} - \frac{(p_{\text{ст.в.вх}} + \frac{\rho \cdot V_{\text{вх}}^2}{2})}{\rho \cdot g}, \quad (4)$$

при одинаковых всасывающих и напорных трубопроводах:

$$H = \frac{p_H}{\rho \cdot g} = \frac{(p_{\text{ст.в.вых}} - p_{\text{ст.в.вх}})}{\rho \cdot g}, \quad (5)$$

Мощностью насоса (мощностью, потребляемой насосом) называется энергия, подводимая к нему от двигателя за единицу времени. Мощность можно определить из следующих соображений. Каждая единица веса жидкости, прошедшая через насос, приобретает энергию в количестве H , за единицу времени через насос протекает жидкость весом $\rho g Q$. Следовательно, энергия, приобретенная за единицу времени жидкостью, прошедшей через насос, или полезная мощность насоса:

$$N_{\text{п}} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H, \quad (6)$$

Мощность насоса на валу N больше полезной мощности $N_{\text{п}}$ на величину потерь в насосе, которые учитываются коэффициентом полезного действия насоса:

$$N = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_{\text{н}}}, \quad (7)$$

где $\eta_{\text{н}} = \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{V}} \cdot \eta_{\text{Г}}$ - коэффициент полезного действия насоса;

$\eta_{\text{мех}}$ - механический КПД;

η_{V} - объемный КПД;

$\eta_{\text{Г}}$ - гидравлический КПД.

Оптимальная и надежная работа насоса невозможна без учета таких факторов, как: кавитация, вибрация, осевая нагрузка, объемные и локальные завихрения потока.

1. Кавитация – нарушение сплошности жидкости, которое происходит в тех участках потока, где давление, понижаясь, достигает некоторого критического значения. Этот процесс сопровождается образованием пузырьков, наполненных парами жидкости или газа, выделившегося из жидкости. Находясь в области пониженного давления, пузырьки увеличиваются и превращаются в каверны. Затем эти пузыри уносятся в область с давлением выше критического, где разрушаются.

Для количественной оценки степени развития кавитации и анализа вопроса о выборе допустимых значений высоты всасывания пользуются критерием – кавитационным запасом.

Для нормальной бескавитационной работы насоса необходимо, чтобы давление на входе в насос было выше критического, в качестве которого принимают давление насыщенных паров. В противном случае в местах падения давления ниже давления насыщенных паров начинается кавитация и работа насоса ухудшается. Для того чтобы этого не произошло, удельная энергия потока на входе в патрубок должна быть достаточной для обеспечения скоростей и ускорений в патке при входе в насос и преодоления сопротивлений без падения местного давления до значения, ведущего к образованию кавитации.

$$\Delta h = \text{Э} - \frac{p_{\text{пар}}}{\rho \cdot g} = \frac{p}{\rho \cdot g} + \frac{v^2}{2 \cdot g} - \frac{p_{\text{пар}}}{\rho \cdot g}, \quad (8)$$

где Э – удельная энергия потока на входном патрубке насоса, Дж;

$p_{\text{пар}}$ – давление насыщенных паров, Па;

p – давление на входе в насос, Па.

2. Завихрения

Завихрения образуются при турбулентном режиме течения жидкости. В качестве параметра, характеризующего образование завихрений рассмотрим число Рейнольдса, которое можно найти по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot D \cdot \rho}{\eta}, \quad (9)$$

где η – вязкость жидкости, Па·с;

D – диаметр, м.

3. Вибрация

Возникновение вибрации при работе насосного оборудования обусловлено механическими колебаниями во вращающихся деталях насосов, перепадами давления жидкости, радиальными гидродинамическими силами в потоке. Основными параметрами вибрации являются: виброперемещение, виброскорость и виброускорение. В качестве параметра вибрации будем использовать виброускорение, так как оно является второй производной виброперемещения и находится по формуле [3]:

$$a = -\omega^2 \cdot x_T \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi), \quad (10)$$

где ω – круговая частота, $2\pi/\text{с}$;

x_T – амплитуда виброперемещения, м;

φ – начальная фаза колебаний в момент времени $t = 0$, рад.

4. Осевая нагрузка на колесо

При работе насоса на колесо с односторонним входом действует осевое гидравлическое давление, стремящееся сдвинуть вал с колесом в сторону, обратную направлению движения жидкости, входящей в колесо.

Суммарное статическое усилие [4]:

$$P_0 = \frac{\pi \cdot D_y}{4} \cdot (p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}), \quad (11)$$

Итак, описанные выше параметры оказывают воздействие на насос. Учитывая, что $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ некоторая временная функция, запишем в виде степенного комплекса:

$$f(t) = C \cdot \Delta h^\alpha \cdot Re^\beta \cdot a^\gamma \cdot P_0^\delta, \quad (12)$$

где C – уравнивающий коэффициент;

$\alpha, \beta, \gamma, \delta$ – показатели размерности величины.

Далее рассмотрим величины степенного комплекса:

$[\Delta h] = \text{м}$;

$[Re] = \text{безразмерная величина}$;

$[a] = \text{м}/\text{с}^2$;

$[P_0] = \text{Па} = \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} = \frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{с}^2}$.

Далее необходимо найти показатели размерности величины. Для удобства преобразуем выражение (12) в виде единиц измерения:

$$\text{с}^1 = \text{м}^\alpha \cdot (\text{м} \cdot \text{с}^{-2})^\gamma \cdot (\text{кг} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{с}^{-2})^\delta$$

Из приведенного выше соотношения необходимо вывести показатели размерности величины. Получим следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} -2\beta - 2\delta = 1 \\ \alpha + \beta - \delta = 0 \\ \delta = 0 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} \alpha = 1/2 \\ \beta = -1/2 \\ \delta = 0 \end{cases}$$

При определении показателей размерности выяснилось, что показатель $\delta = 0$, соответственно суммарное статическое усилие далее в функции не учитывается. Учитывая показатели и некоторый коэффициент, получаем функцию A :

$$A = C \cdot \sqrt{\frac{\Delta h}{a}}. \quad (13)$$

Функция A показывает, что вероятность отказа в работе насоса по большей степени зависит от кавитации. С учетом формулы (13) P_k находится следующим образом:

$$P_k = \int_{-\infty}^{\infty} A [\prod_{i=1}^k p_i] dt, \quad (14)$$

Далее необходимо определить вероятность безотказной работы системы, обусловленная наличием элементов, отказы которых являются внезапными и могут быть предотвращены высоким качеством обслуживания P_n по формуле:

$$P_n = \prod e^{-\lambda \cdot T}, \quad (15)$$

Необходимо интерпретировать формулу (15) для насоса. Ранее уже рассмотрели структуру насоса, поэтому построим схему надежности



Рисунок 2 – Структурная схема надежности для центробежного насоса

Вероятность безотказной работы центробежного насоса для времени t_i составит:

$$P_n = e^{-\beta t_i}, \quad (16)$$

где

$$\beta = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6; \quad (17)$$

λ_1 – интенсивность отказа металлических рабочего колеса, 1/ч;

λ_2 - интенсивность отказа вала, 1/ч;

λ_3 – интенсивность отказа корпуса, 1/ч;

λ_4 – интенсивность отказа труб, 1/ч;

λ_5 – интенсивность отказа подшипников, 1/ч;

λ_6 - интенсивность отказа торцевых уплотнений, 1/ч;

Учитывая формулы (14) и (16), общая надежность насоса будет определена:

$$P_{\text{общ}} = e^{-\beta t_i} \cdot \int_{-\infty}^{\infty} A [\prod_{i=1}^k p_i] dt, \quad (18)$$

Итак, полученная формула (18) является математической моделью, полученной с применением теоремы подобия и размерности. Данная модель позволяет спрогнозировать возникновения отказа насоса. Основной предпосылкой возникновения отказа работы насоса является кавитация. Все необходимые сведения для проведения расчетов и осуществления прогноза отказа насоса можно получить из технического паспорта исследуемого насоса и его составляющих и журнала учета показателей насоса, который обычно ведет машинист на смене.

Библиографический список:

1. Карелин, В.Я. Минаев А.В., Насосы и насосные станции. – М.: СТРОЙИЗДАТ, 1986. – 320 с.
2. Северцев, Н.А. Теория надежности сложных систем в отработке и эксплуатации. – М.: Юрайт, 2019. – 435 с.
3. Нор, Е.В. Расчет средств защиты от вибрации : Метод. указания к выполнению практической работы по дисциплине "Производственная санитария и гигиена труда" для студентов специальности 280102 "Безопасность технологических процессов и производств". – У.: УГТУ, 2008. – 17 с.
4. Соловьев, В.В., Насосы и компрессоры. Курс лекций. – У.: УГТУ, 2011. – 67 с.
5. Сотсков, Б. С. Основы теории и расчета надежности элементов и устройств автоматики и вычислительной техники: учебное пособие. - М.: Высшая школа, 1970. - 270 с.
6. Вилков, А.Н. Курс лекций «Методология проведения научного эксперимента» – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2012. – 33 с.

**Выбор методики расчета дебитов нефти горизонтальных скважин
Ромашкинского месторождения**

Ханнанов А.Д., Мугатабарова А.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Большая часть неразработанных месторождений относится к трудноизвлекаемым типам – залежам высоковязкой нефти, низкопроницаемым коллекторам, пластам со сложным строением, расположенным вблизи населенных пунктов, слоисто-неоднородным пластам и др. [1-2]. Важной проблемой становится полнота извлечения нефти. Одним из предлагаемых решений является технология горизонтальных скважин.

Горизонтальные скважины – это нефтяная или газовая скважина, вырытая под углом не менее восьмидесяти градусов к вертикальной скважине. Этот метод становится все более распространенным и продуктивным в последние годы. Горизонтальная скважина (ГС) является одним из видов техники направленного бурения. Недропользователи используют его для извлечения нефти и природного газа в ситуациях, когда форма резервуара является нетипичной или труднодоступной.

Течение жидкости к ГС сильно отличается от притока к вертикальной скважине (ВС). Если в ВС при увеличении толщины продуктивного пласта, дебит также увеличивается, то с ГС ситуация иная. Для ГС поток происходит и в вертикальном и горизонтальном направлениях. А, как известно, значения проницаемости горных пород в горизонтальном и вертикальном направлении обычно отличаются. Если представить пласт малой толщины, то контур питания для ГС представляется объемом протяженного вдоль напластования эллипсоида, тогда как ВС дренирует объем цилиндра. Можно предположить, что эффективность ГС при больших толщинах снижается.

Вопросу определения дебита горизонтальной скважины посвящены работы таких авторов как: Табаков В.П. [3], Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Joshi S.D. [4], Economides M.J., Ehlig Economides C.A., Giger F.M. [5], Babu D.K. – Odeh A.S., Raghavan R. - Joshi S.D., Butler R.M. и др., Suprunowicz R. и др. Они получили, что основными параметрами, влияющими на производительность скважины является: горизонтальная и вертикальная проницаемости, длина горизонтального ствола скважины, расположение скважины в пласте, разница между забойным и пластовым давлением, радиус скважины, площадь дренирования.

Цель работы заключалась в изучении методов определения дебитов горизонтальных скважин и выборе наиболее достоверного из них на примере Ромашкинского нефтяного месторождения. На рисунке 1 показаны результаты расчетов дебитов нефти ГС, произведенных по 12-ти методикам: Joshi S, Дюпюи, Максвелла, Пилатовского В.П., Ибрагимова А.И., Ренарда-Дюпюи, Борисова Ю.П. и Табакова В.П., Giger F, Ренарда, Экономидеса, Супруновича и Батлера, Алиева З.С. и Шеремета В.В.

Анализируя графики на рисунке 1 можно утверждать, что в случае Ромашкинского месторождения несостоятельными в плане точности расчетов представляются методики Супруновича и Батлера, Максвелла, Пилатовского В.П., Дюпюи. Результаты расчета разительно отличаются от фактических данных: значения дебита нефти, вычисленная по формуле Максвелла, имеют погрешность более чем в 1000 %. Данные, вычисленные по формулам Супруновича и Батлера, Пилатовского В.П., Дюпюи, также имеют наибольшее отклонение от фактических дебитов ГС (рисунок 2).

Отклонения значений дебитов, вычисленных по формулам Алиева З.С. и Шеремета В.В., Ибрагимова А.И., Ренарда и Экономидеса (рисунок 3), слишком велики: превышают 100 %.

Четыре методики, результаты вычислений значений дебитов ГС по которым представлены на рисунке 4, более интересны для изучения. Они характеризуются достаточно высокой сходимостью с фактическими данными, хотя имеют ряд недостатков.

На графиках можно увидеть, что вычисленные дебиты по всем формулам сильно отличаются от фактического значения дебита для скважины 38095Г. Это скважина дренирует большое количество слабонасыщенных пластов – перфорированная мощность равна 201 м, а абсолютная 71 м. Лишь малая часть этих пластов является нефтеносной. Наиболее близкие значения дебита ГС получены методиками Giger F и Борисова Ю.П. и Табакова В.П.

На рисунке 5 представлен график сравнения накопленных дебитов нефти для скважины №37969Г, рассчитанных по формулам Giger F (Гигера) и Борисова Ю.П. и Табакова В.П.

Результаты сравнения показали, что методы достаточно точно определяют дебиты горизонтальных скважин на отрезке в 65 месяцев, итоговая погрешность составляет 20 %, что соответствует расчетам.

Полученные результаты расчетов достаточно точно сходятся с фактическими значениям дебитов. Это говорит о применимости этих методик для Ромашкинского месторождения.

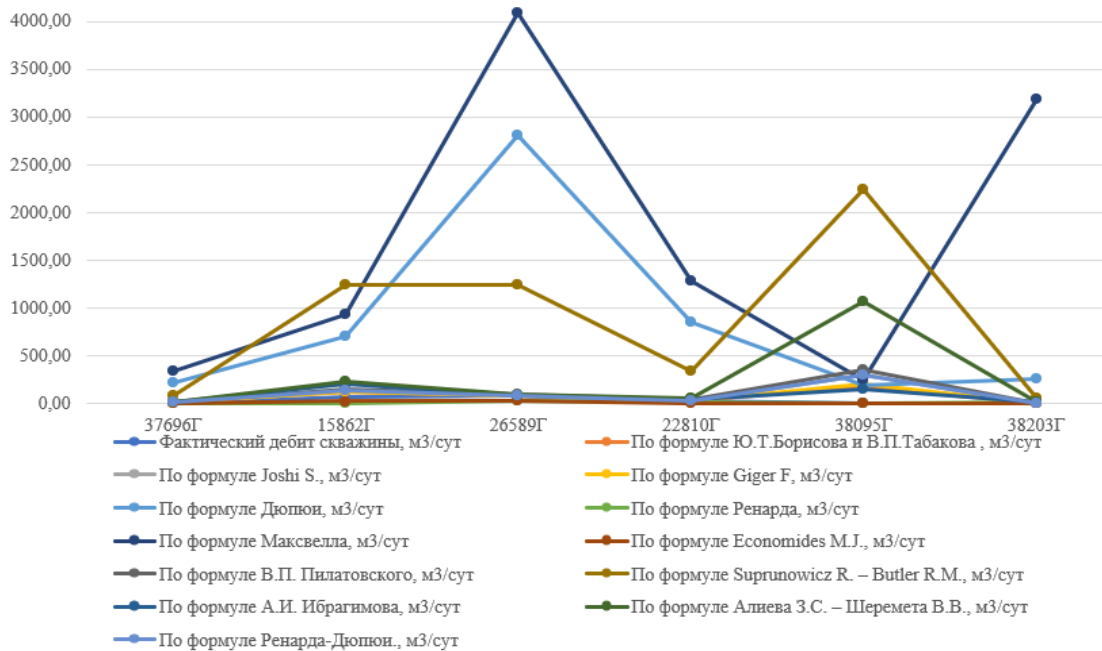


Рисунок 1 – Результаты расчетов дебита нефти ГС для шести скважин по 12-ти методикам

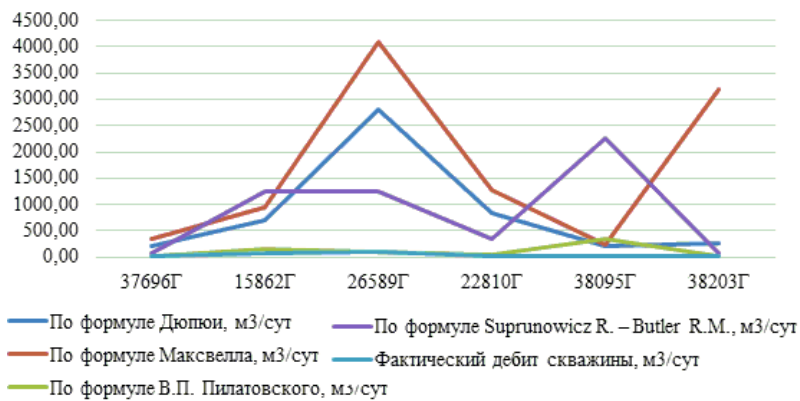


Рисунок 2 – Значения дебитов нефти ГС Ромашкинского месторождения, определенные по методикам Дюпюи, Максвелла, Пилатовского В.П., Супруновича и Батлера

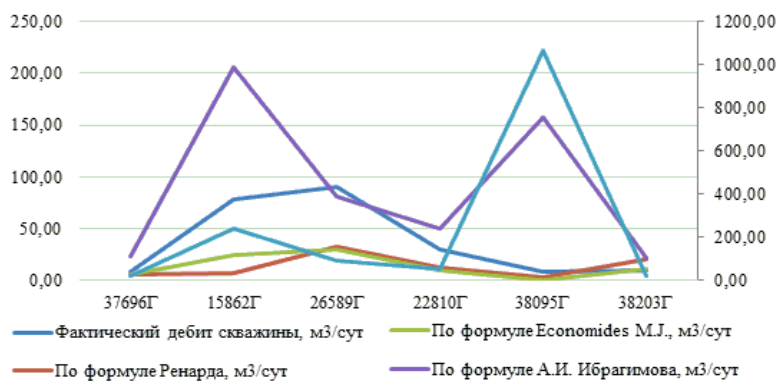


Рисунок 3 – Значения дебитов нефти ГС Ромашкинского месторождения, определенные по методикам Алиева З.С. и Шеремета В.В., Ибрагимова А.И., Ренарда и Экономидеса

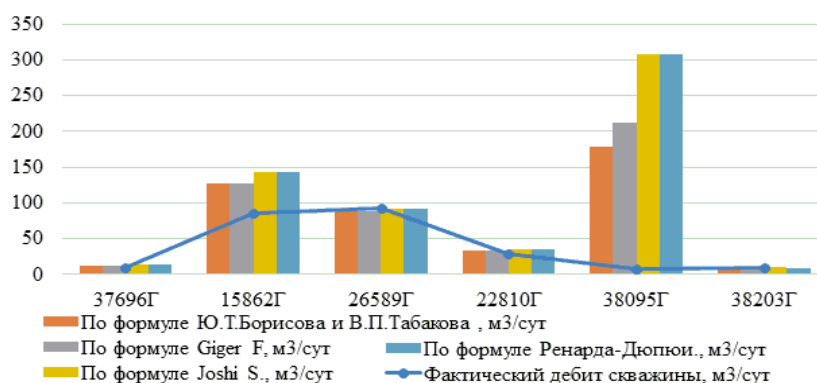


Рисунок 4 – Значения дебитов нефти ГС Ромашкинского месторождения, определенные по методикам Борисова Ю.П. и Табакова В.П., Giger F и Joshi S, Ренарда-Дюпюи

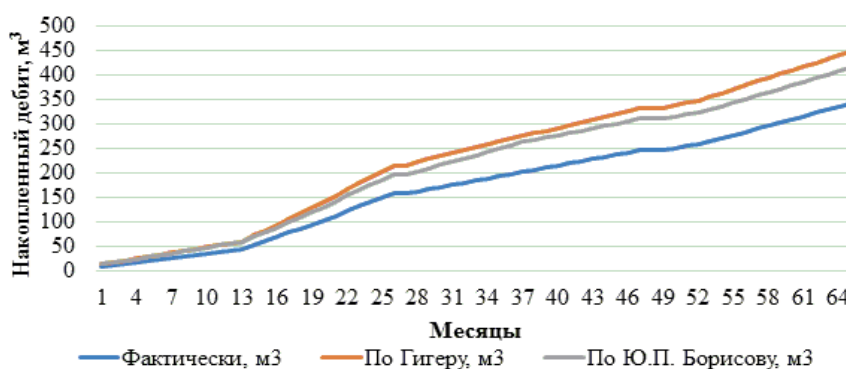


Рисунок 5 – Накопленный дебит по отобраным методикам для скважины 37696Г

Таким образом, осуществлен расчет дебитов нефти ГС по 12-ти методикам с использованием параметров действующих скважин Ромашкинского месторождения и произведено сравнение с фактическими дебитами этих скважин. Были сделаны следующие выводы.

1. Формулы Экономидеса, Супруновича и Батлера, Максвелла, Дюпюи, Алиева З.С. и Шеремета В.В., Ибрагимова А.И., Пилатовского В.П. не могут использоваться для дальнейших расчетов.

2. Несмотря на то, что результаты расчетов по четырем методикам имеют наибольшее сопоставление с фактическими дебитами (Ренарда-Дюпюи, Борисова Ю.П. и Табакова В.П., Giger F и Joshi S), фактические данные по скважине 38095Г не сходятся с расчетами. Это объясняется тем, что скважина дренирует большое количество слабонасыщенных пластов.

3. Погрешности вычислений дебитов нефти ГС Ромашкинского месторождения для методик Ренарда-Дюпюи, Борисова Ю.П. и Табакова В.П., Giger F и Joshi S составили от 18,12 % до 26,85 %. Результаты, полученные методиками Giger F и Борисова Ю.П., показали наименьшую погрешность – 18,12 % и 18,54 % соответственно. Для прогноза дебитов нефти горизонтальных скважин Ромашкинского месторождения рекомендуется применять методики Giger F, Борисова Ю.П. и Табакова В.П.

Библиографический список:

1. Wilkerson, J. P., Smith, J. H., Stagg, T. O., & Walters, D. A. (1988). Horizontal Drilling Techniques at Prudhoe Bay, Alaska. *Journal of petroleum technology*, 40(11), 1- 445.
2. Мугатабарова, А.А. Изучение литологических особенностей и свойств пород-коллекторов пашийского горизонта Китаянского месторождения / А.А. Мугатабарова, Е.В. Лозин, К.Ю. Муринов, Е.Н. Савельева, К.Г. Русских, А.А. Белов. – Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 92-94.
3. Слепцов, Д.И. Усовершенствованная методология гидродинамического моделирования разработки залежи горизонтальными скважинами / Д.И. Слепцов, А.О. Палий // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С.62-65.
4. Burgess, T., & Van de Slijke, P. (1991). Horizontal Drilling Comes of Age. *Oil Field Review*, 2(3), 22-23.
5. Economides M.J., Ehlig- Economides C.A., Discussion of formation damage effects on horizontal-well flow efficiency. *JPT*, December 1991, pp. 1521-1522.

Расчет технологических показателей разработки однородного пласта с использованием модели непоршневого вытеснения нефти водой для различных сеток скважин

Хашимов Ф.Ф., Мугатабарова А.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Для прогноза технологических показателей разработки однородного пласта актуально использование расчетной модели, позволяющей достоверно в краткосрочной перспективе определить указанные показатели. Упрощенной моделью является модель непоршневого вытеснения нефти водой авторов Баклей и Леверетта. Она позволяет сделать выводы об эффективности разработки месторождения на основе анализа расчетных показателей аналитическим методом [1-2]. С помощью модели непоршневого вытеснения нефти водой произведен расчет технологических показателей разработки однородного пласта нефтяного месторождения для различных сеток скважин. Определены основные технологические параметры разработки нефтяного месторождения при двухфазной фильтрации аналитическим методом. Практическая значимость результатов работы состоит в оценке выбора эффективной системы разработки нефтяного месторождения на основе рассчитанных показателей коэффициента нефтеотдачи пласта и обводненности скважинной продукции.

Произведен расчёт технологических показателей разработки (темпа разработки, показателя нефтеотдачи, обводненности) для нефтяного месторождения по элементам разработки и месторождения в целом. Определены изменение добычи нефти и воды, обводненности и текущей нефтеотдачи с течением времени для одного элемента системы разработки и всего месторождения в целом при однорядной, семиточечной и пятиточечной схемы расположения скважин [3].

Параметры разрабатываемого пласта: насыщенность связанной водой $s_{св} = 0,07$, коэффициент охвата пласта воздействием по толщине $\eta_2 = 0,7$. Зависимости относительных проницаемости для нефти и воды $k_{и}(S)$ и $k_{в}(S)$ от водонасыщенности s были известны. Параметры объекта разработки нефтяного месторождения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о месторождении

Площадь нефтеносности, тыс.м ²	74568
Коэффициент пористости, доли.ед	0,28
Проницаемость, мкм ²	2,077
Средняя общая толщина пласта h_0 , м	16,3
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	8,8
Вязкость нефти в пластовых условиях μ_n , мПа·с	2,88
Вязкость воды в пластовых условиях μ_v , мПа·с	0,8
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,7

При однорядной схеме расположения скважин на месторождении 300 элементов системы будут внедряться в разработку через регулярные промежутки времени в течение 5 лет (на каждый элемент приходится по одной скважине – «0,5 добывающей» и «0,5 нагнетательной»). Ширина одного элемента системы разработки $b = 500$ м и длина $l = 500$ м.

Для расчёта площадной семиточечной схемы, условно заменен элемент на круговой равной площади и, в связи с чем предполагалось, что движение жидкостей плоскорадиальное. Радиус такого элемента определялся из условия равенства площадей исходного семиточечного и эквивалентного ему кругового элемента.

Для расчёта площадной пятиточечной схемы, условно заменен элемент на квадрат равной площади и, следовательно, предполагалось, что движение жидкостей плоскорадиальное. Радиус такого элемента определен из условия равенства площадей исходного пятиточечного и соответствующего ему квадратного элемента [4].

Выполнен расчет показателей разработки месторождения в целом с учетом последовательности ввода элементов в разработку.

Для элемента разработки графики зависимостей текущей нефтеотдачи η_{ε} и обводненности v_{ε} от времени t приведены на рисунке 1, дебитов нефти $q_{н.э}$ и воды $q_{в.э}$ от времени t для однорядной, семиточечной и пятиточечной схем расположения скважин – на рисунке 2.

Для месторождения в целом графики зависимостей нефтеотдачи η , обводненности v от времени t приведены на рисунке 3, добычи нефти Q_n от времени t для однорядной, семиточечной и пятиточечной схемы расположения скважин – на рисунке 4.

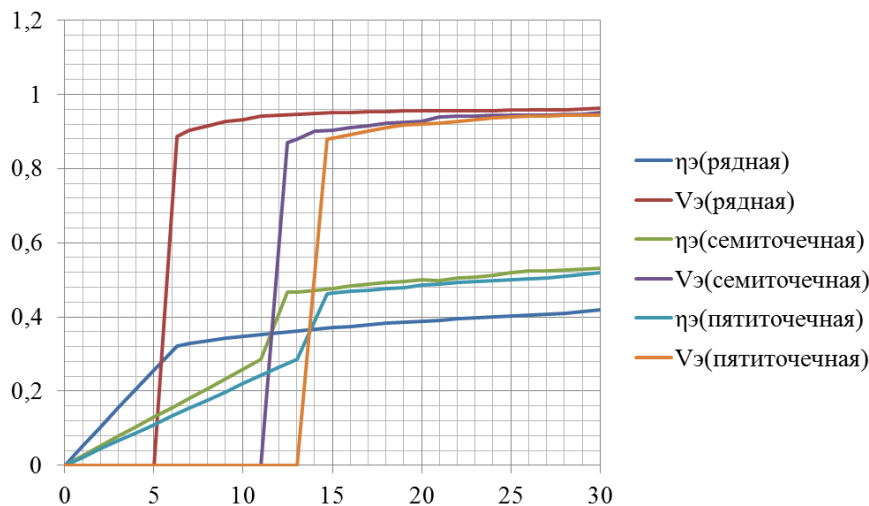


Рисунок 1 – Зависимости текущей нефтеотдачи η_{ε} и обводненности v_{ε} от времени t для элемента разработки

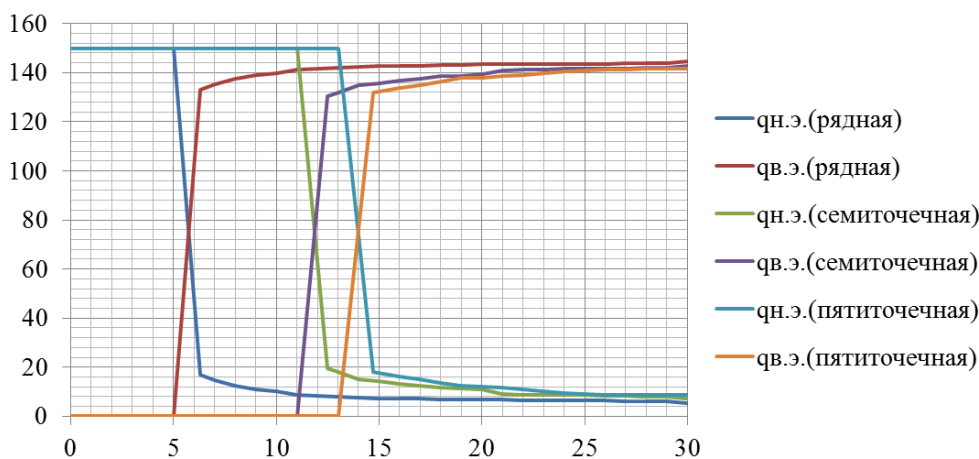


Рисунок 2 – Зависимости дебитов нефти $q_{н.э}$ и воды $q_{в.э}$ от времени t для элемента разработки

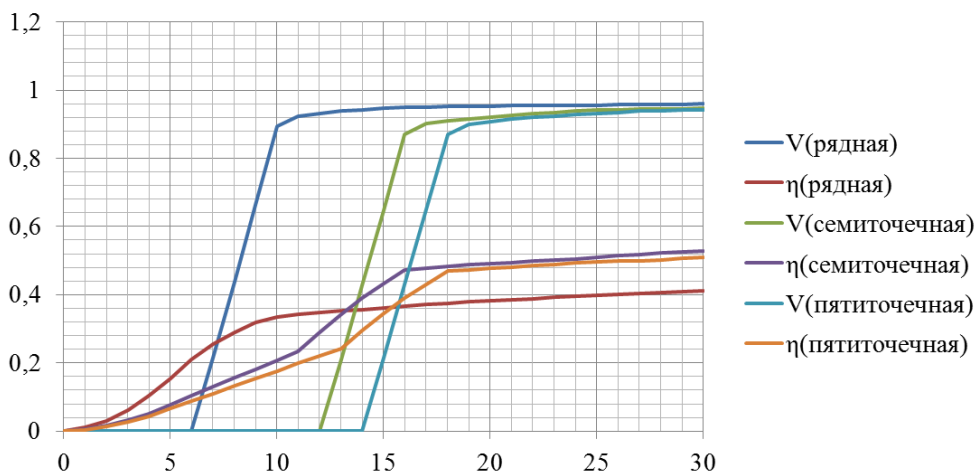


Рисунок 3 – Зависимости нефтеотдачи η , обводненности v от времени t для месторождения в целом

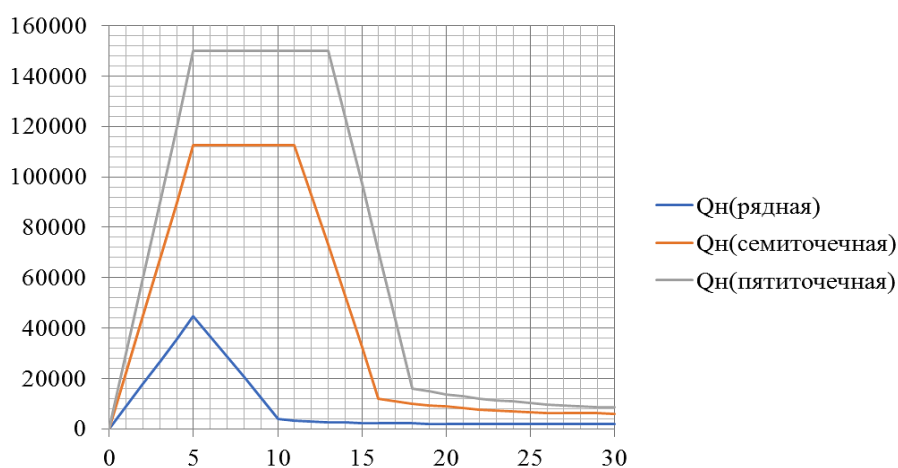


Рисунок 4 – Изменение добычи нефти Q_n со временем t для месторождения в целом

По результатам расчетов, выполненных на основе модели Баклея-Левретта, был получен прогноз следующих показателей разработки нефтяного месторождения:

– при рядной схеме расположения скважин время обводнения составит 6,27 лет, через 30 лет после начала разработки месторождения нефтеотдача достигнет значения 0,411 при обводненности 95,9%;

– для семиточечной схемы расположения скважин время обводнения составит 12,47 лет, через 30 лет после начала разработки месторождения нефтеотдача достигнет значения 0,528 при обводненности 94,7%;

– для пятиточечной схемы расположения скважин время обводнения составит 14,69 лет, через 30 лет после начала разработки месторождения нефтеотдача достигнет значения 0,51 при обводненности 94,2%;

На основе сравнения значений нефтеотдачи и обводненности, полученных при решении задачи Баклея-Левретта, для трех систем разработки нефтяного месторождения можно сделать вывод о рекомендации использования на этом месторождении пятиточечной схемы расположения скважин.

Таким образом, рассмотрена теория двухфазной фильтрации; произведен расчет технологических показателей разработки однородного пласта нефтяного месторождения для различных сеток скважин, используя модель двухфазной фильтрации Баклея-Левретта; построены графики изменения темпа разработки, коэффициента нефтеотдачи, значения обводненности по элементам разработки и месторождения в целом.

Выводы о рекомендации использования пятиточечной схемы расположения скважин соотносятся с принятой системой разработки нефтяного месторождения [5]. Изучение модели двухфазной фильтрации и расчеты технологических показателей разработки нефтяного месторождения для различных сеток скважин показали, что модель Баклея-Левретта позволяет достоверно спрогнозировать показатели разработки аналитическим методом.

Библиографический список:

1. Ахметзянов А.В. Математические модели управления разработкой нефтяных месторождений: монография / А.В. Ахметзянов, А.Г. Кушнер, В.В. Лычагин. – М.: ИПУ РАН, 2017. – 124 с.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1990.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998 – 365 с.: ил.
4. Ольховская В.А. Расчет показателей разработки однородного пласта на основе модели двухфазной фильтрации для жесткого водонапорного режима (плоскорадialное движение): метод. указ. / В.А. Ольховская – Самар. гос. техн. ун-т., Самара, 2011. – 48 с.
5. Мугатабарова А.А. Влияние смачиваемости карбонатных коллекторов на приемистость скважин при снижении пластовой температуры / Нефтегазовое дело. – 2018. – том 16, № 4. – С.25-30. <http://ngdelo.ru/article/view/9521>

Перспективы развития нефтешахты №2 с учетом вывода из эксплуатации вентиляционного ствола «Лыя-Йоль» с последующим изменением схемы проветривания

Чупров М.Д.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», НШПП «Яреганефть», пгт. Ярега

Основной проблемой нефтешахты №2, в значительной мере, влияющей на перспективы ее развития, являются основные выработки запасного выхода – ЮОШ-2 и ЮВШ-2. Уже сегодня данные выработки находятся в неудовлетворительном состоянии по следующим причинам:

- постоянные подтопления горных выработок водой с полигона утилизации попутно добываемой жидкости НШ-2бис;
- множество точек с деформированным креплением горной выработки с вспученной подошвой. Километры выработок пройденных с применением костровой крепи;
- выходы пара в районе отработанных уклонных блоков, после запуска паронагнетательных скважин.

На сегодняшний день на территории лицензионного участка нефтешахты №2 существует 6 перспективных секторов, с большим количеством геологических запасов, сектора проиллюстрированы на рисунке 1. Для их извлечения, необходимо выполнить ряд мероприятий, связанных с обеспечением безопасности работников предприятия и исключения рисков по сроку ввода перспективных запасов.

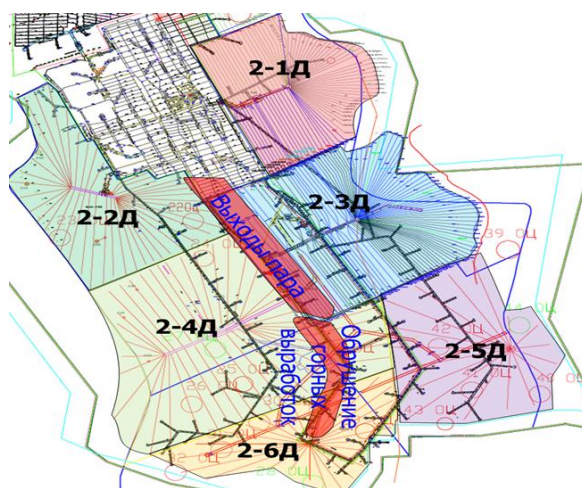
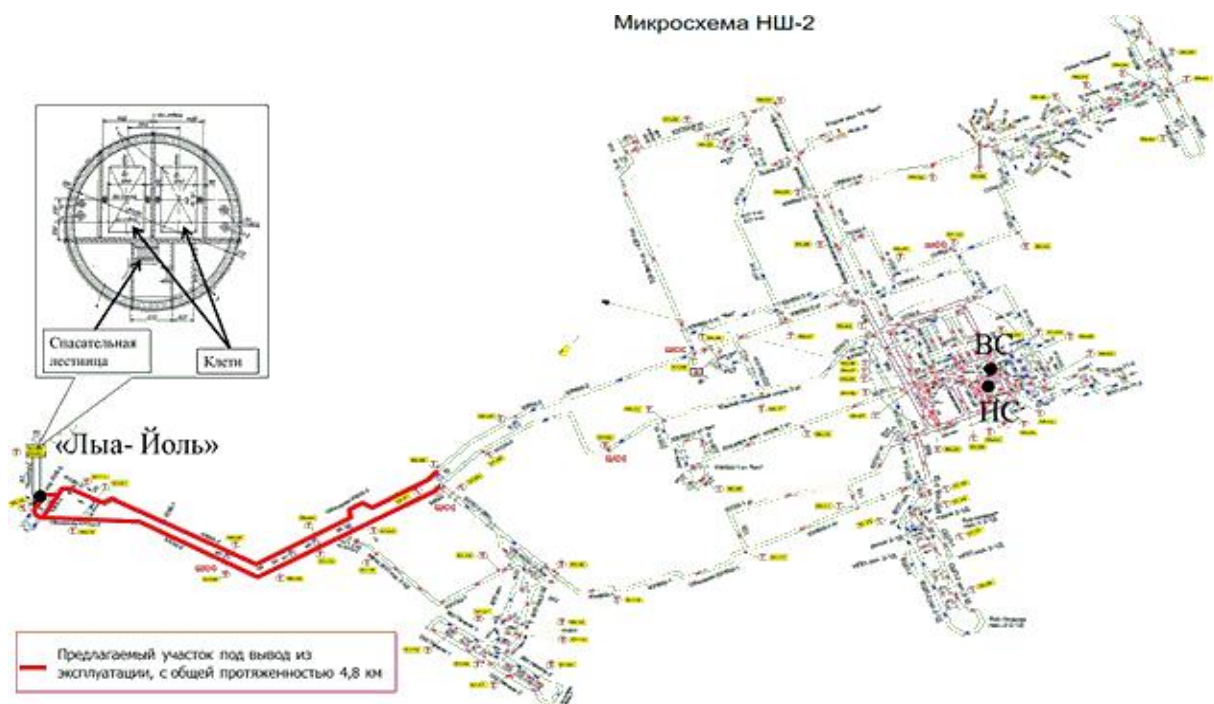


Рисунок 1 – Перспективные сектора нефтешахты №2

В связи с частыми случаями выхода пара и постоянным затоплением горных выработок запасного выхода, предлагается вывод из эксплуатации горных выработок ЮОШ-2 эт. и ЮВШ-2 эт. с общей протяженностью 4,8 км. При выведении из эксплуатации данного участка, необходимо будет изменить схему проветривания. На сегодняшний момент осуществляется следующая схема проветривания свежая струя поступает через подъемный ствол и вентиляционный ствол, проходит все эксплуатируемые выработки нефтешахты и выходит через вентиляционный ствол «Лыя-Йоль». С изменением схемы проветривания в работе будет находиться 2 ствола, подъемный ствол и вентиляционный ствол, а вентиляционный ствол «Лыя-Йоль» законсервировать, с последующим возможным переводом в ствол модульной шахты перспективного сектора 2-6Д. Схема проветривания изображена на рисунке 2.

Для реализации инициативы необходимо выполнить проектно-изыскательские работы и строительные-монтажные работы по поверхностному комплексу и по подземному комплексу. С учетом завершения затрат на поддержание выработок все инвестиционные затраты окупятся до 2034 года при начале реализации инициативы с 2022 года. Сократятся такие затраты как:

- затраты на ремонт горных выработок, предлагаемых под изоляцию;
- затраты на откачку жидкости горных выработок;
- затраты на фонд оплаты труда.



Суммарные затраты за год на сегодняшний день составляют более 10% от инвестиционных затрат для реализации инициативы. Все параметры приведены на рисунке 3

Наименование	2022	2023	2024	2025	2034
Затраты на ПИР и СМР поверхностного комплекса нефтешахты №2, в т.ч	6,90	41,38	41,38		
- ПИР	6,90	8,62			
- СМР		32,76	41,38		
Затраты на выполнение ПИР и СМР подземного комплекса нефтешахты №2	3,45	5,17	1,72		
- ПИР	3,45	3,45			
- СМР		1,72	1,72		
ИТОГО затрат	10,34	46,55	43,10		
Затраты на поддержание изолируемых горных выработок нефтешахты №2				1,04	1,04
Затраты на доставку материалов до рабочей точки				0,01	0,01
Затраты на откачку жидкости с капитального уклона нефтешахты №2				4,51	4,50
Стоимость электроэнергии				3,85	3,85
Техническое обслуживание, текущий ремонт, капитальный ремонт				0,60	0,60
Амортизация, налог на имущество				0,06	0,05
ИТОГО ФОТ, в т.ч.				4,44	4,45
Расходы на оплату труда				3,11	3,11
Взносы в страховые фонды				0,93	0,93
Обязательное страхование от несчастных случаев на производстве				0,02	0,02
Добровольное медицинское страхование				0,01	0,01
Расходы на охрану труда				0,16	0,16
Другие услуги				0,20	0,20
Льготный проезд				0,02	0,02
ИТОГО экономия				10,01	10,00
ИТОГО эффект от реализации инициативы	-10,345	-56,897	-100,000	-89,99	0,09

Рисунок 3 – Срок окупаемости от реализации инициативы

При дальнейшей эксплуатации горных выработок ЮОШ-2 эт. и ЮВШ-2 эт., существуют риски по прорывам пара в местах сопряжений со старыми уклонными блоками и в местах пересечений с геологическими нарушениями, что повлечет за собой огромные затраты на ликвидацию этих паропроявлений, а именно на фонд оплаты труда и затраты на материалы. Всего выявлено 12 точек с сопряжениями со старыми горными выработками, 350 метров выработок с геологическими нарушениями. Все опасные участки отмечены на рисунке 4. При совпадении прогнозов, затраты составят более 80% от инвестиционных затрат для реализации инициативы.

Так как горные выработки ЮОШ-2 эт. И ЮВШ-2 эт. являются запасными выходами всей шахты, при неконтролируемом обрушении породы и отсутствии запасного выхода, существуют риски по приостановке деятельности всей шахты на основании приказа Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 п.1668 ФНиП в области ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».



Рисунок 4 – Места возможных точек паропроявления

Вывод из эксплуатации горных выработок ЮОШ-2 этажа и ЮВШ-2 этажа необходим, так как в первую очередь это улучшение как в плане безопасности:

- вывод из эксплуатации опасных участков в шахте;
- уменьшение рисков обрушения горной породы в горных выработках;
- значительное сокращение пути до запасного выхода;
- снижение рисков отсутствия запасного выхода;
- уменьшение предписаний от контролирующих государственных органов;
- снижение рисков несчастных случаев.

Так и в экономическом плане:

- завершение затрат на содержание выработок;
- уменьшение износа насосов для откачки оборотной воды, а соответственно и затрат на их содержание;
- уменьшение рисков приостановки деятельности всей шахты.

Библиографический список:

1. Основы горного дела / Егоров П.В., Бобер Е.А., Кузнецов Ю.Н., Косьминов Е.А., Решетов С.Е., Красюк Н.Н. // Издательство МГУ. – 2006. – с.391-394.
2. Подсчет запасов нефти на шахтном поле 2 по состоянию на 01.01.1983 г., Отчет ПечорНИПИнефть. Этап 2. Тема 20/81/ Левин Г.П.. // г. Ухта. – 1983.

УДК 622.276.53

Совершенствование технологического процесса эксплуатации установки электроцентробежного насоса

Шайхулов Р.А., Шайхулова А.Д.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г. Усинск

Используемые в настоящее время обратные клапаны ненадежны. Их неисправность приводит к длительным внутрисменным простоям из-за турбинного вращения. В проекте предлагаются обратные клапаны с возможностью обратной и прямой промывки, использование которых позволит увеличить срок работы ГНО, обеспечить безаварийную работу ГНО и проведение различных технологических операций.

При эксплуатации и выводе на режим скважин, эксплуатирующих нефтяные залежи со слабосцементированным коллектором или скважин, на которых был проведен гидроразрыв пласта, при создании депрессии на пласт происходит вынос механических примесей, которые в результате многократных остановок могут оседать в УЭЦН и служить причиной засорения обратного клапана, что приводит к неправильной работе обратного клапана.

Для очистки приемного фильтра насоса от механических примесей требуется подъем оборудования и смена фильтра или специальные обратные клапаны, позволяющие сливать жидкость из НКТ в скважину подъемом давления в НКТ с устья.

Также по мере эксплуатации оборудования в скважине происходит отложение и застывание АСПО на стенках НКТ и образование неорганических солей на внутренней поверхности оборудования.

Для наиболее эффективных химических и тепловых обработок, а также для предотвращения аварий механизмов депарафинизации скважин были разработаны специальные обратные клапаны УЭЦН (Рисунок 1,2), которые позволят проводить прямую промывку через лифт НКТ и более эффективно бороться с осложняющими факторами.

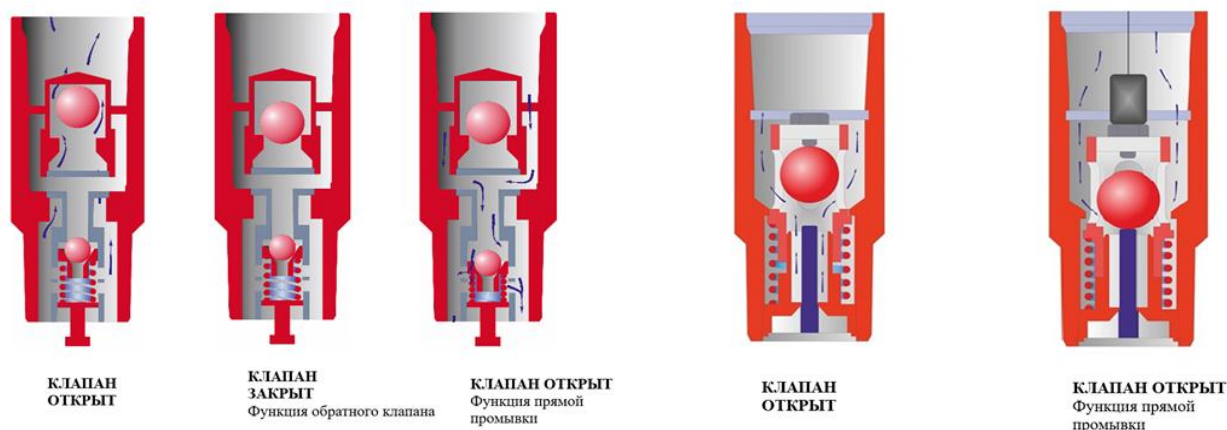


Рисунок 1 – Схема работы клапана обратного гидроуправляемого

Рисунок 2 – Схема работы клапана обратного комбинированного

Так, например, для борьбы с парафином наиболее эффективно будет применение ОГН с прямой промывкой, что позволит достичь большего эффекта за счет прямого воздействия на отложения парафинов в НКТ. Это относится и к химическим обработкам при борьбе с солеотложением.

Принцип работы гидроуправляемого клапана:

При обычной эксплуатации ЭЦН добываемая продукция пласта после выхода из насоса проходит через вертикальные каналы и приподнимая под действием напора шар, выходит в колонну НКТ.

Для удаления осадков скважину останавливают. После остановки шар под собственным весом садится в седло и перекрывает слив жидкости из колонны НКТ в скважину. Далее в колонну НКТ под избыточным давлением производят закачку растворителя либо горячей нефти. Жидкость под избыточным давлением отжимает подпружиненный шар вниз и поступает в насос через сквозные каналы.

Также клапан оснащен регулирующим болтом с подвижной тарелкой.

Для нагнетания растворителя в колонну НКТ на устье необходимо дополнительно поднять давление до расчетной величины, при которой подпружиненный шар отождмет пружину и начнет пропускать через себя жидкость. Пружина настраивается болтом.

Принцип работы комбинированного клапана:

Клапан открывается от веса груза, спускаемого на скребковой проволоке в НКТ через устьевой лубрикатор и выполняет те же функции, что и гидроуправляемый.

Но в отличие от гидроуправляемого клапан обратный комбинированный имеет несколько ограничений. Применяется при глубинах спуска насоса до $L = 2000$ м. На больших глубинах спуска применяется клапан, открывающийся от давления. Не применим в скважинах со скребкоуловителем.

Преимущества разработанных обратных клапанов:

1. Возможность проводить различные технологические операции с ГНО непосредственно через лифт НКТ, что существенно снизит затраты (ОГН, ОГВ, хим. обработки и т.д.). Также данные устройства применимы в скважинах, работающих в КПП режимах с невысокими дебитами;

2. При накоплении осадков мехпримесей на приёмной сетке и самого насоса можно произвести простую промывку насоса закачиваемой жидкостью, что также обеспечит безаварийную работу насоса;

3. Гидроуправляемый обратный клапан облегчит работу механизмов депарафинизации скважин и снизит их аварийность.

Экономический эффект можно получить от внедрения такой конструкции благодаря стабильной работе насосного оборудования, снижению затрат на химические и тепловые обработки и своевременному запуску скважин после аварийных отключений.

Также клапаны применимы при запарафинивания затрубного пространства (предлагаемые клапаны позволят прогреть НКТ и извлечь установку), для замещения нефти на воду в случае неудачной попытки сбита сбивного клапана при ТРС, при непроходе скребка вверх и вниз, а также при применении пакеров с кабельными вводами при эксплуатации скважины с НЭК.

Технико-экономическими преимуществами предполагаемого изобретения являются простота и надежность открытия клапана, а также возможность удаления осадков из погружного оборудования использованием малых объемов химических реагентов.

Библиографический список:

1. Регламент по обработке скважин и трубопроводов горячей нефтью на нефтепромыслах ООО «ЛУКОЙЛ -Коми» от 2020г.
2. Регламент по проведению мероприятий для определения причин снижения или отсутствия дебита на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 2011 г.
3. Инструкция по обработке ингибитором солеотложения скважины №34 В.Сарутаюского месторождения и аналогичных с осложнением технологии химизации.
4. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учеб. Пособие. - М.: МАКС Пресс, 2008.- 309 с.
5. Мищенко И.Т., Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 стр.

УДК 622.279.5:550.064.45

Оценка термодинамического равновесия проб газа сепарации газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

Шарипов А.Ф.

*ООО «Газпром ВНИИГАЗ», пос. Развилка
ИПНГ РАН, Москва*

Ксёэнз Т.Г.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Проблемы определения равновесного содержания углеводородов (УВ) C_{5+} в газах сепарации отечественных газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений актуальны уже не первый год [1]. Практика эксплуатации крупнейших месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции также показывает, что имеет место неоднозначность составов проб газа сепарации, которые были отобраны за короткий промежуток времени или параллельно даже при неукоснительном соблюдении требований нормативно-методической документации [2]. Это может свидетельствовать об отсутствии термодинамического равновесия между добываемым флюидами в сепарационном оборудовании [3], либо ошибками в отборе проб.

К наиболее распространенным факторам, приводящим к некачественному отбору проб газа сепарации можно отнести: износ сепарационного оборудования, либо его несоответствие добываемому флюиду (по пропускной способности), несовершенство технологической схемы или некорректное оборудование точек отбора проб, влияние низких температур окружающей среды на пробоотборную линию, низкое качество и надёжность пробоотборного оборудования, его несоответствие типу отбираемого флюида, несоответствие оборудования исследовательской линии для отбора проб, значительное влияние человеческого фактора на качественный отбор однофазных проб газа сепарации в соответствии с действующей нормативной документацией, «формальное» отношение к процедурам оценки качества отбора проб и другие.

При соблюдении условия полного (идеального) термобарического равновесия точка пересечения пограничной кривой конденсации газа сепарации и пограничной кривой кипения нестабильного конденсата совпадает с условиями отбора проб (рисунок 1). Анализ результатов газоконденсатных исследований по ряду месторождений показал, что зачастую температура точки росы по углеводородам ($ТТР_{УВ}$) в газах сепарации существенно выше температуры отбора – что, в свою очередь, свидетельствует о потенциальном уносе капельной жидкости с газом сепарации.

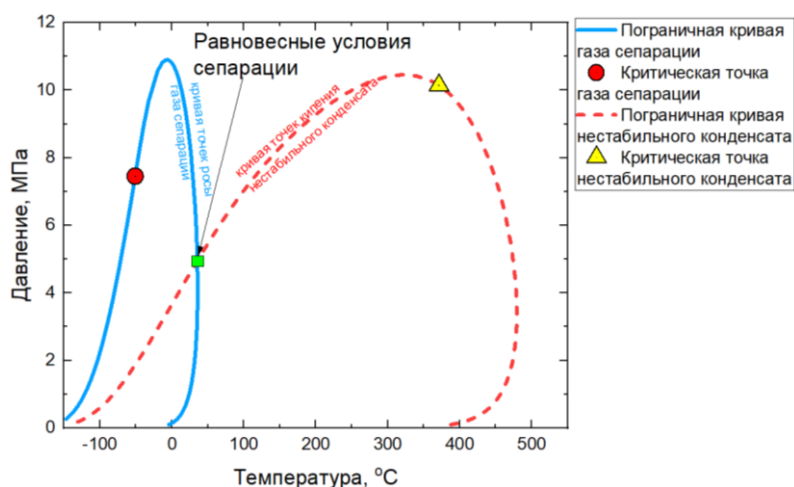


Рисунок 1 – Типовые фазовые диаграммы газа сепарации и нестабильного конденсата

Влияние указанных выше факторов на состав газа сепарации и, следовательно, на потенциальное содержание УВ C_{5+} в пластовой газоконденсатной смеси, а использование пробы для термодинамических исследований приведёт к неверному прогнозированию ее фазового поведения, искажая величину запасов УВ.

В рамках настоящего исследования проведена экспериментальная оценка равновесности отбора проб газа сепарации в промышленных условиях на примере исследований некоторых месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции с целью разработки подхода к определению равновесного содержания УВ C_{5+} в газах сепарации. Полевые работы по исследованию составов и свойств газа проведены в ходе газоконденсатных исследований Югидского, Василковского, Вуктыльского и Западно-Соплесского месторождений.

Для решения данной задачи в настоящее время применяются стандартные промышленные методы определения капельного (механического) уноса УВ, которые заключаются в отделении и измерении жидкой фазы из потока газа сепарации [4]. Эти методы являются трудоемкими и очень требуют дорогостоящего измерительного оборудования. В работе [5] для определения капельного уноса предложен метод температуры точки росы, сущность которого заключается в определении температуры, до которой необходимо охладить проходящий через измерительную камеру гигрометра газ, и на основе сравнения ее с температурой отбора с помощью уравнений состояния природного газа возможно количественно оценить капельный унос.

При выполнении исследований авторами был использован метод температуры точки росы с различными схемами отбора проб и привлечением метода газовой хроматографии. Так, в случае отсутствия визуальных признаков жидкой фазы в линии отбора проб, либо при незначительном ее количестве, применена схема с подогревом линии отбора (рисунок 2) для исключения конденсации жидкой фазы из газа вследствие влияния более низкой температуры

окружающей среды. Если же признаки жидкой фазы отчетливо наблюдаются, то имеет место капельный унос, и в таких случаях отбор проб осуществлен через каплеуловитель без дополнительного подогрева линии (рисунок 3).

Для измерения $TTP_{ув}$ применялся портативный анализатор влажности конденсационного типа Hygrovision-mini. Состав и свойства газов сепарации определялись с помощью четырехканального портативного хроматографа Agilent 490 Micro GC. При проведении полевых работ использовались: термоизолированная линия из нержавеющей стали для отбора проб газа, снабженная измерительной термопарой и ленточным нагревательным элементом, управляемым электронным термоконтроллером; каплеуловитель для сбора капельной жидкости, двухвентильные пробоотборники типа АГД-ПХАЦ-067.00-03.

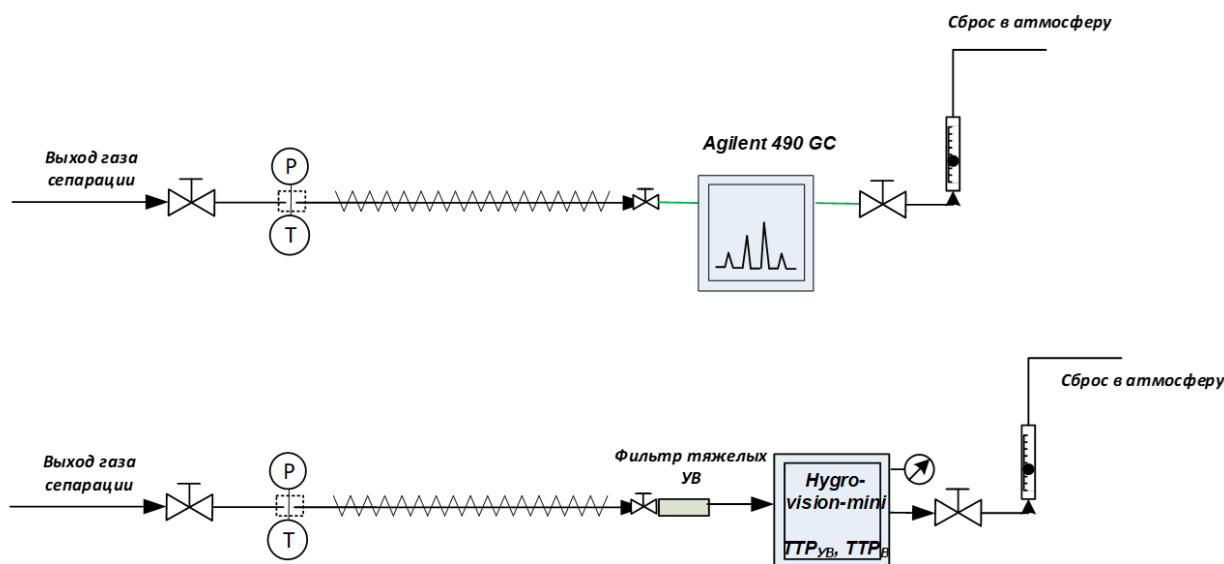


Рисунок 2 – Схема отбора проб газа сепарации с подогревом линии

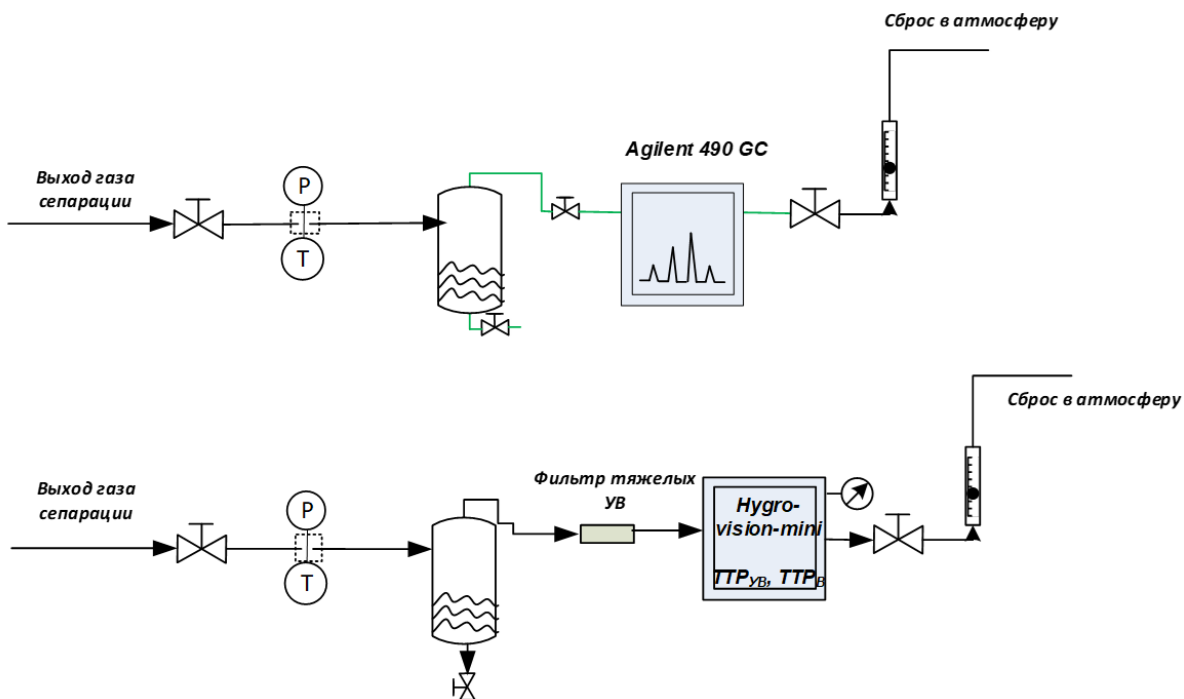


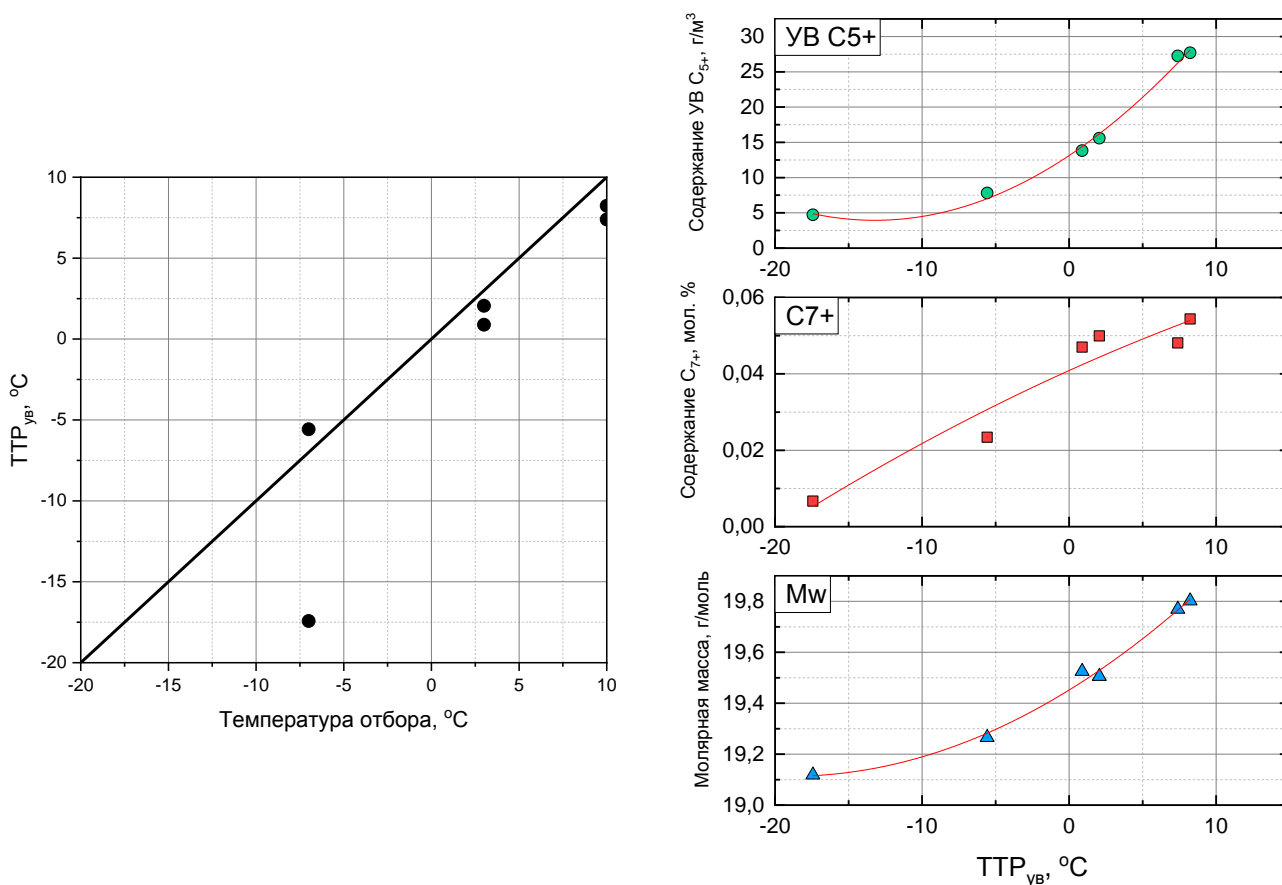
Рисунок 3 – Схема отбора проб газа сепарации с каплеуловителем

В зависимости от наличия капельной жидкости в газе сепарации исследования проводились по одной из схем (см. рисунки 2, 3). Каждый отбор сопровождался прямыми замерами $TTP_{ув}$ с помощью анализатора влажности Hygrovision-mini и хроматографическим анализом (в случае, если температуры окружающей среды не позволяли проводить исследования портативным хроматографом, то установления состава газа проводилось в лабораторном

помещении в день отбора проб). После проведения измерений для каждого состава рассчитаны основные свойства газа сепарации (в том числе молярная масса и содержание УВ C_{5+}). Построены зависимости $T_{TP_{ув}}$ от температур отбора, а также изучены зависимости содержания УВ C_{5+} , молярного содержания C_{7+} и молярной массы газов сепарации от температур точки росы

Далее приведены основные результаты исследования.

Для Югидского НГКМ проведены исследования трёх скважин по схеме с подогревом линии отбора проб. Температуры отбора находятся в диапазоне от минус 7 до 10 °С при давлениях от 3 до 6 МПа. Газы сепарации характеризуются молярной массой от 19,12 до 19,80 г/моль и содержанием УВ C_{5+} от 4,7 до 27,7 г/м³. Экспериментальные значения $T_{TP_{ув}}$ в целом соответствуют температурам отбора за исключением одного выброса (рисунок 4а). Полученные зависимости содержания УВ C_{5+} , C_{7+} и молярной массы газа сепарации от $T_{TP_{ув}}$ характеризуются весьма тесной связью (рисунок 4б). По результатам можно охарактеризовать работу сепарационного оборудования в момент исследования и качество проб как хорошее.

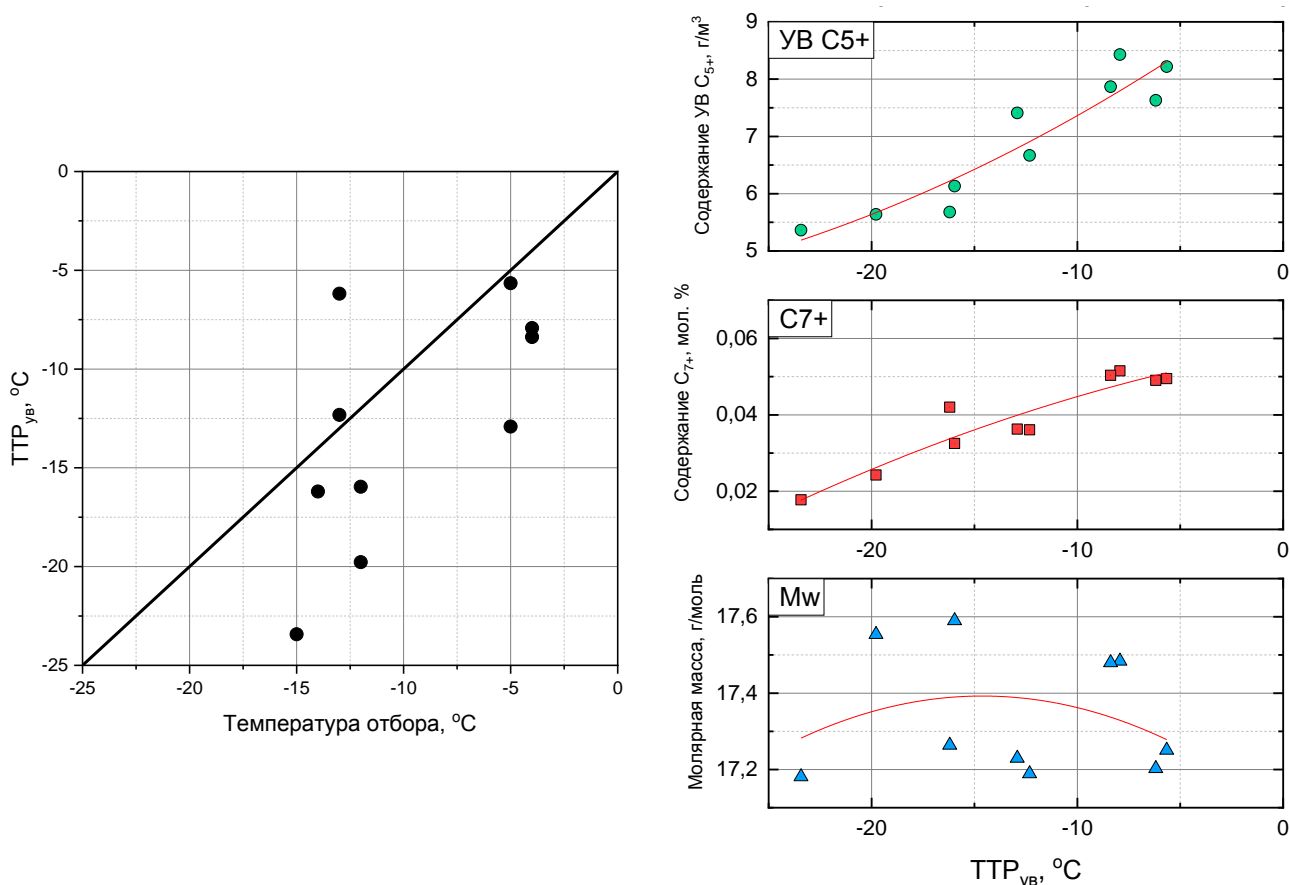


- а) – сопоставление температур сепарации и точки росы по углеводородам;
 б) – зависимости содержания УВ C_{5+} , молярного содержания C_{7+} и молярной массы газа сепарации от температуры точки росы

Рисунок 4 – Результаты оценки термодинамического равновесия проб газа сепарации Югидского НГКМ

Для исследования Василковского ГКМ также выбраны три скважины. При отборе проб использовался подогрев линии, т.к. признаки жидкой фазы отсутствовали. Температуры отбора находятся в диапазоне от минус 15 до минус 4 °С при давлениях от 2,9 до 3,3 МПа. Газы сепарации характеризуются молярной массой от 17,19 до 17,59 г/моль и содержанием УВ C_{5+} от 5,6 до 8,4 г/м³. Значения $T_{TP_{ув}}$, измеренные экспериментально, в целом коррелируют с температурами отбора (рисунок 5а), но значения характеризуются значительной дисперсией. Прослеживаются зависимости содержания УВ C_{5+} и C_{7+} газа сепарации от $T_{TP_{ув}}$, однако поведение соответствующей зависимости молярной массы явно противоречиво (рисунок 5б). Предположим, что полученные отклонения могут быть вызваны как ошибками в измерениях температур, так и при отборе проб газа сепарации.

Для Вуктыльского НГКМ проведены исследования двух скважин при одинаковых температурах отбора по схеме с каплеуловителем. Температуры отбора были близки к 10 °С при давлениях от 0,6 до 0,7 МПа. Газы сепарации характеризуются молярной массой от 19,72 до 19,84 г/моль и содержанием УВ C₅₊ от 45,8 до 54,8 г/м³. Полученные значения ТТР_{ув} и температур отбора не сопоставимы (рисунок 6а). Однако прослеживаются зависимости содержания УВ C₅₊ и C₇₊ газа сепарации от ТТР_{ув}, обладая весьма тесной связью (рисунок 6б). В целом полученные отклонения могут быть вызваны как ошибками в измерении температуры, так и ошибками в процессе отбора проб.



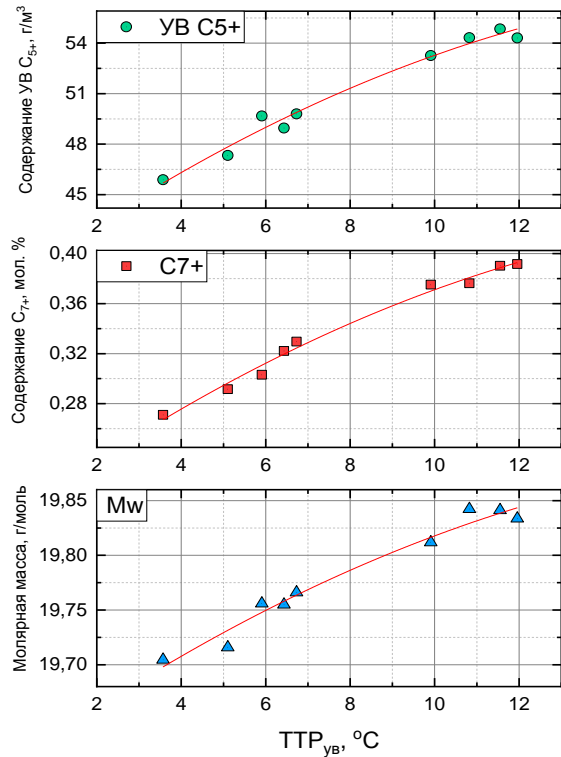
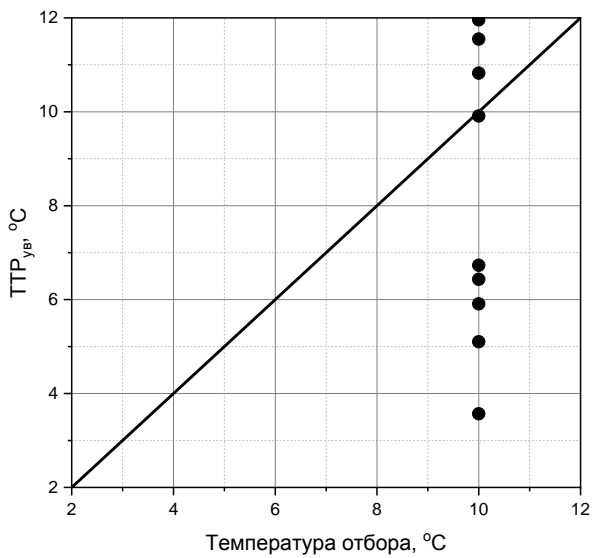
- а) – сопоставление температур сепарации и точки росы по углеводородам;
 б) – зависимости содержания УВ C₅₊, молярного содержания C₇₊ и молярной массы газа сепарации от температуры точки росы

Рисунок 5 – Результаты оценки термодинамического равновесия проб газа сепарации Василковского НГКМ

Исследования Западно-Соплесского НГКМ проводились на одной скважине по схеме с каплеуловителем ввиду наличия жидкой фазы на выходе газа сепарации. Температуры отбора находятся в диапазоне от минус 1 до минус 3 °С при давлениях от 2 до 2,4 МПа. Газы сепарации характеризуются молярной массой от 18,78 до 20,31 г/моль и содержанием УВ C₅₊ от 7,86 до 90,71 г/м³. Значения ТТР_{ув}, измеренные экспериментально, варьируют в широком диапазоне и практически не совпадают с температурами отбора (рисунок 7а). Но даже на фоне такой нежелательной картины прослеживаются зависимости содержания УВ C₅₊, C₇₊ и молярной массы газа сепарации от ТТР_{ув} (рисунок 7б). Результаты исследований явно свидетельствуют о наличии капельного уноса, вызванного, возможно, износом сепарационного оборудования. Для исследованного промышленного объекта рекомендуется определять корректное содержание УВ C₅₊ в газах сепарации по полученной эмпирической зависимости.

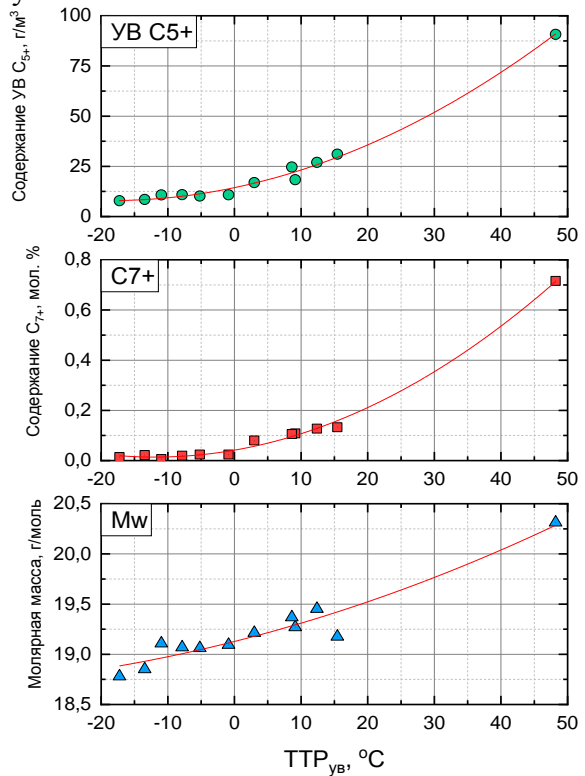
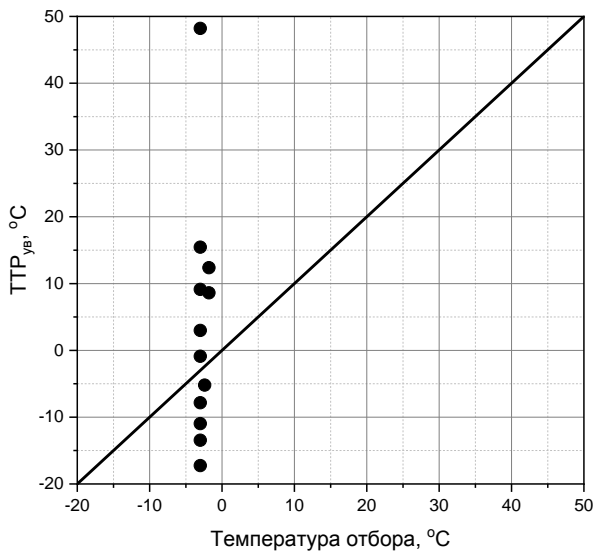
По результатам проведенного исследования можно сделать следующие выводы.

1. В работе приведены результаты экспериментальной оценки равновесности проб газа сепарации с помощью показателя ТТР_{ув} на единичных объектах исследования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.



- а) – сопоставление температур сепарации и точки росы по углеводородам;
 б) – зависимости содержания УВ C_{5+} , молярного содержания C_{7+} и молярной массы газа сепарации от температуры точки росы

Рисунок 6 – Результаты оценки термодинамического равновесия проб газа сепарации Вуктыльского НГКМ



- а) – сопоставление температур сепарации и точки росы по углеводородам;
 б) – зависимости содержания УВ C_{5+} , молярного содержания C_{7+} и молярной массы газа сепарации от температуры точки росы

Рисунок 7 – Результаты оценки термодинамического равновесия проб газа сепарации Западно-Соплесского НГКМ

2. Проведено сравнение $TTR_{ув}$ с температурами отбора газов сепарации. Отмечено, что в случае эффективной работы сепарационного оборудования эти два параметра совпадают (с поправкой на инструментальные погрешности их измерения).

3. Показано, что в большинстве случаев прослеживаются зависимости (с коэффициентом корреляции более 0,95) содержания УВ C_{5+} , C_{7+} и молярной массы газов сепарации от $TTR_{ув}$. Полученные зависимости справедливы для каждого отдельно взятого сепарационного оборудования, но определение равновесного содержания УВ C_{5+} в газе сепарации рекомендуется проводить для отдельно взятых пластовых систем (скважин, интервалов исследования).

4. Рассмотренный подход к построению зависимостей содержания УВ C_{5+} , C_{7+} и молярной массы газов сепарации от $TTR_{ув}$ может послужить основой для разработки новых способов определения равновесного содержания УВ C_{5+} в газах сепарации с последующим широким внедрением на практике. Применение подхода повысит достоверность определения составов пластовых газоконденсатных систем и результатов их термодинамических исследований.

Исследования частично проводились в рамках Программы фундаментальных исследований РАН, НИР № АААА-А19-119030690057-5.

Библиографический список:

1. Шашкова С.С. Проблемы определения содержания УВ $C_{5+в}$ в газах сепарации УКПГ ОНГКМ / С.С. Шашкова, Т.В. Фролова, С.С. Еремеева // Нефтепромысловое дело. – № 12. – 2010. – с. 49 – 51.
2. ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997). Газ природный. Руководство по отбору проб. – Утв. 03.11.2008. – Введен в действие 01.01.2010 / [разраб. ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»].
3. Щебетов А.В. Оценка качества и моделирование газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных / А.В. Щебетов, М.В. Галкин // Газовая промышленность. – № 9. – 2009.
4. Ланчаков Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Г.К. Зиберт. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 279 с.
5. Истомин В.А. Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей / В.А. Истомин, И.В. Колинченко, А.М. Деревягин, С.В. Селезнев // Наука и техника в газовой промышленности. - № 4. – 2006. – С. 37 – 41.

УДК 622.234.574

Обоснование систем разработки нефтяных залежей с применением горизонтальных скважин

Яраханова Д.Г.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

В последней четверти XX века во всем мире наблюдался технологический прорыв в бурении горизонтальных скважин. Начало развитию горизонтальных технологий положил талантливый специалист из СССР Григорян А.М. Под руководством которого в 1953 году на Ишимбайском нефтяном месторождении в Башкирии была пробурена первая горизонтально - разветвленная скважина. Полученный суточный дебит пробуренной разветвленной горизонтальной скважины составил аж 120 тонн, что в 17 раз превышает дебит обычных вертикальных скважин. К тому же, при этом стоимость бурения повысилась всего в 1,5 раза. То есть А.М. Григорян создал новый тип скважин для нефтедобычи - разветвленные горизонтальные (РГ) - с развитой корневой системой, что является революционным этапом в развитии нефтяной промышленности [1].

Следует отметить, что интерес к горизонтальному бурению в России появился не сразу. Живой интерес к горизонтальным технологиям возник после международной конференции в

Будапеште в 1984 году, на которой присутствовали наши отечественные специалисты. После этого в Миннефтепроме была создана программа горизонтального бурения. Получается такой парадокс, что созданные в нашей стране технологии горизонтального бурения стали возвращаться в нашу страну через Западные компании [2]. Ознакомившись с известными данными выявили, что на Западе разветвлённо-горизонтальные скважины вступали в эксплуатацию с текущими дебитами определённо в 10-20 раз превышающими дебиты обычных соседних скважин.

В России широко применяется бурение горизонтальных скважин. Рассмотрим следующие результаты за период с 2006 по 2018 годы (рисунок 1). За этот период был приблизительно пробурен объём горизонтальной проходки порядка 27,6 млн.м, из которых на наклонно-направленное (ННБ) и вертикальное бурение (ВБ) приходится 14,8 млн.м, а непосредственно горизонтальное бурение (ГБ) составляет 12,8 млн.м.

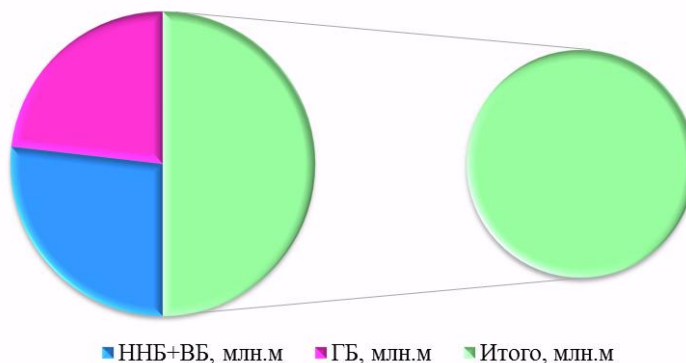


Рисунок 1 - Объём горизонтальной проходки в России с 2006-2018 гг.

К тому же, по данным на 2018 год (рисунок 2) годовой прирост горизонтального бурения составил приблизительно 15 %. Доля же горизонтального бурения в эксплуатационной проходке составила порядка 47 %.

Такая высокая доля применения горизонтальных технологий внедряется не без оснований, так как преимуществами бурения горизонтальных и многозабойных скважин являются:

- увеличение охвата пластов выработкой запасов нефти как по горизонтали, так и по вертикали;
- возможность выборочной эксплуатации пропластков с разными фильтрационно-ёмкостными свойствами;
- форсирование ввода запасов нефти;
- разработка трудноизвлекаемых запасов нефти под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами;
- возможность уплотнения проектной сетки скважин;
- интенсификация добычи нефти за счет повышения дебита;
- снижение интенсивности обводнения экстрагируемой продукции.

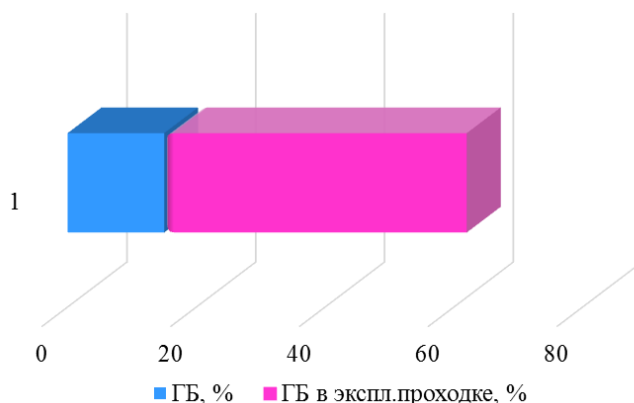


Рисунок 2 - Доля горизонтального бурения в России на 2018 г.

Следовательно на основании проведенных теоретических исследований, результатов строительства и эксплуатации десятков и сотен горизонтальных скважин выявлено следующее. Ожидаемая высокая эффективность применения горизонтальных технологий в основном зависит от геологического строения пласта, на что надо обращать особое внимание. В частности от таких его характеристик как: расчлененность, анизотропия, характер трещиноватости, неоднородность, пористость, проницаемость, мощность, чем в случае горизонтальных скважин.

Существуют следующие основные системы разработки залежей с применением горизонтальных скважин:

- параллельно-линейная система, когда ряды добывающих и нагнетательных скважин располагаются параллельно с чередованием через определенное расчетное расстояние между рядами и рекомендуется для линзовидных отложений;
- блочно-линейная система, использующая принципы параллельно-линейной системы;
- лучевая и радиально-лучевая система;
- радиально-лучевая или многосторонняя система;
- система наклонных, «почти горизонтальных скважин»;
- система горизонтальных скважин на рукавообразные залежи.

Нужно детальное обоснование систем разработки месторождений с различными геолого-физическими свойствами с применением горизонтальных скважин, многозбойных скважин, многозбойных горизонтальных скважин и интеллектуальных скважин.

Необходимо срочно возродить стандарты и обязать нефтяные компании выполнять [2]:

- обязательный отбор керна из бурящихся скважин;
- проводить привязку данных нового более информативного комплекса ГИС к результатам анализа керна (который будет обязательным для выполнения при бурении скважин и для контроля за разработкой).

Вышеуказанное необходимо сочетать с наработанными в течение десятилетий принципами рациональной разработки месторождений, зависимости коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин и систем воздействия на пласт.

Комплексно проведенные новые стандарты при бурении с последующей обработкой и анализом данных с подходами прошлого должны использоваться для создания систем разработки нефтяных залежей с горизонтальными скважинами.

В технологических схемах и проектах рассматриваются варианты разработки месторождений горизонтальными скважинами. При составлении документации планируется бурение не только отдельных горизонтальных скважин, но и их систем. Проектирование горизонтальных скважин должно производиться в определенных геологических условиях (низкопроницаемые пласты, объекты со средней неоднородностью). В других условиях (объекты с большей или меньшей однородностью или меньшей неоднородностью) лучше бурить системой вертикальных скважин [3-4].

Поэтому целесообразно рассчитывать комплексный вариант путем бурения совместной системы вертикальных и горизонтальных скважин.

Библиографический список:

1. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения / Р.Х. Муслимов, Ю.А. Волков, Л.Г. Карпова, В.В. Тюрин, Д.Г. Яраханова. – Казань: Изд-во «Плутон». – 2017. 450 с.
2. Муслимов Р.Х. Опыт Республики Татарстан по рациональному освоению нефтяных богатств недр: былое и думы о будущем развитии / Р.Х. Муслимов. – Казань Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2021. – 680 с.
3. Яраханова Д.Г., Шакиров А.Н. Варианты применения горизонтального и многозбойного бурения для повышения эффективности разработки отложений башкирского яруса / Д.Г. Яраханова, А.Н. Шакиров // Нефтяная провинция. – 2019. – №4(20). – с.287-299.
4. Yarakhanova D.G, Hossain M.E., Algorithm for selecting systems horizontal wells and mathematical models for unconventional reservoirs//Russian Journal of Earth Sciences. – 2020. – Vol.20, Is.6. – Art. № 2020ES000727.

СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.691.4:551.345

Исследование геотехнического состояния сооружений газотранспортной системы расположенной в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов

Белый Р.Е.

Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

На сегодня две трети территории Российской Федерации расположены в криолитозоне, в основном в Сибири и на Дальнем Востоке. Освоение и эксплуатация месторождений в этих районах является важным и экономически выгодным направлением развития газовой промышленности РФ.

Транспортировка газа в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта» с полуострова Ямал в единую систему газоснабжения России осуществляется по СМГ «Бованенково Ухта». Трасса данного газопровода проходит по арктической тундре, Байдарацкой губе – заливу Карского моря, тундре, лесотундре и северной тайге. Эти природные территории расположены в криолитозоне. Общая протяженность 2503.68 км в двухниточном исполнении. При этом распространение ММГ в сплошном, островном и редко островном виде подтверждены изысканиями от 0 до 710 км.

Для своевременного выявления опасных геологических процессов в нашем обществе проводится геотехнический мониторинг (далее – ГТМ). ГТМ подразумевает инженерно-геодезические измерения, а также их обобщение, систематизацию, анализ и принятие их компенсационных решений.

Специалисты службы геотехнического мониторинга проводят наблюдения за состоянием грунтов оснований фундаментов сооружений. Наблюдения выполняются как собственными силами (специалистами службы ГТМ и работниками филиалов), так и подрядным способом. В виду большого количества объектов и сооружений, в части измерений, преобладает подрядный способ.

На сегодня количество элементов (деформационные марки, грунтовые репера, термометрические скважины, пьезометрические скважины и т.д.) сети более 64000 единиц.

Нормативные требования ведению ГТМ представлены в следующей документации (далее – НД) (как федерального, регионального и внутреннего значения):

1) № 384-ФЗ от 30 декабря 2009 года «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

2) СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений»

3) СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»

4) СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов»

5) ГОСТ Р 53778-2010 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния»

Требования ПАО «Газпром»:

1) СТО Газпром 2-2.1-435-2010 «Проектирование оснований, фундаментов, инженерной защиты и мониторинга объектов ОАО «Газпром» в условиях крайнего севера»

2) СТО Газпром 2-3.1-071-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне»

3) СТО Газпром 2-3.1-072-2006 «Регламент на проведение геотехнического мониторинга объектов газового комплекса в криолитозоне»

4) РМ 50-004-2016 «Регламент взаимодействия филиалов и подразделений ООО «Газпром трансгаз Ухта» при организации и выполнении работ по геотехническому мониторингу объектов СМГ «Бованенково-Ухта»

Всего в ООО «Газпром трансгаз Ухта» сетью геотехнического мониторинга оборудовано 1491 сооружение. Из них: 1159 находятся в составе площадных объектов, а 332 на линейной части.

На данный момент на 87 сооружениях обнаружены опасные геологические процессы. Из них 42 сооружения на линейной части и 45 сооружений в составе площадных объектов.

В зоне ответственности Воркутинского и Печорского ЛПУ МГ выявлены многочисленные участки газопровода, связанные с изменением грунтовых и гидрогеологических условий.

Эти участки обусловлены развитием следующих неблагоприятных экзогенных инженерно-геологических процессов:

- термокарстовые процессы;
- криогенное оползание грунтов на участках распространения залежей подземных льдов;
- просадки грунтов вдоль валика газопровода, просадки самого валика с обводнением, связанные с протаиванием сильнольдистых многолетнемерзлых грунтов в результате изменения поверхностных условий, а также за счет недостаточной обратной засыпки траншеи по объему и плотности после протаивания и уплотнения;
- эрозионные процессы: на склоновых участках прокладки МГ наблюдаются эрозионные размывы вдоль оси валика с образованием промоин и оврагов;
- процессы подтопления с последующим заболачиванием. Данные процессы развиваются в результате перекрытия путей поверхностного стока валиком газопровода;
- комплекс процессов, связанный с транспортировкой теплого газа.

На полуострове Ямал было зафиксировано несколько участков развития термокарстовых процессов – криогенного оползня грунтов в непосредственной близости от МГ при этом с 2018 по 2021 год фиксируется развитие данного процесса (рисунок 1).

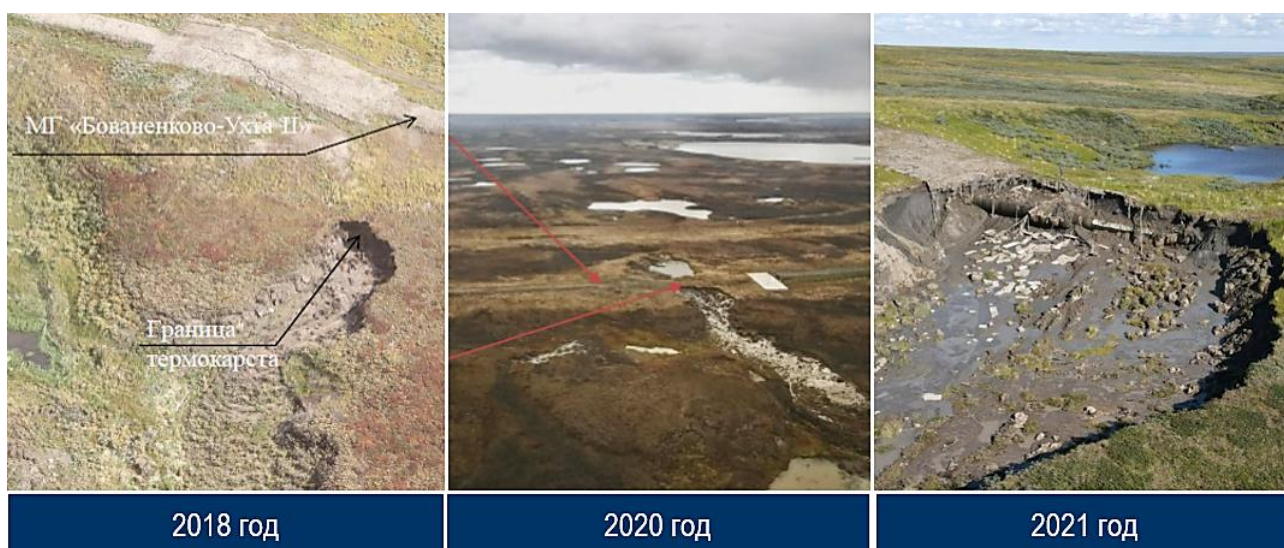


Рисунок 1 – Тенденция развития термокарста на полуострове Ямал

Кроме того опасные геологические процессы проявляются в том числе на площадных объектах (рисунок 2). Следствием этого послужили деформации фундаментов с неравномерной осадкой грунтов оснований, осадки конструкций перекрытий, трещины узлах креплений стеновых панелей, осадочные трещины в бетонном полу и т.д.

На линейной части магистрального газопровода также присутствуют последствия проявления опасных геологических процессов. А именно страдают обвязки крановых узлов (далее – КУ), которые имеют видимые отклонения от проектного положения. Наблюдаются просадочные явления.

Анализ результатов термометрических наблюдений КУ «А» свидетельствует о том, что за период с 2019 г. – 2020 г. произошло значительное изменение температурного режима грунтов оснований (рисунок 3).

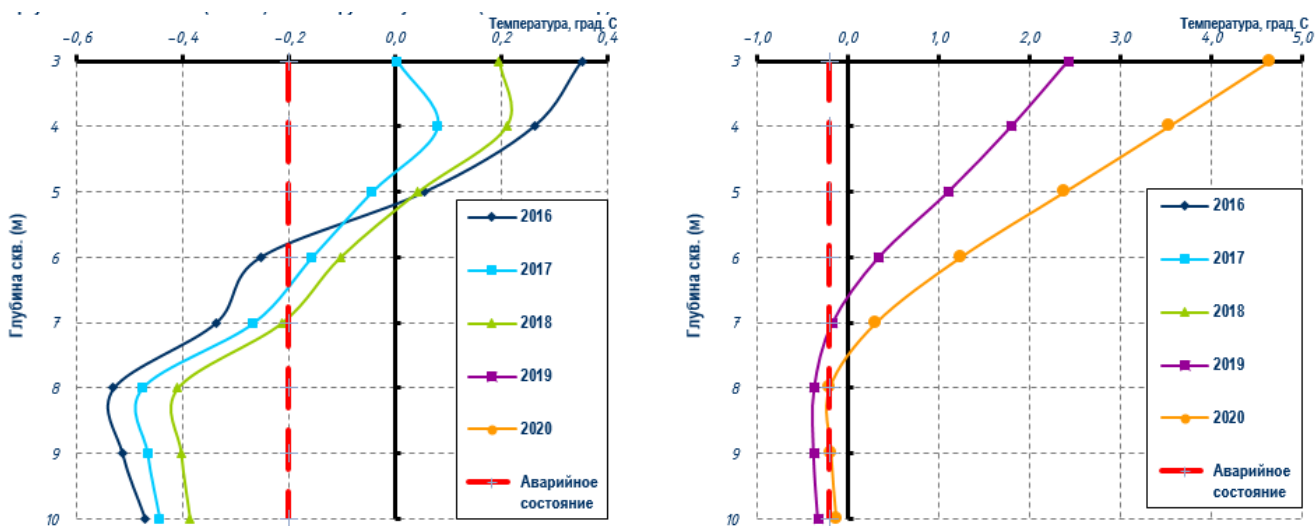
При анализе температур грунтов не учитывается сезонно-талый слой (далее – СТС) до 3 м. Температура грунтов в расчётном интервале (3,0 – 10,0 м) повысилась на величину от 0,35 градусов более чем на 1,0 градус, что приводит к увеличению глубины оттаивания грунтов оснований фундаментов сооружения.



а) – стена здания; б) – перекрытие 1-го этажа; в) – опора эстакады;
 г) – узел крепления панели к колонне

1 – деформации фундаментов и колонн каркаса, вызванные неравномерной осадкой грунтов основания; 2 – осадка конструкций перекрытия 1-го этажа; 3 – трещины в узлах крепления стеновых керамзитобетонных панелей, вызванные неравномерной осадкой колонн здания; 4 – осадочные трещины в бетонном полу из-за просадки грунтового основания

Рисунок 2 – Проявление опасных геологических процессов на площадном объекте



а) – результаты термометрических наблюдений в весенний период;
 б) – результаты термометрических наблюдений в осенний период

Рисунок 3 – Температура массива грунта КУ «А»

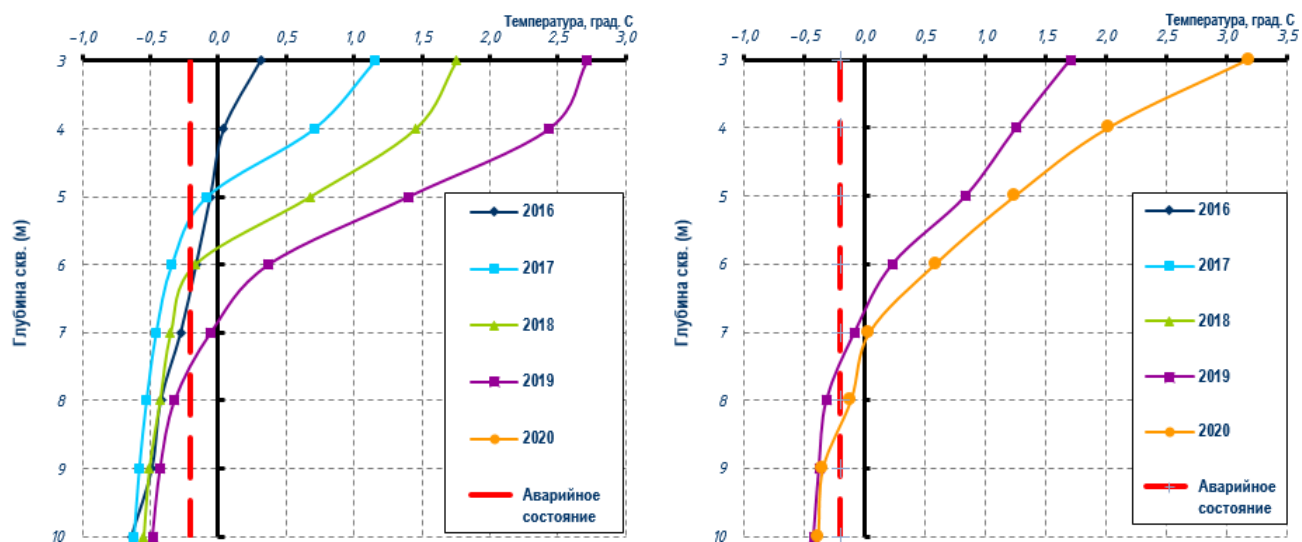
Необходимо обратить внимание, что, в соответствии с проектной документацией температура грунтов на весь период эксплуатации не должна превышать минус 1,0 градус, а аварийное состояние грунтов в соответствии с НД фиксируется от минус 0,2 градусов и выше, что показано на графике пунктирной линией.

На фотоматериалах КУ «А» видно, что обвязка кранового узла имеет видимые отклонения от проектного положения, что указывает на наличие осадочных явлений (рисунок 4).



Рисунок 4 – Фотоматериалы КУ «А»

Анализ результатов термометрических наблюдений грунтов основания КУ «Б» (рисунок 5) в весенний и осенний период свидетельствует о том, что за период 2019 г. – 2020 г. произошло сопоставимое значительное изменение температурного режима.



а) – результаты термометрических наблюдений в весенний период;
 б) – результаты термометрических наблюдений в осенний период

Рисунок 5 – Температура массива грунта КУ «Б»

Температура грунтов КУ «Б» в расчётном интервале повысилась на величину от 0,7 градусов и более чем на 1,0 градус, что привело к увеличению глубины оттаивания грунтов основания фундамента сооружения.

На фотоматериалах КУ «Б» видно, что обвязка кранового узла имеет видимые отклонения от проектного положения, что указывает на наличие просадочных явлений (рисунок 6).

К перспективам развития ведения ГТМ в нашем Обществе, в условиях отсутствия достаточного количества персонала, стоит отнести внедрение комплексных систем мониторинга (КСМ) технического состояния опасных производственных объектов.

Примером такой системы является измерительный комплекс «РУМК ПОТОК 1» (рисунок 7). Комплексная система мониторинга может обеспечить контроль изменения пространственного положения трубопроводов, оборудования, несущих конструкций зданий и сооружений в условиях действия значительных эксплуатационных нагрузок и, при условии создания цифровой модели объекта, позволит оценивать его напряженно-деформируемое состояние, накопленную поврежденность, и, как результат, реальный срок безопасной эксплуатации.

Предполагается размещение данной системы на объектах:

- СМГ «Б-У» 3 нитка;
- КЦ №7 КС «Новоприводинская».

Измерения смогут производиться в автоматизированном режиме с помощью технологии нацеливания на отражающие элементы средствами лазерной дальнометрии;

- контролируемые точки объекта мониторинга должны находиться в прямой видимости измерительного устройства на удалении от 5 м до 2000 м;
- разрешающая способность характеризуется углом поля зрения системы автоматического нацеливания;
- средняя скорость измерения (5-10 точек в минуту);
- точность 2-5 мм;



Рисунок 6 – Фотоматериалы КУ «Б»

Подсистема может осуществлять геодезический мониторинг перемещений контролируемых точек надземных объектов, находящихся в прямой видимости (трубопроводов, оборудования, фундаментов, внешних несущих конструкций зданий и сооружений).

Состав:

- измерительный комплекс «РУМК ПОТОК 1»;
- отражающие элементы с креплениями;
- дополнительные измерительные датчики условий среды;
- программное обеспечение для управления, сбора и экспорта данных.

Поставщик оборудования ООО «Газэнергоэкспертиза»

Рисунок 7 – Подсистема измерения координат РУМК «ПОТОК 1»

Диапазон рабочей температуры эксплуатации системы от минус 60 градусов до плюс 60 градусов по Цельсию.

При решении производственных вопросов, связанных с анализом данных и прогнозированием данных по ГТМ специалистами службы геотехнического мониторинга используется специализированное программное обеспечение Frost 3D Universal.

Программный комплекс Frost 3D Universal позволяет получать научно-обоснованные прогнозы тепловых режимов многолетнемерзлых грунтов в условиях теплового влияния дорог, трубопроводов, добывающих скважин, гидротехнических и других сооружений с учетом термостабилизации грунта

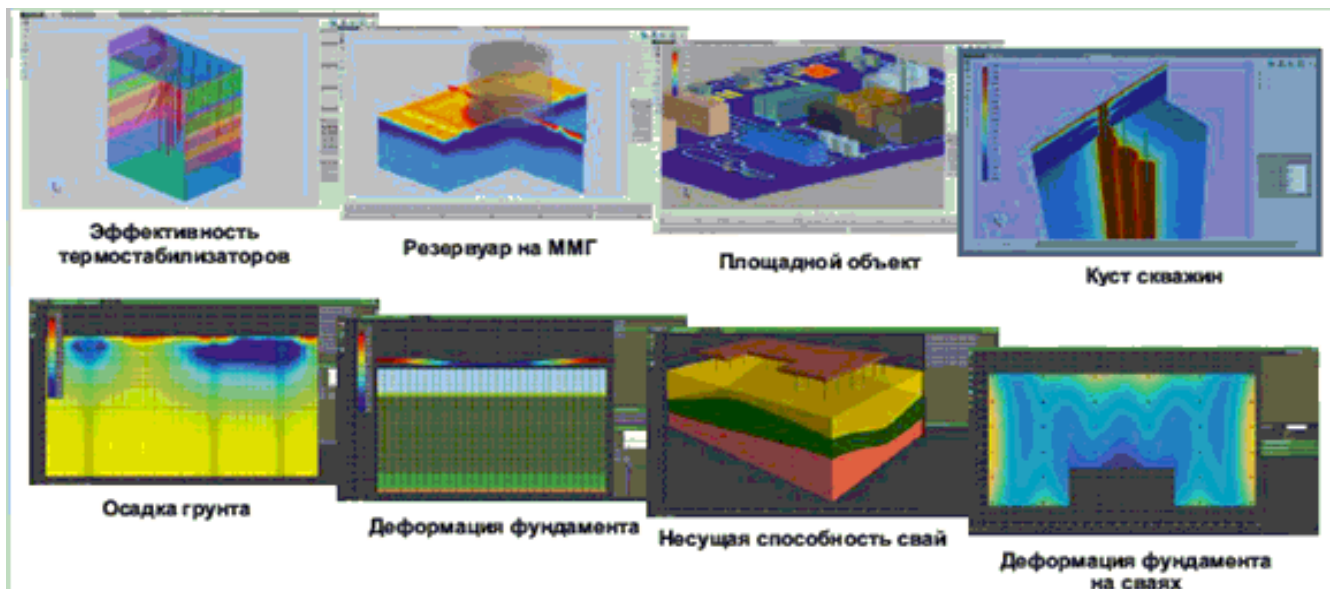


Рисунок 8 – Общая информация функциональности Frost 3D Universal

Моделирование тепловых режимов многолетнемерзлых грунтов	Расчет деформаций, осадки и несущей способности
<ul style="list-style-type: none"> создание трехмерной геометрии расчетной области с учетом рельефа поверхности и геолого-литологического строения грунтов создание трехмерной геометрии трубопроводов, добывающих скважин, оснований и фундаментов сооружений трехмерная интерполяция начальной температуры грунта по данным нескольких термометрических скважин ведение базы данных теплофизических свойств грунтов, материалов строительных объектов, климатических факторов и параметров охлаждающих устройств учет теплофизических и гидрологических свойств для трехмерных геометрических объектов и условий теплообмена на поверхностях объектов расчет распределения температур и содержания незамерзшей воды в моделируемой области с учетом фазовых превращений и конвективного переноса тепла расчет фильтрации грунтовых вод визуализация тепловых полей, содержания незамерзшей влаги и скорости фильтрации в трехмерном пространстве в динамике возможность визуализации тепловых полей и содержания незамерзшей влаги в сечении цветовым распределением и изолиниями возможность построения графических зависимостей изменения температуры и содержания незамерзшей влаги от координаты или времени 	<ul style="list-style-type: none"> импорт трехмерных полей температуры и количества незамерзшей воды из теплового модуля Frost 3D Universal расчет осадки грунтового основания, обусловленной действием собственного веса оттаивающего грунта, в соответствии с СП 25.13330.2012 визуализация осадки грунта в сечении в виде цветового распределения и изолиний создание геометрии плитных фундаментов численный расчет упругих деформаций плитных фундаментов расчет несущей способности свайных, столбчатых и других видов фундаментов сооружений с холодным подпольем, опор трубопроводов, линий электропередачи в соответствии с СП 25.13330.2012 просмотр результатов расчета деформации, несущей способности и коэффициента реакции сваи в виде цветового распределения и графиков просмотр результатов расчета деформации пластины фундамента в виде цветового распределения и графиков построение таблиц с результатами расчетов деформации, осадки, несущей способности

Рисунок 9 – Основные функциональные возможности Frost 3D Universal

Frost 3D Universal сертифицирован в Российской Федерации. Лежащие в основе программы Frost 3D Universal алгоритмы и методы (способы обработки и интерпретации информации) запатентованы.

Frost 3D Universal внесен в Реестр программ для ЭВМ федеральной службы по интеллектуальной собственности.

Ключевыми задачами, требующими компенсационных решений на стадии эксплуатации являются:

- ошибки и просчёты в принятых проектных решениях, связанные прежде всего с недостатками в результатах изысканий на площадках строительства СМГ «Бованенково-Ухта»;
- нарушение технологии строительства, в том числе последовательности этапов погружения свайного фундамента, промораживания грунтов оснований, обратная засыпка мерзлых грунтов вместо малопучинистого песка, (Например, нарушения подготовки грунтов оснований на производственно-энергетическом блоке позволили стабилизировать состояние грунтов только через 3 года работы термостабилизаторов ВЕТ и ГЕТ);

—○ Ключевые моменты



Рисунок 10 – Ключевые задачи ГТМ, требующие компенсационных решений на стадии эксплуатации

- отсутствие накопленных результатов инструментальных измерений и специализированного ПО для оценки несущей способности мерзлых грунтов;
- необходимость расчётных математических алгоритмов для теплотехнических прогнозов развития нарушений;
- потребность в специализированном ПО для расчётов и моделирования скорости развития опасных геологических процессов;
- учёт тенденций поведения грунтов оснований при глобальном потеплении.
- актуализация нормативной базы;
- применение предлагаемых вариантов компенсационных решений на стадии эксплуатации сооружений бывает осложнено непрерывностью технологических процессов, ограниченной доступностью к фундаментам, недостатком финансирования и т.д.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-1.12-001-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок разработки, утверждения, учета, изменения и отмены.
2. СТО Газпром 2-3.1-071-2006 Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне.
3. Программный комплекс для теплотехнических расчетов FROST 3D UNIVER – SAL [Электронный ресурс]. URL: <http://frost3d.ru/>.

Волков Д.С., Сарычев И.Л.

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н., Шишкин И.В.

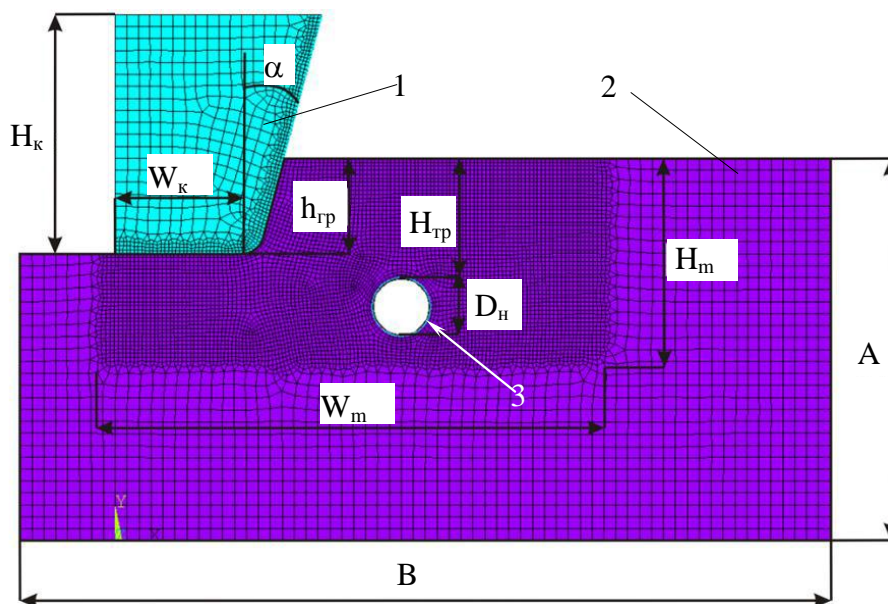
Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Магистральный газопровод Бованенково – Ухта, первая нитка которого была введена в эксплуатацию в 2012 г., пересекает Байдарацкую губу, характеризующуюся наличием ледовой экзарации, то есть процессов пропахивания донной поверхности дрейфующими ледовыми образованиями (ЛО). Глубина борозд может достигать 2 м [1], а их траектория может пересекать трассу проложенного газопровода. Кроме того, в ходе приборно-водолазных обследований подводного перехода, проведенных в 2014 – 2017 гг., на первой нитке было обнаружено наличие двух оголенных участков протяженностью 235 и 90 м. Оголенные участки находятся примерно в 4,0...4,5 км от Ямальского берега на глубине 8,0 – 8,5 м. На первом участке труба выходит полностью на поверхность дна, а на втором участке находится в частично заглубленном состоянии. Опасность дрейфующих ЛО для заглубленных и оголенных участков газопровода оценивалась расчетными методами.

Опасность пересечения ЛО заглубленного газопровода подводного перехода (ПП) была оценена путем численного моделирования процесса пропахивания донного грунта. При этом использовался упрощенный подход, когда сначала решалась плоская задача о воздействии кия ЛО на массив грунта (труба при этом была включена в расчетную схему), а затем полученные результаты использовались в качестве нагрузки на трубу, при которой определялся уровень напряженно-деформированного состояния (НДС) участка газопровода [2].

Принятый подход позволил уменьшить трудоемкость расчетов и выполнить многопараметрический анализ задачи путем изменения типа грунта, формы кия, глубины внедрения кия в грунт и положения трубы относительно расположения нижней части кия.

Расчетная схема модели «киль – грунт – труба» (рисунок 1) в двумерной постановке, реализованная в конечно-элементном вычислительном комплексе ANSYS, показана для случая, когда киль ЛО имеет форму трапеции с наклонной передней частью и скруглением в зоне перехода от фронтальной грани к основанию. В расчетной схеме с килем в форме полуокружности радиусом R изменялась только передняя часть кия.



1 – киль ледового образования; 2 – донный грунт; 3 – трубопровод

Рисунок 1 - Конечно-элементная модель «киль – грунт – труба»

Модель характеризуется следующими параметрами, обозначенными на рисунке 1: A и B – размеры исследуемого массива грунта, H_m и W_m – размеры области дополнительного измельчения элементов, моделирующих грунт, D_n – внешний диаметр газопровода, $H_{тр}$ – расстояние от поверхности грунта до верха трубы, $h_{гр}$ – глубина внедрения кия в грунт (глубина пропахивания), W_k – характерный размер основания кия, H_k – высота кия, α – угол наклона передней грани кия к вертикали. Для удобства анализа результатов расчета был использован также параметр $H_{кр}$, определяющий расстояние от верха трубы до нижней части кия (размер на рисунке 1 не показан).

Для материала трубы и кия ЛО использовалась упругая модель, характеризуемая стандартными параметрами: модуль упругости E , коэффициент Пуассона μ . Для материала грунта использовалась упруго-пластичная модель Друкера-Прагера со следующими определяющими параметрами: модуль упругости E , число Пуассона μ , сцепление c и угол внутреннего трения φ .

Граничные условия для массива грунта задавались следующим образом: перемещения по оси X (ось X на рисунке 1 направлена слева направо) запрещены для левой и правой границы массива грунта, перемещения по оси Y (ось Y на рисунке 1 направлена снизу вверх) запрещены для нижней границы массива грунта и для верхней границы кия.

Задача ледовой экзарации грунта решалась при следующих постоянных геометрических параметрах:

- размер исследуемого массива грунта по оси Y $A = 8$ м;
- размер исследуемого массива грунта по оси X $B = 12$ м;
- ширина основания кия $W_k = 3$ м;
- высота кия $H_k = 5$ м;
- внешний диаметр газопровода $D_n = 1,219$ м;
- толщина стенки труб $\delta = 0,027$ м.

В ходе моделирования менялись следующие параметры:

- тип грунта (были использованы два типа грунта с характеристиками, приведенными в таблице 1);

Таблица 1 - Характеристики грунтов, использованных в модельных расчетах

Тип грунта	Модуль деформации E , МПа	Коэффициент Пуассона μ	Угол внутреннего трения φ , градусы	Удельное сцепление c , кПа
Суглинок текучепластичный (Грунт № 1)	2,8	0,3	12,5	40
Суглинок тугопластичный (Грунт № 2)	14,4	0,3	26,9	36

- форма кия (был рассмотрен киль трапецеидальной формы с углом наклона передней грани кия к вертикали α , равным 15 и 30 °, а также киль в форме полуокружности с радиусом скругления передней части кия $R = 5$ м);

- глубина внедрения кия в грунт (глубина внедрения кия в грунт $h_{гр}$ была принята равной 0,5; 1,0; 1,5 и 2,0 м);

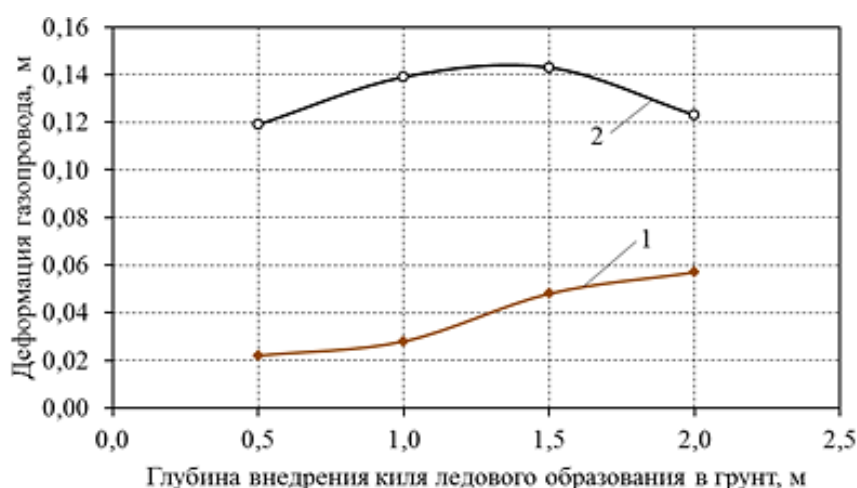
- положение трубы относительно нижней части кия (расстояние от нижней части кия до верха трубы $H_{кр}$ было принято равным 0,25 и 0,50 м).

Всего было выполнено 14 вариантов расчета (таблица 2). Графическое сопоставление деформаций газопровода, в зависимости от изменявшихся параметров расчетной модели, представлено на рисунках 2 – 4.

Проведенные исследования показали, что в процессе пропахивания донного грунта килем ЛО происходит деформирование грунта под килем и в его окрестности в вертикальном и поперечном направлениях. Деформирование грунта обуславливает появление нагрузки на заглубленный газопровод, способной вызывать его смещение в сторону от проектного положения. Смещение газопровода наблюдается во всех рассмотренных вариантах расчета.

Таблица 2 - Варианты модельных расчетов и полученные результаты

Вариант расчета	Форма кия	Тип грунта	Глубина внедрения кия в грунт $h_{гр}$, м	Расстояние от низа кия до верха трубы, $H_{кр}$, м	Максимальное смещение трубы ΔS_{max} , м
1	Трапеция ($\alpha = 15^\circ$)	№ 1	2,0	0,50	0,057
2	Трапеция ($\alpha = 15^\circ$)	№ 1	1,5	0,50	0,048
3	Трапеция ($\alpha = 15^\circ$)	№ 1	1,0	0,50	0,028
4	Трапеция ($\alpha = 15^\circ$)	№ 1	0,5	0,50	0,022
5	Трапеция ($\alpha = 30^\circ$)	№ 1	2,0	0,50	0,062
6	Трапеция ($\alpha = 30^\circ$)	№ 1	1,5	0,50	0,048
7	Полуокружность	№ 1	2,0	0,50	0,123
8	Полуокружность	№ 1	1,5	0,50	0,143
9	Полуокружность	№ 1	1,0	0,50	0,139
10	Полуокружность	№ 1	0,5	0,50	0,119
11	Трапеция ($\alpha = 15^\circ$)	№ 2	2,0	0,50	0,051
12	Трапеция ($\alpha = 15^\circ$)	№ 1	2,0	0,25	0,073
13	Трапеция ($\alpha = 30^\circ$)	№ 2	2,0	0,50	0,052
14	Полуокружность	№ 2	2,0	0,50	0,115



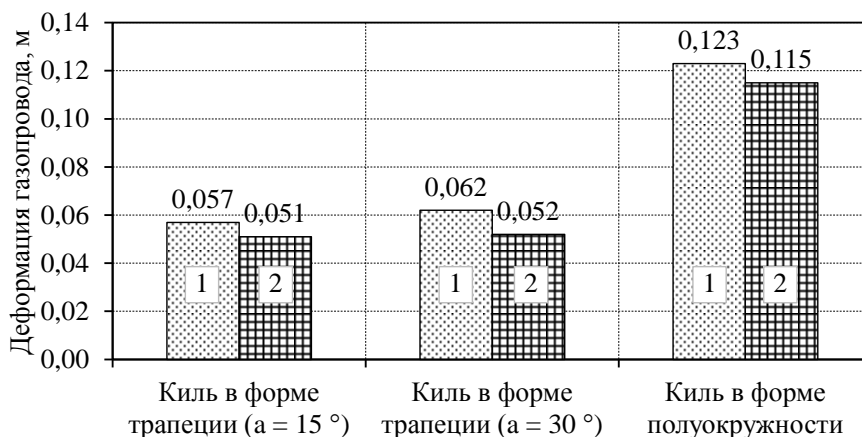
1 – киль в форме трапеции ($\alpha = 15^\circ$); 2 – киль в форме полуокружности

Рисунок 2 – Изменение деформации газопровода в зависимости от формы кия ледового образования и глубины его внедрения в донный грунт (грунт № 1, $H_{кр} = 0,5$ м)

При этом максимальное деформирование грунта происходит в ядре уплотнения, расположенном непосредственно перед килем, а максимальная величина деформирования газопровода, расположенного ниже основания кия ЛО на 0,5 м, в рассмотренных вариантах составила 0,143 м (см. таблицу 2 и рисунок 2). Кроме того, данные на рисунке 2 показывают, что при фиксированном значении зазора $H_{кр}$ между основанием кия и верхом газопровода может существовать предельное значение глубины внедрения кия в донный грунт, соответствующее максимальной интенсивности воздействия ЛО на трубу. Из рисунка 2 видно, что при внедрении в донный грунт кия в форме полуокружности на 1,0; 1,5 и 2,0 м максимальное смещение трубопровода сначала практически не изменяется (увеличивается с 0,139 до 0,143 м, то есть менее 3,0 %), а потом уменьшается до 0,123 м. При этом увеличение глубины пропахивания с 0,5 до 1,0 м вызывает рост максимального смещения на 16,8 % (с 0,119 до 0,139 м). При трапецидальной форме кия интенсивность воздействия на трубу возрастает во всем рассмотренном диапазоне значений глубин пропахивания.

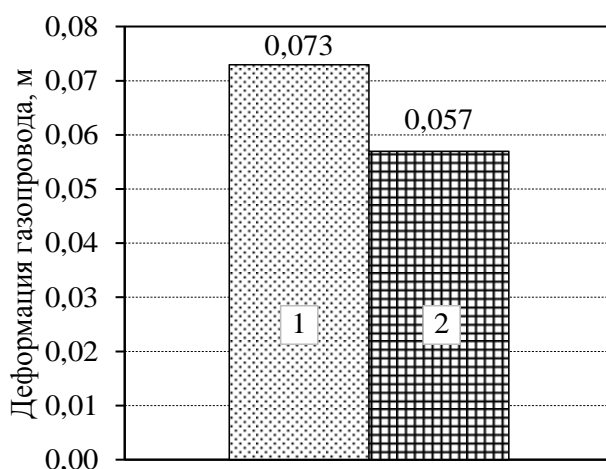
Анализ результатов выполненных расчетов показывает следующее:

- для рассмотренных форм кия максимальное воздействие на трубу оказывает киль, форма которого в зоне контакта близка к дуге окружности (см. рисунки 2 и 3);
- интенсивность воздействия ЛО на трубу снижается при увеличении зазора между трубой и основанием кия $H_{кр}$, в частности при увеличении этого параметра с 0,25 до 0,50 м максимальное смещение уменьшилось с 0,073 до 0,057 м, то есть на 22 % (см. рисунок 4);
- при одинаковых значениях параметров расчетной модели более значительные смещения газопровода происходят при его прокладке в менее прочном грунте (см. рисунок 3).



1 – менее прочный грунт (грунт № 1); 2 – более прочный грунт (грунт № 2)

Рисунок 3 – Изменение деформации газопровода в зависимости от типа донного грунта и формы кия ледового образования ($h_{гр} = 2,0$ м, $H_{кр} = 0,5$ м)



1 – $H_{кр} = 0,25$ м; 2 – $H_{кр} = 0,50$ м ($H_{кр}$ – расстояние от нижней части кия ледового образования до верха газопровода)

Рисунок 4 – Деформация газопровода при изменении расстояния от кия ледового образования до верха трубы (киль в форме трапеции с $\alpha = 15^\circ$, $h_{гр} = 2,0$ м)

Таким образом, ключевыми факторами, определяющими интенсивность воздействия ледовой экзарации на заглубленный морской газопровод в предположении о неразрушении ледяного кия, являются характеристики донного грунта, от которых зависит, в частности, глубина внедрения кия ЛО в грунт, и локальная форма кия в зоне контакта с грунтом дна.

Для оценки влияния процессов экзарации донного грунта на НДС подземного газопровода использовалась балочная модель газопровода в грунте с закрепленными концами. При этом длина рассчитываемого участка газопровода принималась равной 200 м, что позволило исключить влияние граничных условий на результаты расчета. Для оценки величины возникающих напряжений использовались данные о возможном поперечном смещении газопровода, полученные на первом этапе моделирования. При этом рассматривались два варианта нагружения

участка газопровода, равного ширине активной части кия ЛО: задание деформаций, равных максимальному значению смещения, и прикладывание фиктивной равномерно распределенной нагрузки, вызывающей максимальное значение смещения газопровода.

Результаты расчета балочной модели приведены в таблице 3. Следует отметить, что в ходе моделирования смещение трубы было принято равным 0,0143 м при прокладке в грунте № 1 и 0,0115 м при прокладке в грунте № 2.

Таблица 3 - Максимальные значения изгибных напряжений (МПа) на деформирующемся участке газопровода

Ширина зоны приложения нагрузки, м	Приложение равномерно распределенной нагрузки		Заданная деформация оси	
	Грунт № 1	Грунт № 2	Грунт № 1	Грунт № 2
6	182	267	216	343
12	129	156	216	343
20	79,1	79,8	216	343

Из результатов моделирования видно, что при задании деформации оси трубы на участке взаимодействия с килем ЛО максимальные напряжения не зависят от ширины кия, то есть от длины отрезка, к которому прикладывается смещение. При приложении равномерно распределенной нагрузки максимальные напряжения уменьшаются по мере увеличения ширины кия, то есть длины отрезка, к которому прикладывается нагрузка. Максимальные изгибные напряжения, равные 343 МПа, что составляет 76,2 % от нормативного значения текучести металла труб, наблюдаются при заданных деформациях оси трубы, проложенной в грунте № 2.

Таким образом, при недостаточном заглублении газопровода процесс экзарации донной поверхности может вызвать заметное увеличение НДС подземно расположенных труб, вплоть до нарушения их работоспособного состояния. На НДС трубопровода влияет не только величина его поперечного смещения, но и физико-механических характеристик донного грунта. При этом результаты расчета показали, что более высокие значения напряжений могут быть в трубопроводе, проложенном в более прочном грунте и имеющем более низкие значения смещений от своего первоначального положения.

Для оценки опасности воздействия ЛО на незаглубленный газопровод была рассмотрена балка длиной L с жестким закреплением на обоих концах, нагруженная сосредоточенной силой P . Сосредоточенная сила P определялась по следующей формуле:

$$P = p_{\text{ло}} \ell_{\text{ло}} h_{\text{ло}}, \quad (1)$$

где $p_{\text{ло}}$ – давление ЛО на газопровод, МПа; $\ell_{\text{ло}}$ – протяженность площадки контакта ЛО с трубой, м; $h_{\text{ло}}$ – высота площадки контакта ЛО с трубой, м.

Давление ЛО на трубопровод было принято равным 0,2 МПа на основании данных о нормативных сопротивлениях заторной и зажорной массы льда смятию в СП 38.13330 [3]. Протяженность площадки контакта ЛО с трубой принята равной средней ширине борозд на дне Байдарацкой губы в местах обнаружения оголенных участков, которая составила 7 м. Высота площадки контакта ЛО с трубой была принята равной 1,0 м. При этих данных значение сосредоточенной силы от ЛО, действующей на трубу, равно $P = 0,2 \cdot 7 \cdot 1 = 1,4$ МН.

Нагрузка P может быть приложена в произвольном месте оголенного участка, поэтому был рассмотрен наихудший случай, когда ЛО воздействует посередине участка. В этом случае максимальное поперечное смещение (прогиб) f участка газопровода и максимальные изгибные напряжения $\sigma_{\text{и}}$ рассчитываются по следующим формулам [4]:

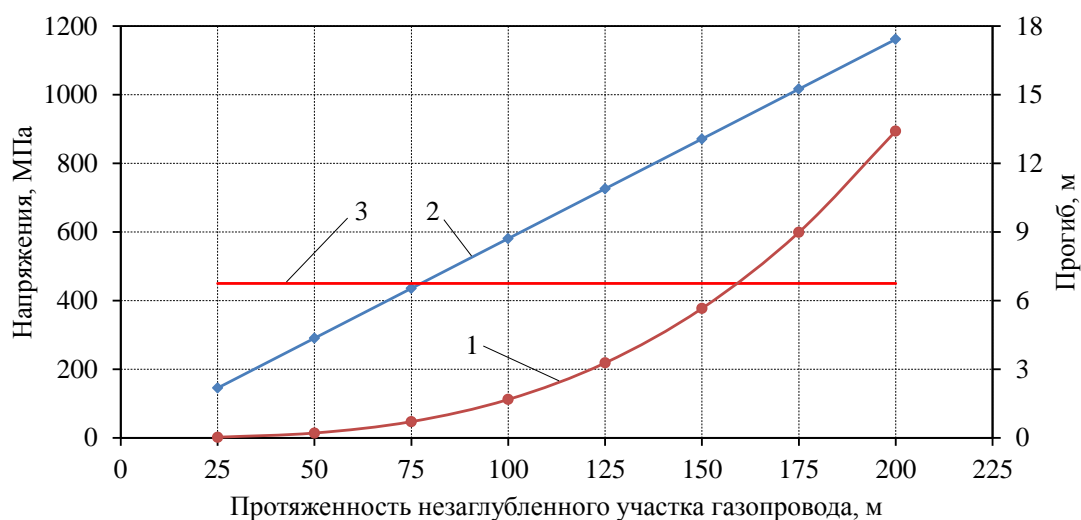
$$f = PL^3 / (192EJ), \quad \sigma_{\text{и}} = PL / (8W); \quad (2)$$

где EJ – изгибная жесткость трубы, Нм^2 ; W – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы, м^3 .

В связи с тем, что подводный переход через Байдарацкую губу смонтирован из обетонированных труб, то в расчетах упругой линии газопровода при его изгибе учитывалась эффективная изгибная жесткость трубы с наружным бетонным покрытием толщиной 85 мм, равная $(EJ)_{\text{эфф}} = 4350 \text{ МНм}^2$, а при расчете напряжений в газопроводе осевой момент сопротивления поперечного сечения только самой трубы, равный $W = 0,03013 \text{ м}^3$.

Длина незаглубленного газопровода в расчетах была принята равной 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 и 200 м.

Полученные результаты расчетов, представленные на рисунке 5, показывают, что при протяженности оголенного участка ≈ 75 м изгибные напряжения, обусловленные воздействием ЛО на участок газопровода, достигают предела текучести материала, что ставит под сомнение возможность его безопасной эксплуатации. Максимальный прогиб участка при этом составляет не менее 0,7 м.



1 – максимальный прогиб; 2 – максимальные значения напряжений;
3 – нормативное значение предел текучести материала труб

Рисунок 5 – Напряженно-деформированное состояние оголенных участков газопровода разной протяженности, подверженных воздействию ледовых образований

Таким образом, выполненный расчетный анализ показал, что основная опасность дрейфующих ЛО для газопровода состоит в поперечном смещении трубы от своего первоначального положения, что приводит к ее изгибу в горизонтальной плоскости и росту НДС. При некотором значении смещения трубы деформация изгиба может оказаться критической. Наибольшую опасность представляет прямой контакт ЛО с трубой. Для обеспечения надежной эксплуатации морского участка газопровода он должен находиться в донном грунте, при этом заглубление трубы должно превышать максимально возможную глубину пропахивания дна ЛО на величину, при которой смещение трубы не вызовет нарушения нормативных требований, предъявляемых к НДС морского участка газопровода.

Библиографический список:

- 1 Ледяные образования морей Западной Арктики / Под ред. Г. К. Зубакина. – Санкт-Петербург: Арктический и антарктический научно-исследовательский центр, 2006. – 272 с.
- 2 Наумов М.А., Онищенко Д.А. Требования к исходным данным, необходимым для моделирования воздействия ледовой экзарации на заглубленные трубопроводы // Арктика: экология и экономика. – № 2 (10). – 2013. – С. 4 – 17.
- 3 СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2014. – 116 с.
- 4 Писаренко Г.С., Яковлев А.П., Матвеев В.В. Справочник по сопротивлению материалов. – Киев: Наукова думка, 1975. – 704 с.

Система оценки энергоэффективности подогревателей газа, установленных на газораспределительных станциях

Галимов А.А., Хажирахметов В.Н.

ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

Асадуллин А.И.

ПОЭГРС ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

Введение

В ООО «Газпром трансгаз Уфа» на сегодняшний день эксплуатируется 201 подогреватель и блок подогрева газа (ПГ). Актуальной задачей, связанной с эксплуатацией ПГ, является поддержание энергоэффективности их работы.

Для оценки энергоэффективности ПГ определен способ вычисления КПД ПГ по прямому тепловому балансу с использованием штатных средств измерения.

Определение мгновенного КПД ПГ в установившемся режиме

Значение КПД огневых ПГ (типа ПГА или ПГА), а также ПГ с промежуточным теплоносителем при установившемся режиме работы рассчитывается по формуле:

$$\eta_{\text{уст}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{Q_{\text{затр}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $Q_{\text{пол}}$ – полезный тепловой поток, переданный нагреваемому газу, кВт;
 $Q_{\text{затр}}$ – затраченный тепловой поток, полученный при сжигании топливного газа, кВт.
 Тепловой поток, переданный нагреваемому газу, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = c \cdot G \cdot (t'' - t'), \quad (2)$$

где c – удельная теплоёмкость нагреваемого газа [1], кДж/(м³·°С);
 G – расход нагреваемого газа, проходящего через ПГ, м³/ч;
 t', t'' – температура нагреваемого газа на входе и выходе из ПГ, °С.
 Удельная теплоёмкость газа рассчитывается по формуле:

$$c = (1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{\text{ср}} + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{p}{T_{\text{ср}}^3}) \cdot \rho, \quad (3)$$

где $T_{\text{ср}} = \frac{t' + t''}{2} + 273,15$ – средняя температура газа на входе и выходе из ПГ, К;
 p – избыточно давление нагреваемого газа на входе в ПГ, МПа;
 ρ – средняя плотность нагреваемого газа, кг/м³.
 Плотность вычисляется на основе химического состава газа:

$$\rho = F_1(x_i). \quad (4)$$

В случае установки на ГРС нескольких однотипных ПГ расход газа через один ПГ:

$$G = \frac{G_{\text{ГРС}}}{N_{\text{откр}}}, \quad (5)$$

где $G_{\text{ГРС}}$ – расход подогреваемого газа через ГРС, м³/ч;
 $N_{\text{откр}}$ – число одновременно открытых ПГ, через которые проходит нагреваемый газ.
 Тепловой поток, полученный при сжигании топливного газа, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{затр}} = B_{\text{с}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}, \quad (6)$$

где $B_{\text{с}}$ – скорректированный расход топливного газа на работу, м³/ч;
 $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – теплотворная способность топливного газа, кДж/м³.
 Теплотворная способность вычисляется на основе химического состава газа:

$$Q_{\text{н}}^{\text{п}} = F_2(x_i). \quad (7)$$

Конечная формула для расчета КПД ПГ:

$$\eta_{уст} = \left(1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{t' + t''}{2} + 273,15 \right) + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{p}{\left(\frac{t' + t''}{2} + 273,15 \right)^3} \right) \times \frac{G_{ГРС} \cdot (t'' - t') \cdot \rho}{B_c \cdot N_{откр} \cdot Q_H^p} \quad (8)$$

Для получения значений температуры и давления подогреваемого газа (t' , t'' , p), расхода топливного газа (B_c) используются штатные приборы, установленные на ПГ.

Для получения значений расхода подогреваемого газа через ГРС ($G_{ГРС}$) используется система телемеханики ГРС.

Число открытых ПГ ($N_{откр}$) вводится операторами ГРС вручную.

Для получения плотности и теплотворной способности газа (ρ , Q_H^p) используется установленный на ГРС хроматограф. В случае отсутствия на ГРС хроматографа данные величины вводятся в систему телемеханики как константы на основании паспорта качества газа.

В июне 2018 года на ПГ ГПМ-ПТПГ-30М-01 ст. №7 ГРС Стерлитамак-3 Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» был реализован расчет КПД вышеуказанным способом, а также вывод его на экран АРМ оператора ГРС (рисунок 1).

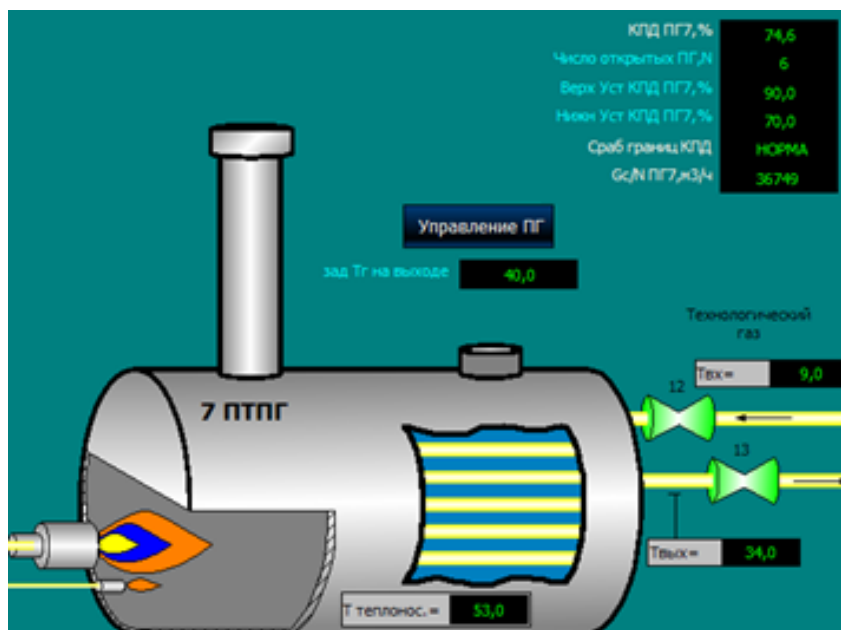


Рисунок 1 – Фрагмент мнемосхемы ПГ №7 ГРС Стерлитамак-3 СтЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»

На рисунке 2 представлен фрагмент выводимого на экран АРМ оператора ГРС графика КПД ПГ №7 ГРС Стерлитамак-3 ООО «Газпром трансгаз Уфа».

В ходе опробования системы были выявлены невозможность применения вышеуказанного метода при изменении режимов работы ПГ (рис. 3). При переходах ПГ с большого горения на малое или с малого горения на запальник (13:20 и 18:00) происходит резкое уменьшение расхода топливного газа. При этом для нагрева газа используется заранее запасенное тепло промежуточного теплоносителя. Таким образом, числитель дроби по формуле (8) увеличивается, а знаменатель уменьшается, что приводит к увеличению дроби и аномально завышенному значению КПД. При переходе ПГ с запальника на режим малого горения (13:40 и 18:20) происходит резкое увеличение расхода топливного газа. При этом существенная часть энергии расходуется на нагрев промежуточного теплоносителя, а не передается нагреваемому газу. Таким образом, числитель дроби по формуле (8) уменьшается, а знаменатель увеличивается, что приводит к уменьшению дроби и аномально заниженному значению КПД.

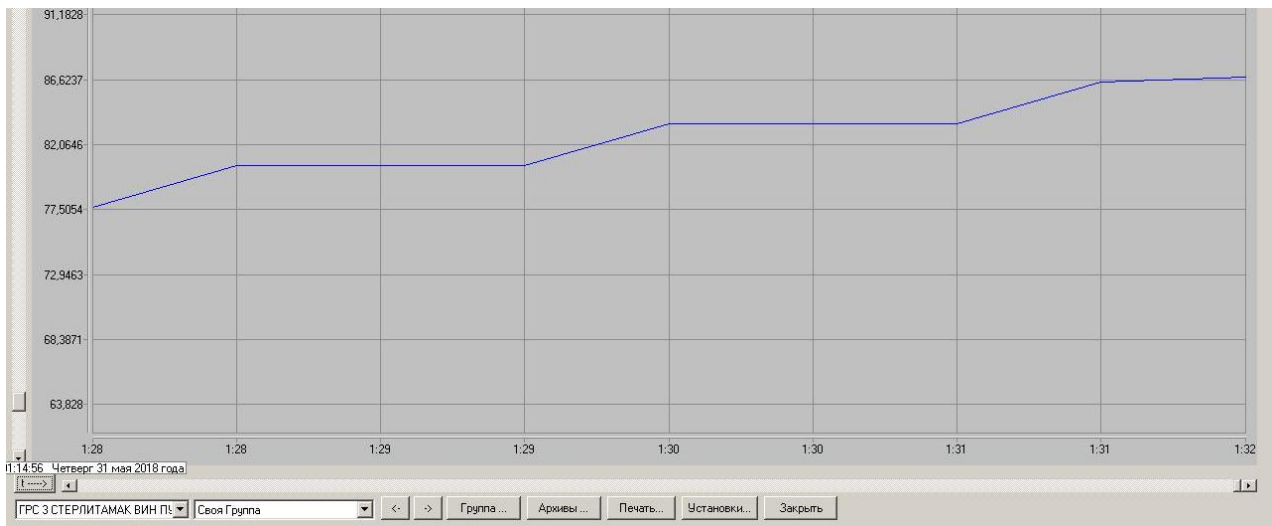
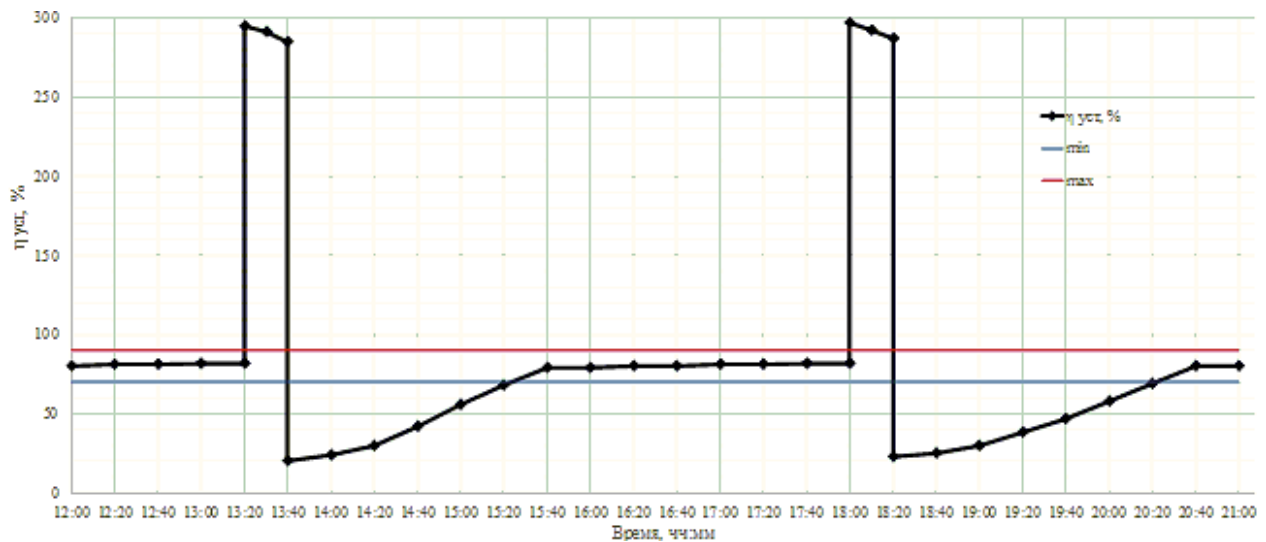


Рисунок 2 – График зависимости КПД ПГ №7 ГРС Стерлитамак-3 СтЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» от времени



$\eta_{уст}$ – КПД ПГ для установившегося режима работы, %;
 min – нижняя уставка по КПД, %;
 max – верхняя уставка по КПД, %.

Рисунок 3 – График зависимости КПД от времени при изменении режимов работы ПГ

Определение мгновенного КПД ПГ в неустановившемся режиме

Для устранения описанной выше проблемы при расчете КПД было учтено тепло нагрева и охлаждения промежуточного теплоносителя, представляющего собой водный раствор диэтиленгликоля, в ходе изменения режимов работы ПГ.

При работе ПГ в режиме запальника формула (6) приобретает вид:

$$Q_{затр} = B_c \cdot Q_H^p + \frac{c_{пт} \cdot m_{пт} \cdot (t'_{пт} - t''_{пт})}{\tau}, \quad (9)$$

где $c_{пт}$ – удельная теплоемкость промежуточного теплоносителя, Дж/(кг·К);
 $m_{пт}$ – масса промежуточного теплоносителя в ПГ, кг;
 $t'_{пт}$ – температура промежуточного теплоносителя в ПГ в произвольный момент времени, °С;
 $t''_{пт}$ – температура промежуточного теплоносителя в ПГ спустя τ секунд, °С;
 τ – промежуток времени между замерами, за который температура промежуточного теплоносителя изменяется с $t'_{пт}$ до $t''_{пт}$, с.

Удельная теплоемкость промежуточного теплоносителя вычисляется на основе состава промежуточного теплоносителя и вводится в систему телемеханики как константа. Для 70% раствора диэтиленгликоля $c_{пт} = 3140$ Дж/(кг·К).

Масса промежуточного теплоносителя вычисляется на основе объема по паспорту конкретного ПГ и плотности, зависящей от концентрации диэтиленгликоля и вводится в систему телемеханики как константа. Для ПГ ГПМ-ПТПГ-30М-01 $m_{пт} = 7720$ кг.

Для получения значений температуры промежуточного теплоносителя ($t'_{пт}, t''_{пт}$) используется штатный термометр, установленный на ПГ.

Время τ подбирается экспериментально и вводится в систему телемеханики как константа.

Из-за инертности тепловых процессов при переходе ПГ с большого горения на малое или малого горения на запальник некоторое время τ_1 температура промежуточного теплоносителя продолжает повышаться за счет тепла прогретой жаровой трубы (топки) и дымогарных труб. При малых значениях $\tau < \tau_1$ значение $t'_{пт} - t''_{пт} < 0$, что приводит к уменьшению $Q_{затр}$ по формуле (9) и дополнительной погрешности.

Из-за уменьшения температуры нагреваемого газа на выходе из ПГ через определенный промежуток времени τ_2 происходит возобновление работы горелки. При больших значениях $\tau > \tau_2$ отсутствует замер в переходном режиме работы ПГ, а также происходит уменьшение частоты замеров, что сказывается на точности вычислений.

Таким образом, должно выполняться условие:

$$\tau_1 < \tau < \tau_2, \quad (10)$$

где τ_1 – время нагрева промежуточного теплоносителя после переходами ПГ с большого горения на малое или малого горения на запальник;

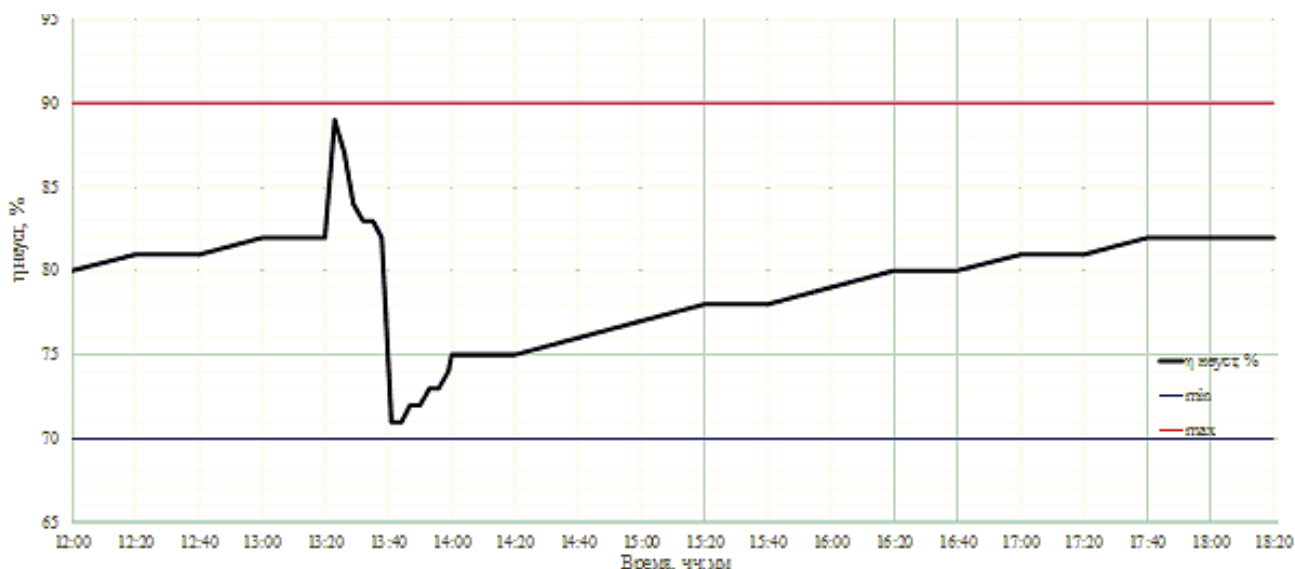
τ_2 – промежуток времени между переходами ПГ с большого горения на малое или малого горения на запальник и обратно, с.

Время τ индивидуально для каждого типа ПГ с промежуточным теплоносителем и зависит от тепловой нагрузки, то есть режима работы ГРС.

Аналогично при работе ПГ в режиме малого или большого горения формула (2) приобретает вид:

$$Q_{пол} = c \cdot G \cdot (t'' - t') + \frac{c_{пт} \cdot m_{пт} \cdot (t''_{пт} - t'_{пт})}{\tau}. \quad (11)$$

Для ПГ ГПМ-ПТПГ-30М-01 ст. №7 ГРС Стерлитамак-3 СтЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» подобрано значение $\tau = 180$ с. Данный метод позволил проводить вычисление КПД ПГ при неустановившемся режиме работы без получения аномально высоких и низких значений (рис. 4).



$\eta_{неуст}$ – КПД ПГ для неустановившегося режима работы, %;

min – нижняя уставка по КПД, %;

max – верхняя уставка по КПД, %.

Рисунок 4 – График зависимости КПД от времени при изменении режимов работы ПГ

Недостаток данного метода заключается в необходимости тщательного подбора времени τ индивидуально для каждого ПГ с промежуточным теплоносителем в зависимости от тепловой нагрузки и режима работы ГРС.

Определение КПД ПГ за конечный период времени

Для устранения описанного выше недостатка расчет мгновенного КПД на основе тепловых потоков заменен на расчет за конечный период времени $\Delta \tau$ на основе тепловой энергии η_{Δ} .

Формула (1) приобретает вид:

$$\eta_{\Delta} = \frac{\Delta Q_{\text{пол}}}{\Delta Q_{\text{затр}}} \cdot 100\%, \quad (12)$$

где $\Delta Q_{\text{пол}}$ – полезная тепловая энергия, переданная нагреваемому газу, кДж;
 $\Delta Q_{\text{затр}}$ – выработанная тепловая энергия, полученная при сжигании топливного газа, кДж.
 Тепловая энергия, переданная нагреваемому газу, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = c \cdot \Delta G \cdot (t'_{\Delta} - t''_{\Delta}), \quad (13)$$

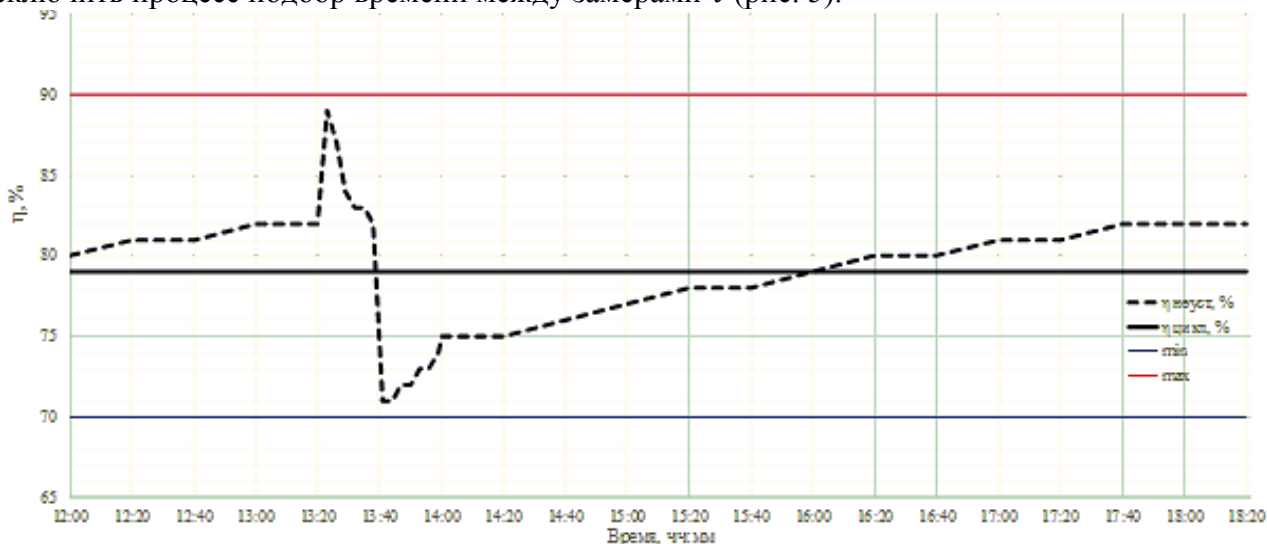
где ΔG – объем нагреваемого газа, прошедшего через ПГ за время $\Delta \tau$, м³;
 $t'_{\Delta}, t''_{\Delta}$ – средние температуры нагреваемого газа на входе и выходе из ПГ за время $\Delta \tau$, °С.
 Тепловая энергия, полученная при сжигании топливного газа, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{затр}} = \Delta B_c \cdot Q_H^p, \quad (14)$$

где ΔB_c – скорректированный объем топливного газа, потребленный ПГ за время $\Delta \tau$, м³.

В качестве используемых периодов времени $\Delta \tau$ были выбраны продолжительность цикла работы ПГ и сутки между отчетными часами 12:00 текущего и предыдущего дня. Цикл работы ПГ определяется по времени работы между двумя моментами переключения ПГ с основной горелки на запальную.

Таким образом, получены значения КПД ПГ за текущий цикл работы (среднецикловое) и за сутки (среднесуточное), позволяющие нивелировать изменения режимов работы ПГ и исключить процесс подбор времени между замерами τ (рис. 5).



$\eta_{\text{неуст}}$ – КПД ПГ для неустановившегося режима работы, %;

$\eta_{\text{цикл}}$ – КПД ПГ за текущий цикл, %;

min – нижняя уставка по КПД, %;

max – верхняя уставка по КПД, %.

Рисунок 5 – График КПД от времени за текущий цикл при изменении режимов работы ПГ

В июне 2019 года на ПГ ГПМ-ПТПГ-30М-01 ГРС Кушнаренково Дюртюлинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» был реализован расчет КПД вышеуказанным способом, а также вывод его на экран АРМ оператора ГРС (рисунок 6).



Рисунок 6 – Фрагмент мнемосхемы ГРС Кушнаренково ДЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Низкие значения КПД связаны с низкой тепловой нагрузкой в летний период и учитывают большую долю работы ПГ на запальнике.

Выводы

Разработанный метод определения КПД является удобным для оценки энергоэффективности ПГ на ГРС. Он не зависит от типа, размера и тепловой загрузки ПГ, а также не требует дополнительных материальных вложений, так как использует данные на основе штатных приборов и автоматики ПГ и ГРС. Из расчета исключены мгновенные значения, что позволило устранить получение аномально высоких и низких значений при изменении режимов работы ПГ. Анализ за изменением КПД позволит своевременно выявлять случаи снижения энергоэффективности ПГ и принимать меры по их устранению.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-1.20-122-2007 Методика проведения энергоаудита компрессорной станции, компрессорных цехов с газотурбинными и электроприводными ГПА [Sinref.ru - библиотека онлайн]. Режим доступа https://www.sinref.ru/000_uchebniki/01500_gaz/070_STO_Gazprom_2-1.20-122-2007/001.htm (дата обращения: 16.01.2022).

УДК 622.692.4

К вопросу о сложности обеспечения надежности трубопроводов в зонах склоновых процессов

Гильмияров Е.А., Иванов В.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Участки трубопроводов, проходящие в горных условиях, являются одними из наиболее сложных с точки зрения сооружения, технического обслуживания и ремонта, что обуславливает повышенные требования по надежности, выполнение которых не представляется возможным без учета характерных для рассматриваемых инженерно-геологических условий процессов, в частности, склоновых процессов. К склоновым процессам, развитие которых возможно в зоне прохождения трубопроводов, относятся оползни и обвалы.

Оползнями называют схождение разрыхленных масс горных пород. Опасность схождения оползней для трубопроводов заключается в том, что по мере движения тело оползня может увлекать за собой верхние слои грунта или выдавливать перед собой слабые слои грунта. Таким образом, нефтегазопроводы, оказавшиеся в зоне схождения оползня, подвергаются таким нагрузкам и воздействиям, как: нагрузки от сдвигающихся слоев грунта; нагрузки в трубе, возникшие при образовании провисов; давление отдельных валунов, переносимых телом оползня.

Под обвалом понимается обрушение блоков горных пород и их падение или быстрое движение по склону под действием силы тяжести. Основную опасность при развитии данного склонового процесса представляет ударное воздействие крупных обломков горных пород на трубопровод. В случае недостаточного заглубления нефтегазопровода или отсутствия защитных конструкций, обвал может вызвать различные местные деформации трубопровода – разрыв, вмятины, овализацию и пр.

Наиболее простым решением проблемы влияния склоновых процессов на нефтегазопровод является проведение трассы в обход потенциально опасного участка. Однако, это не всегда является возможным. В таких случаях необходимо рассмотреть применение методов защиты трубопроводов.

Среди методов борьбы с негативным влиянием склоновых процессов на трубопроводы можно выделить общеприменительные и специализированные. Общеприменительные методы применяются в различных сферах хозяйственной деятельности и направлены на обеспечение устойчивости склонов или прекращение движения оползневых масс и крупных обломков горных пород. Специализированные методы разработаны непосредственно для защиты нефтегазопроводов, учитывают особенности их конструкции и специфику взаимодействия со сходящими массами горных пород.

Среди первой группы методов можно выделить следующие применимые для защиты трубопроводов:

- переформирование рельефа склонового участка;
- снижение влажности грунта на участках потенциального схода оползней за счет отвода поверхностных вод, предотвращения инфильтрации воды в нижележащие слои грунта;
- удерживающие конструкция и сооружения;
- сооружения и конструкции для улавливания сходящих грунтовых масс или обломков горных пород.

Выбор тех или иных общеприменительных методов должен быть основан на результатах наблюдения и изысканий для каждого участка, потенциально подверженного склоновым процессам поскольку данные методы направлены на борьбу с конкретным фактором развития склоновых процессов. Дополнительными критериями выбора методов защиты могут быть: необходимый объем закрепляемого грунтового массива, срок эксплуатации метода, ремонтпригодность конструкции, экономическая эффективность, прогнозируемый объем сходящего массива грунта или горных пород (в случае выбора улавливающих, удерживающих и отводящих конструкций) и пр.

Специализированные методы в своем большинстве представляют различные конструкции, устанавливаемые непосредственно на трубопровод или в его близости, и направлены на обеспечение его допустимого напряженно-деформированного состояния. Среди специализированных методов можно выделить следующие:

- компенсаторы и вставки;
- раскататели грунта, устанавливаемые на трубопровод [1];
- обустройство траншеи для снятия грунтового давления на трубу;
- прокладка трубопровода надземно (в случае борьбы с оползневыми явлениями) или заглубление трубопровода на необходимую величину (для борьбы с обвалами).

Для оценки эффективности применения приведенных методов защиты на практике обратимся к статистике аварийности трубопроводных систем.

Согласно данным Сообщества европейских операторов газопроводов по учету аварий и инцидентов (EGIG) и Департамента безопасности трубопроводного транспорта и перевозки опасных веществ Министерства транспорта США (PHMSA) склоновые процессы являются наиболее частой причиной возникновения аварийных ситуаций на трубопроводах среди природных явлений, связанных с перемещением грунтовых масс – 65,83% и 53,4% случаев соответственно [2], [3]. Сложность борьбы с негативным влиянием склоновых процессов находит свое отражение в динамике интенсивности аварий на трубопроводах (рис. 1). Согласно выборке, представленной в [2], снижение числа аварий, вызванных грунтовыми перемещениями, незначительно в сравнении со снижением числа аварий, вызванных прочими факторами. Также согласно [2] аварийность на участках трубопроводах, проходящих в зонах склоновых процессов, возросла в сравнении со всем периодом наблюдения: интенсивность аварий составляет $0,0193 \cdot 10^{-3}$ 1/(год·км) при среднем значении в $0,0165 \cdot 10^{-3}$ 1/(год·км). Возросла и доля аварийных случаев на склоновых участках как сравнительно с авариями, связанными с сдвижением грунта (рис. 2), так и относительно общего числа аварий – 15% случаев при среднем значении в 6%.

Рассмотрим факторы развития оползневых процессов. Согласно [4] можно выделить: повышение влагонасыщенности грунта, развитие сейсмических процессов, эрозия склонов, повышение нагрузки на верхние части оползня. Данные факторы могут вызвать как активизацию существующих оползней, так и привести к возникновению новых. Дополнительно учитывая зависимость развития склоновых процессов от множества параметров и их непостоянную скорость, можно сделать вывод о случайной природе таких явлений как оползни и обвалы, чем и обусловлено их значимое влияние на аварийность трубопроводных систем.



Рисунок 1 – Динамика значений скользящего среднего значения (за 5 лет) интенсивности аварий на трубопроводах по данным EGIG в период 1970-2019 гг.

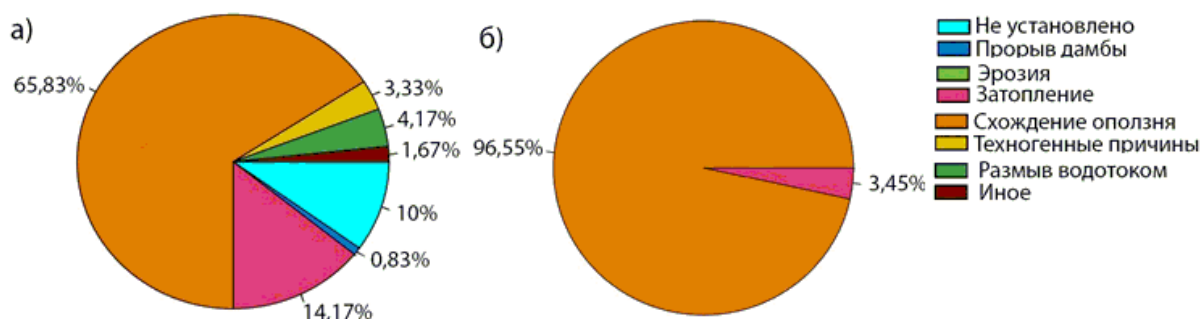


Рисунок 2 – Распределение причин перемещения грунтовых масс, приведших к возникновению аварий на трубопроводах, по данным EGIG в период 1970-2019 гг. (а) и 2010-2019 гг. (б)

Случайная природа возникновения и развития склоновых процессов вызывает определенные трудности, связанные с проектированием и эксплуатацией трубопроводных систем, проходящих в горных условиях. Применительно к вопросу выбора методов защиты и определения оптимальных параметров трубопровода случайность процесса затрудняет проведение расчета напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода. Существуют различные методики по оценке НДС трубопровода под влиянием сходящих оползней, однако случайность значений скорости схождения, объема сходящих масс и расположения поверхностей скольжения не может быть принята в расчет.

В этом случае необходимо отходить от детерминистического подхода в сторону вероятностного и выполнять расчеты для принятого процента обеспеченности параметров, выбранного согласно статистическим данным и данным изысканий. Предлагаемый подход может позволить учитывать неочевидные факторы и непредвиденные склоновые процессы.

Библиографический список:

1. Васильев М. И. Повышение устойчивости газопроводов на оползневых участках (на пример газопроводов ООО «Кубаньгазпром») : 25.00.19 : дис. ... канд. техн. наук / М. И. Васильев ; Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2003. – 110 с.
2. 11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970-2019) / URL: <https://www.egig.eu/reports/> (дата обращения : 08.01.2022).
3. Girgin S. Analysis of pipeline accidents induced by natural hazards: Final Report / S. Girgin, E. Krausmann. – URL: https://www.researchgate.net/publication/259849584_Analysis_of_pipeline_accidents_induced_by_natural_hazards_Final_Report / (дата обращения : 08.01.2022).
4. Marinos V. Landslide geohazard for pipelines of natural gas transport / V. Marinos, G. Stoumpos, G. Papathanassiou, N. Grendas, D. Papouli, C. Papazachos // Proceedings of the 14th International Congress of the Geological Society of Greece 25-27 May 2016. – Thessaloniki, Greece, 2016. – P. 845-853.

Преимущества использования органо-неорганических композиционных материалов в процессах транспорта, хранения и переработки нефти и газа

Григорьева Т.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Конструкции, сооружения и трубопроводы в нефтегазовой отрасли постоянно находятся под воздействием разрушающих факторов, таких как высокие давления и температуры рабочих сред, вибрации, агрессивные и коррозионноактивные составляющие среды – сероводород и другие растворенные газы, механические примеси и хлористые соли.

Тяжелые нефти и природные битумы, в добавок ко всему, характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолистоасфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости, повышенной коксуемостью, что приводит к образованию асфальто-смоло-парафиновых отложений и солеотложений, которые существенно снижают пропускную способность трубопроводов, увеличивают энергозатраты на перекачку продукта и затрудняют внутритрубную диагностику.

В связи с вышесказанным, к технологическим параметрам и эксплуатационным характеристикам оборудования и материалов, которые используются в нефтегазовой отрасли предъявляются очень высокие требования.

В настоящее время создаются органо-неорганические полимерные композиционные материалы, которые привлекают повышенное внимание потребителей, благодаря своим уникальным свойствам: они обладают теплопроводностью дерева, прочностью и долговечностью стали, биологической стойкостью, влагостойкостью и атмосферостойкостью полимера, не имея недостатков, присущих термопластам [1].

Композиционные материалы, в которых основой служит полимерная матрица давно и эффективно используются в различных отраслях промышленности. К областям использования композитных материалов в нефтегазовой отрасли относятся системы сбора и подготовки нефти и газа, системы поддержания пластового давления, системы магистрального транспорта нефти и газа, системы распределения сырья и продуктов до конечного потребителя.

Гибридными композиционными материалами называются соединения, которые образуются при взаимодействии веществ с различной химической природой, чаще всего неорганических и органических, которое приводит к формированию принципиально новой пространственной кристаллической структуры (Рисунок 1). Данная композиция отличается от структур исходных реагентов, но зачастую наследуются некоторые свойства исходных компонентов [2]. Поэтому, в зависимости от назначения и области применения композиционного материала возможно прогнозирование его свойств, моделирование необходимых характеристик, путем комбинирования соотношения и состава тех или иных органических и неорганических веществ, руководствуясь их исходными параметрами.

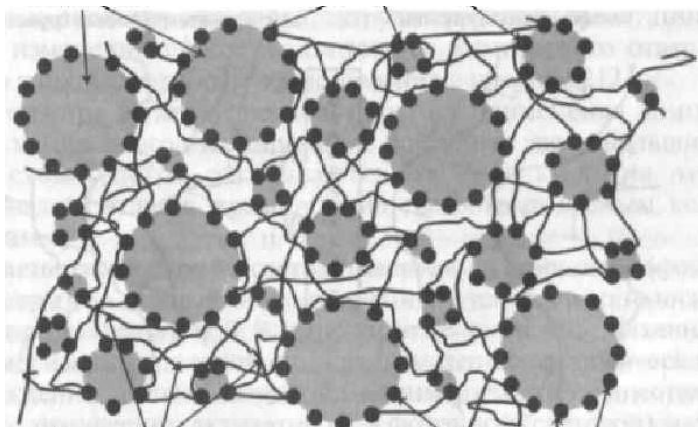


Рисунок 1 – Структура композитного материала

В роли органической составляющей зачастую выступают эпоксидные смолы — олигомеры, содержащие эпоксидные группы (Рисунок 2) и способные под действием отвердителей (полиаминов и др.) образовывать сшитые полимеры. Наиболее распространённые эпоксидные смолы – продукты поликонденсации эпихлоргидрина с фенолами, чаще всего – с бисфенолом А.

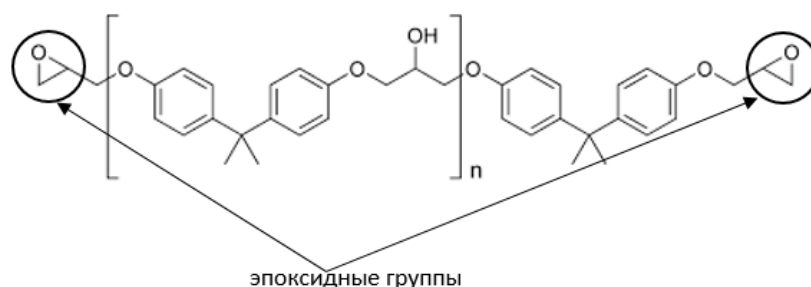


Рисунок 2 – Фрагмент строения молекулы эпоксидной смолы

В качестве неорганических компонентов в гибридном композиционном материале могут использоваться практически все известные в настоящее время материалы. В последнее время наибольшую популярность получило изучение влияния наноразмерных оксидов металлов и переходных элементов на самые разнообразные свойства эпоксидных полимеров.

Так, например, установлено, что наночастицы оксида железа (Fe_3O_4), повышают устойчивость эпоксидных материалов к трещинам, сколам и дефектам; нанодисперсные оксиды циркония (ZrO_2) и алюминия (Al_2O_3) позволяют изменять модуль упругости; оксид цинка (ZnO) существенно влияет на скорость отверждения эпоксидного полимера, модификация оксидом кремния (SiO_2) приводит к увеличению прочности на растяжение и т.д.

В рамках настоящей работы проведены исследования свойств композиционного органо-неорганического материала, изготовленного на основе эпоксидной смолы ЭД-20, модифицированной нанодисперсным оксидом алюминия Al_2O_3 . В работе использовались эпоксидный олигомер марки ЭД-20 (ГОСТ 10587-84), отвердитель изо-метилтетрагидрофталевый ангидрид марки изо-МТГФА (ТУ 6-09-3321-73) и 2,4,6-трис(диметиламинометил) фенол марки алкофен (ТУ 6-09-4136-75), в качестве катализатора. Модифицирующим компонентом является нанодисперсный оксид алюминия (99,6%) фирмы Nanox [3].

Были изучены: адгезионная способность композиционного материала к выбранному субстрату, коррозионная стойкость, устойчивость к перепадам температур, поверхностная энергия и смачиваемость отвержденного композита водой (гидрофобность/гидрофильность поверхности).

Оценка адгезионных свойств исследуемого покрытия, значения поверхностной энергии и характер поверхности проводилось по значениям краевого угла смачивания. Измерения краевого угла производились с помощью оптического прибора OCA-15EC DataPhysics Instruments GmbH по методу лежащей капли.

Оценка коррозионной стойкости металла, защищенного разработанным покрытием, проводилась с помощью гравиметрического метода определения скорости коррозии металла (на основании ГОСТ 9.506-87), путем выдерживания исследуемых образцов в коррозионно-активной среде (вода с общим солесодержанием 200 г/дм^3 , содержанием механических примесей 5000 мг/дм^3 , подкисленная соляной кислотой до $\text{pH}=3$) в динамических условиях.

Оценка устойчивости к перепадам температур производилась визуально по собственной разработанной методике путем выдерживания исследуемых образцов в атмосфере горячего водяного пара (110°C) с последующим погружением в ледяную воду (4°C).

Выполнены исследования свойств трех составов: 1 – исходный эпоксидный полимер, без добавления модифицирующего компонента Al_2O_3 , 2 – эпоксидный полимер с содержанием наполнителя Al_2O_3 0,5 % масс., 3 – эпоксидный полимер с содержанием наполнителя Al_2O_3 1,0% масс.

Результаты исследований представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Оценка характеристик композиционного материала.

Образец	Относительная работа адгезии* $Z = Wa/Wk$	Скорость коррозии, мм/год	устойчивость к перепаду температур	СЭП** мДж/м ²	Краевой угол смачивания водой Θ , град
без покрытия	-	0,198	-	24,90	72,8
с составом 1	0,6953	0,104	Низкая, наличие трещин и сколов	33,08	96,2
с составом 2	0,8410	0,088	высокая	34,2	101,4
с составом 3	0,9455	0,079	высокая	35,1	102,7

* - СЭП - свободная поверхностная энергия, величина, которая входит в выражение энергетического критерия прочности. Определяется путем измерения краевых углов смачивания поверхностей субстратов тестовыми веществами: кислотами Льюиса (фенол и глицерин) и основаниями – анилин и формальдегид.

** - При невозможности точного определения поверхностного натяжения высоковязких систем, которыми являются исследуемые составы, необходимого для расчета работы адгезии по уравнению Дюпре-Юнга, об изменениях сил адгезионного взаимодействия можно судить по значениям относительной работы адгезии $Z = Wa/Wk$. При введении модифицирующего компонента наблюдается увеличение Z стремление ее к единице.

На основании анализа литературных данных и результатов собственных исследований моно утверждать, что, в первую очередь, гибридные композиционные материалы целесообразно использовать в качестве защитных покрытий для металлоконструкций и трубопроводов, с целью улучшения их физико-механических характеристик и решения следующих технологических задач:

1. Обеспечение эффективной защиты от влияния агрессивных сред и прочих коррозионных факторов, за счет высокой адгезии и сплошности покрытия.
2. Обеспечение малого значения коэффициента шероховатости и, как следствие, снижение как гидравлического сопротивления, так и затрат на перекачку высоковязких и парафинистых нефтей.
3. Обеспечение повышенной стойкости к солеотложению из-за гидрофобной поверхности полимерного материала.

Библиографический список:

1. Строганов В.Ф. Проблемы адгезионной прочности эпоксидных полимер-полимерных модифицированных клеев и компаундов при реализации высокотехнологичных строительных технологий// Полимеры в строительстве: научный Интернет-журнал. 2014. №1. Стр. 108-123.
2. Шабанова, Н.А. Золь-гель технологии. Нанодисперсный кремнезем. [Электронный ресурс] / Н.А. Шабанова, П.Д. Саркисов. – Эл. изд. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. – 328 с.
3. Хабарова З.В., Григорьева Т.А., Хабаров Е.А. Оценка эффективности разработанного защитного покрытия для металлоконструкций с повышенной коррозионной стойкостью и устойчивостью к обледенению//Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021 – №. 4 – С. 70-74.

УДК 620.193

Влияние коррозии на обсадные колонны и анализ её причин

Евчук Е.А., Бастриков С.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время большая часть нефти в Российской Федерации добывается из месторождений, открытых 20–30 и более лет назад и находящихся на завершающей стадии освоения. Эта стадия разработки сопровождается большим количеством осложняющих факторов, которые приводят к снижению надежности нефтедобывающего оборудования.

В большинстве регионов Западной Сибири происходит сильное обводнение добываемой нефти. В этот период выпадают осадки неорганических солей в подземном оборудовании добывающих скважин, на некоторых месторождениях, что для данного региона нехарактерно, появляется сероводород в извлекаемой из них пластовой жидкости, что вызывает усиленную коррозию металлического оборудования и трубопроводов. Появление сероводорода в добываемой продукции скважин связано с жизнедеятельностью сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), которые заносятся в нефтяные пласты месторождений вместе с водой, закачиваемой для поддержания пластового давления (ППД). Вообще под коррозией понимается процесс разрушения материалов в результате взаимодействия с агрессивной средой. При этом имеются в виду их разрушение и потеря эксплуатационных свойств в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. Повышение качества стали для производства труб значительно повлияло на срок службы скважин, однако установлено, что углеродистые стали, которые широко используются в производстве НКТ нефтяных и газовых скважин, особенно неустойчивы к коррозии CO_2 . Существует много переменных, связанных с коррозией CO_2 , включая pH, температуру, давление, режим потока, состав стали, ингибитор, химический состав пластовых вод, природа поверхностных пленок и др. Коррозия возникает на всех этапах производства, начиная со скважины, наземное оборудование и далее к технологический комплекс[1].

О влиянии коррозии на долговечность эксплуатационных колонн можно судить по долговечности водоводов системы поддержания пластового давления (ППД). В 1985 году в НГДУ «Стрежевойнефть» проведены исследования по определению скорости коррозии металла труб водоводов нагнетательных скважин при закачке смеси подтоварной, сеноманской и пресной вод, имеющих следующий химический состав, представленный в таблице 1.

По КНС-1 получили следующие значения скорости коррозии: 0,0096; 0,0178; 0,0384 г/м²ч.

По КНС-9: 0,0186; 0,010; 0,0205 г/м² ч.

С ингибитором ИКБ-46 на КНС-1: 0,07 – 0,03 г/м² ч.

По данным института Гипротюменнефтегаз средняя скорость равномерной коррозии водоводов системы ППД Самотлорского месторождения составляет: при перекачке пресной воды – 0,34 мм/год, при перекачке сточной и смеси сточной и пресной вод – 0,56 мм/год.

Был проведён анализ случаев нарушения герметичности водоводов на Самотлорском месторождении. Рассматривалось влияние диаметра и первоначальной толщины стенок труб, типа перекачиваемой воды, срока службы водоводов, фактического давления в водоводах. Проведённый анализ позволил установить, что основное количество порывов в системе ППД Самотлорского месторождения, прослеженных в течение 4-х лет, приурочено к водоводам КНС, работающим под давлением 9 – 10 МПа на смеси пресной и подтоварной вод. Причём в подавляющем большинстве случаев нарушения герметичности происходили на водоводах типоразмеров 114x7, 168x9, 168x10 мм. Было отмечено, что в этих условиях, наиболее интенсивный выход из строя водоводов начинался для типоразмера 114x7 – через 5 – 6 лет после ввода их в эксплуатацию, для типоразмера 168x9 – через 4 – 5 лет, для типоразмера 168x10 – через 6 – 7 лет. Т.е. после 6 – 8 лет эксплуатации старые трубы необходимо заменять на новые. Для снижения влияния закачиваемой воды в системе ППД на обсадные трубы, а , следовательно, и на повышение надежности крепи скважин, было принято решение о запрещении осуществлять закачку по обсадной колонне, а производить ее только по НКТ с пакером.

Необходимо отметить, что при проектировании строительства скважин расчёт обсадных колонн по требованию действующих руководящих документов учитывает возможность коррозионного снижения прочности металла труб при наличии сероводорода и углекислого газа. При этом вводится коэффициент снижения несущей способности труб, который определяется для конкретной марки труб по техническим условиям на их применение или другим аналогичным документами, разработанным в установленном порядке специализированной научно-исследовательской организацией потребителя труб, как правило, при участии изготовителя[2].

Основными видами локальной (местной) коррозии скважинного оборудования являются: питтинговая (язвенная); пятнами; в виде бороздок (канавок); в виде плато; мейза-коррозия; контактная; подпленочная; гальваническая коррозия[3].

Таблица 1 - Результаты химического анализа закачиваемой воды

Жёсткость	Минерализация, мг/л	Наименование воды	Плотность, г/см ³	МГ • ЭКВ./М								
				pH	Cl	SO ₄	CO ₃	HCO ₃	Na,K	Ca	Mg	Fe
34	1751,2	сеноманс	1,008	7,52	290	-	-	2,6	258	32	2	-
10,8	21311,5	какая	-	7,37	362	-	-	3,2	331	28	6	0,06
-	271,45	подтоварная речная	-	7,0	0,24	-	-	3,2	0,6	2	0,8	0,04

На рисунках 1 и 2 приведен внешний вид деталей, подверженных коррозии.



а) общая; б) питтинговая; в) коррозия пятнами

Рисунок 1 - Внешний вид деталей, пораженных различными видами коррозии

Значительно чаще поверхность металла подвергается локальной (местной) коррозии, характерной особенностью которой является высокая скорость растворения металла на отдельных участках, достигающая 1–10 мм/год.



а) бороздками; б) в виде плато; в) мейза-коррозия

Рисунок 2 - Внешний вид деталей, пораженных различными видами коррозии

Основными способами защиты от коррозии являются: химические, физические, технологические. Самыми популярными и наиболее простыми способами защиты от коррозионного разрушения обсадных и насосно-компрессорных труб является обработка всех поверхностей труб и что не маловажно, мест их соединения специально разработанными антикоррозионными препаратами и добавками. Основой антикоррозионного покрытия могут быть как металлы: цинк (Zn), хром (Cr), оксид алюминия (Al₂O₃), так и неметаллы: различные смолы, керамика, стеклопластик. Электрохимический способ и применение ингибиторов также эффективны для защиты обсадных труб от коррозии. В качестве ингибиторов коррозии могут

использоваться неорганические вещества (фосфаты, бихроматы, силикаты), и органические соединения, в состав которых входит кислород, азот и сера. С открытием новых нефтяных месторождений, особенно находящихся под толстыми солевыми слоями, среда в скважинах нефти и природного газа создает условия эксплуатации, выходящие за рамки существующих знаний. Уровень давления CO_2 , традиционно находящийся в диапазоне ниже 5 МПа, с легкостью преодолевается и теперь может достигать значений выше 20 МПа. Данные новые условия эксплуатации, в сочетании с наличием других примесей, например, сероводородом (H_2S), содержанием различных бикарбонатов и более низкими значениями pH увеличивают степень жесткости условий коррозии оборудования и труб в скважинах значительно выше обычных величин, используемых в моделях реального прогнозирования, которые, как правило, основаны на статистических данных, натурных наблюдениях и химическом составе. В этих условиях для изготовления оборудования и труб можно рекомендовать мартенситно-ферритную нержавеющую сталь. Ранее мартенситные нержавеющие стали типа 13Cr (0,2% C и 13% Cr) выбирали для применения в скважинах с высоким уровнем содержания CO_2 . Впоследствии в связи с ростом содержания H_2S разработали класс супермартенситной нержавеющей стали с низким содержанием C, примерно 13% Cr и добавками Ni и Mo, используемой для изготовления бесшовных труб. Супермартенситные нержавеющие стали имеют полностью мартенситную микроструктуру, упрочненную закалкой и отпуском, и обладают пределом текучести в диапазоне от 655 до 965 МПа. В нефтяных и газовых скважинах с содержанием в продукции и породах двуокиси углерода (CO_2) при низком значении pH, в сочетании с сероводородом (H_2S) и хлоридом (Cl^-), класс супермартенситной нержавеющей стали, очевидно, имеет предел в отношении коррозионной стойкости. В данных условиях рационален выбор мартенситно-ферритных нержавеющих сталей. Этот новый класс стали обеспечивает хорошую механическую прочность без какой-либо обработки холодной деформацией, как это требуется для дуплексной нержавеющей стали. В данной мартенситно-ферритной нержавеющей стали механизм упрочнения основан на микроструктурных свойствах, возникающих при фазовых переходах во время охлаждения до комнатной температуры. Данный класс нержавеющей стали при использовании в трубах для нефтяных скважин обеспечивает высокий предел текучести и коррозионную стойкость в среде с высоким давлением CO_2 и температурой до 230°C.

Выводы.

1. Анализ видов коррозий и способов защиты показал, что каждый из способов имеет свои преимущества и недостатки, поэтому наиболее эффективным является комбинирование различных методов антикоррозионной защиты, применительно к конкретной скважине, которые выбираются в зависимости от технических характеристик скважины и условий агрессивной среды.

2. В условиях сероводородной агрессии необходимо применять оборудование изготовленное из специальных нержавеющих сталей, например, мартенситно-ферритной, обеспечивающих высокую механическую и коррозионную стойкость.

Библиографический список:

1. Вирясов А.Н., Гостинин И.А., Семенова М.А. Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири // Инженерный вестник Дона. – 2013. – № 1. Текст: непосредственный.
2. Зайцев А.И., Родионова И.Г., Мальцев В.В. и др. Природа и механизмы образования в стали коррозионно-активных неметаллических включений. Пути обеспечения чистоты стали по этим включениям. Коррозионно-активные неметаллические включения в углеродистых и низколегированных сталях. М.: Металлургиздат. – 2005. – С. 37–51. Текст: непосредственный.
3. Коррозия и защита химической аппаратуры. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность / Под ред. А.М. Сухотина, А.В. Шрейдера и Ю.М. Арчакова. М.: Химия. – 1974. – Т. 9. Текст: непосредственный.
4. Бастриков С.Н. Жизнь скважины: монография.- Тюмень: ТИУ. – 2021. – 215 с.- Текст: непосредственный. Текст: непосредственный.

Интеллектуальный предиктивный мониторинг при управлении надежностью и безопасностью систем транспорта и хранения нефти и газа

Земенкова М.Ю., Чижевская Е.Л.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Актуальность создания современной цифровой системы управления промышленной безопасностью объектов трубопроводного транспорта отмечена на федеральном, региональном и отраслевом уровнях, а также в Программах нефтегазовых компаний. Согласно основам государственной политики в области безопасности особо важной задачей является разработка и внедрение технологий открытого дистанционного интеллектуального мониторинга состояния объектов и систем, идентификации и предупреждения техногенных событий и чрезвычайных ситуаций [1,2,5]. Различные аспекты перспективной реализации концепции открытого дистанционного мониторинга отражены директивных документах: «Основы государственной политики РФ в области промышленной безопасности (ПБ) до 2025 года и дальнейшую перспективу» (Указ Президента №198 от 6.05.2018г.), ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов (ОПО)», НП «Цифровая экономика РФ» (от 04.06.2019 №7), «Национальной стратегии развития искусственного интеллекта на период до 2030 года» (Указ Президента РФ от 10.10.2019 г. № 490) и других документах. Согласно «Национальной стратегии...» в результате появления новых возможностей мощных компьютерных технологий признано целесообразным использование интеллектуальных систем и машинного обучения для решения актуальных промышленных задач различной сложности.

Современные технологии мониторинга, интеллектуальные вставки, оптоволоконное, тепловизионное, беспилотное оборудование, магнитометрия, ультразвуковые методы, дифференциальная диагностика выводят на новый технологический уровень управление технологическими объектами различной сложности, управление техническим состоянием и надежностью и эффективностью процессов, обеспечивая безопасность.

В ТИУ на кафедре «Транспорт углеводородных ресурсов» предложена новая система интеллектуального нейросетевого инжинирингового контроля, прогнозирования и предупреждения внештатных ситуаций, инцидентов, аварий и обеспечения эффективности технических решений при управлении технологическими процессами ОПО [3,4].

Принципиально новая концептуальная оболочка интеллектуального технологического менеджмента надежности, эффективности, безопасности нефтегазовых систем (collaborative intellectual technological reliability, efficiency and safety management oil and gas systems (CI-TREMS) предназначена для комплексной оценки, разработки и оптимизации управленческих решений, предупреждения аварий и ЧС.

Методологически система CI-TREMS базируется на теории нейросетевого анализа данных, оценке технического состояния и надежности, физических основах технологических процессов, системном анализе.

Теоретические и практические этапы разработки CI-TREMS предусматривают индивидуальную работу с ОПО и его подсистемами для решения задач мониторинга и управления. Структура оболочки предусматривает синхронизацию с организационной структурой предприятия согласно технической политики компании и надзорных органов. Архитектура системы мониторинга модульная, автоматизированная, содержит программные модули для регистрации событий, проводимых работ и замен узлов оборудования (рис.1).

Авторские исследования показали, что интеллектуальный мониторинг надежности, эффективности, безопасности целесообразно осуществлять на базе 8 основных групп операций: 1) ведение полноценных баз данных; 2) оценка критериев по физико-техническим признакам; 3) расчет критериев и параметров состояний систем стохастическими методами; 4) интеллектуальная идентификация состояний; 5) прогнозирование показателей (временных рядов) и техногенных событий; 6) оценка нейросетевых критериальных показателей; 7) обучение и принятие решений с подкреплением; 8) интеллектуальный анализ баз данных, а также выявление критериев событий, ранжирование по важности, системный анализ и др.

Как показали исследования, предиктивный интеллектуальный мониторинг надежности и безопасности по системе критериев с учетом технического состояния оборудования, надежности, диагностики отклонений и нарушений параметров технологических процессов, технологической эффективности, целесообразно выполнять на базе аппарата теории распознавания образов и нейросетевых технологий в режиме реального времени.

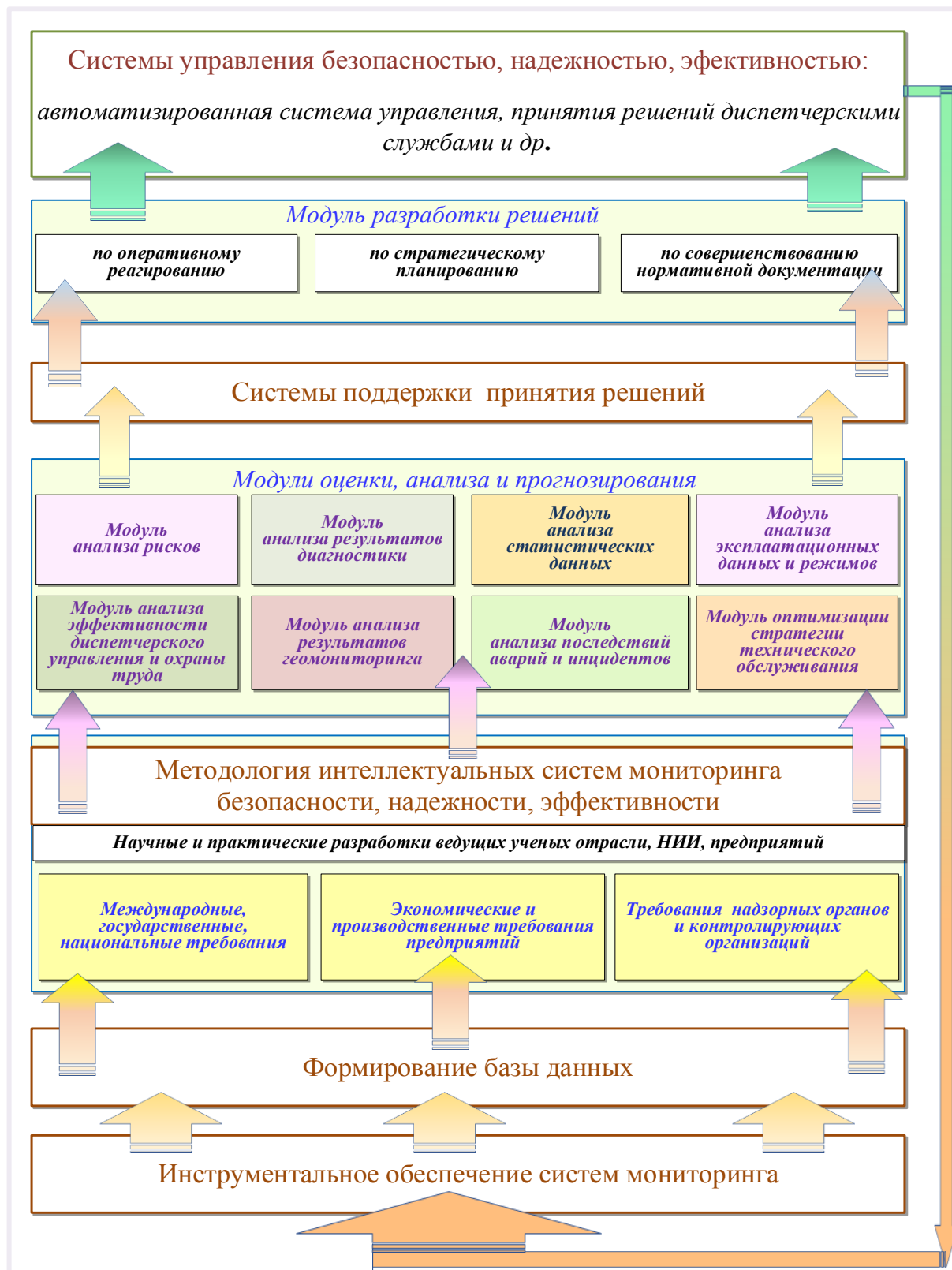


Рисунок 1 – Модульная структура системы многоуровневого модульного мониторинга

В авторской системе мониторинга предусмотрены функции оценки и прогнозирования свойств безопасности, потоков угроз, надёжности и технического состояния.

Идентификация и прогнозирование техногенных событий любых уровней опасности на базе мониторинга фактического состояния систем и характеристик надежности оборудования и сооружений являются основой предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, на технологическом объекте создается индивидуальная, созданная с учетом специфики объекта, система on-line предупреждения аварий и инцидентов, действующая в режиме реального времени.

При решении задач обеспечения надежности, эффективности, безопасности ОПО систем транспорта нефти и газа контролируется система факторов и угроз [1-5].

Функционирование системы мониторинга и управления может быть весьма эффективно с применением методологии и созданию систем поддержки принятия решений для оперативного управления, единой методологии систем предиктивного мониторинга в режиме реального времени с применением методик многофакторной интеллектуальной оценки, инновационных методов и технологий по планированию в системе технического обслуживания и ремонта, открытого on-line мониторинга и производственных объектов и повышения эффективности принятия решений.

Разработанная авторами методология подразумевает применение математического аппарата интеллектуального анализа данных.

Например, архитектура универсальной нейросети безопасности определяется комплексом гиперпараметров, угроз и целевым показателем анализа, значение которых обновляются в пакетном или последовательном режиме.

Пример многослойного перцептрона мониторинга безопасности представлен на рис.2.

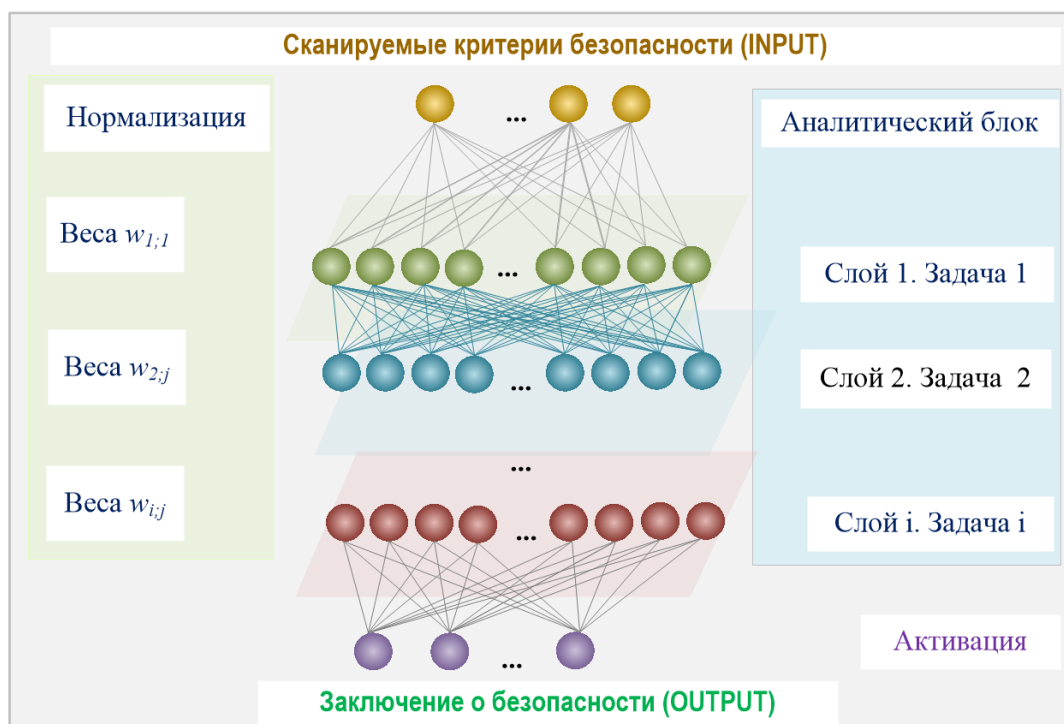


Рисунок 2 – Пример многослойного перцептрона интеллектуального мониторинга безопасности ОПО

Особенностью оболочки CI-TREMS является открытость и адаптивность. База данных, формируемая на предприятии, доступна для анализа различными методиками, может быть дополнена, усовершенствована, а при соблюдении требований информационной безопасности, предоставлена надзорным органам. Для решения стратегических задач управления ОПО применяются долгосрочные модели развития состояния технических систем.

Отдельной важной задачей является инструментальное обеспечение. Для трубопроводов с значительными сроками эксплуатации оно ограничено традиционной системой диагностирования, а на современных объектах допустимо использование интеллектуальных вставок, оптоволоконных технологий с функциями мониторинга теплофизических параметров и деформаций.

Комплексная система мониторинга состояния технологического оборудования (агрегатов, емкостей, резервуаров, реакторов, трубопроводов и др.) должна реализовывать в режиме реального времени функцию параметрического контроля процессов, учитывая результаты диагностики, спутникового, визуального мониторинга с целью минимизации ошибки распознавания инцидентов.

Авторская система управления реализует основные функции комплексной паспортизации; обновления баз данных; мониторинга и анализа, прогнозирование параметров, ситуаций, событий, ранжирование решений по техническому обслуживанию, ремонту, перевооружению и др.

Модули системы комплексного мониторинга и управления визуализированы, иллюстрируют модели и тренды, осуществляют поддержку принятия решений для технолога по безопасности для управления рисками и предупреждения аварий.

Предложенный методологический комплекс и концептуальная оболочка CI-TREMS с применением современного аппарата системного и интеллектуального анализа данных, информационных технологий с-MES и EAM обеспечивает функции предиктивного мониторинга техногенных событий, внештатных ситуаций, инцидентов, аварий, чрезвычайных ситуаций и параметров безопасности технологических процессов ОПО.

Таким образом, нейросетевая технология мониторинга на базе многослойных перцептронов различной архитектуры и размерности позволяет учитывать динамику параметров процесса, состояния системы, а также систему внешних и внутренних факторов при идентификации техногенных событий различного уровня опасности. Программная реализация моделей и методик в Matlab, апробированная на объектах систем транспорта нефти и газа, может быть использована для программирования оборудования АСУ ТП. Разработанная методология может быть полезна эксплуатирующим и надзорным организациям при контроле надежности, безопасности, технических рисков, государственным и общественным надзорным органам обеспечения безопасности. Создание систем открытого дистанционного контроля на базе адаптивных модульных систем надежности и безопасности позволяет не только обеспечить обязательные требования федерального законодательства, но и предупреждать аварии и инциденты, обеспечить защищенности от чрезвычайных ситуаций, повысить эффективность системы технического обслуживания и ремонта.

Разработанная авторами технология интеллектуального предиктивного мониторинга позволит вывести управление отраслевым предприятием на новый технологический уровень в соответствии с национальной стратегией развития искусственного интеллекта и реализовать ноосферный подход к промышленному развитию.

Библиографический список:

1. Махутов, Н.А., Черепанов, А.П., Лисанов, М.В. Задачи разработки и реализации системы управления промышленной безопасностью предприятия при эксплуатации технических устройств//Безопасность труда в промышленности. - 2021. - № 2. - С. 15-19. DOI: 10.24000/0409-2961-2021-2-15-19 Текст: непосредственный.
2. Леонович, И.А., Ревазов, А.М. Методика экспертного прогнозирования возникновения аварийных ситуаций на компрессорных станциях магистральных газопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. - 2017. - № 1 (59). - С.31-35. Текст: непосредственный.
3. Земенкова, М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов / М. Ю.Земенкова-Тюмень: ТИУ, 2019.- 397с.
4. 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.
5. 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.

Получение изопентан-изоамиленовой фракции для производства МТАЭ

Иващенко И.С.

Самарский Государственный Технический Университет, г. СамараАО "Самаранефтехимпроект" г. Самара

Горбачев С.В.

АО "Самаранефтехимпроект" г. Самара

Аннотация: Производство современного автомобильного бензина без применения октаноповышающих добавок практически невозможно. В качестве таких добавок наибольшее распространение во всем мире получили кислородсодержащие соединения - оксигенаты. В статье рассмотрен вопрос о получении сырья для производства МТАЭ на предприятии В. Предложено строительство нового блока выделения изопентан-изоамиленовой фракции (ИИФ) из стабильного бензина секции ГФУ в составе установки FCC на предприятии А.

Наиболее востребованной октаноповышающей добавкой в нашей стране является метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ). Другой перспективной добавкой, пусть пока и не получившей широкого распространения, является метил-трет-амиловый эфир (МТАЭ). Сохраняя присущие МТБЭ положительные свойства, МТАЭ имеет более низкое значение давления насыщенных паров и большую теплоту сгорания, что оказывает положительное влияние на эксплуатационные характеристики топлива [1-3].

В 2012 году в России был осуществлен пуск установки по производству МТАЭ, где в качестве сырья используется изоамиленовая фракция, полученная дегидрированием изопентана. Принципиальным отличием данного производства является высокая концентрация целевого продукта - МТАЭ. Такая добавка, безусловно, является новой для отечественных производителей бензина, а потому ее широкому промышленному распространению во многом препятствует отсутствие комплексных исследований.

Целью работы является увеличение выпуска оксигенатов в периметре компании ПАО «НК «Роснефть» и интеграция предприятий А и В, путем извлечения изоамиленовой фракции из стабильного бензина секции ГФУ в составе установки FCC предприятия А для производства МТАЭ на предприятии В.

Для решения этой цели требуется строительство блока извлечения изопентан-изоамиленовой фракции (ИИФ) на предприятии А, а также строительство парков хранения на предприятии А и сливо-наливной эстакады на предприятиях А и В.

В статье предложено взаимодействие двух предприятий компании ПАО «НК «Роснефть», что позволит повышению эффективности взаимовыгодного сотрудничества предприятий А и В:

1. На предприятии А продажа изопентан-изоамиленовой фракции (ИИФ) на предприятии В в качестве сырья для производства МТАЭ.

2. Предприятие В - повышение производства МТАЭ. Увеличение мощности установки производства МТАЭ, так как своего сырья не хватает, а приобретение с внешней стороны выходит дороже.

На рисунке 1 представлена блок схема получения сырья и продукции путем взаимодействия двух предприятий.

В статье рассмотрено получение сырья для производства МТАЭ. Для решения поставленной задачи в программе Aspen Hysys была смоделирована схема блока извлечения изопентан-изоамиленовой фракции (ИИФ).

Технологическая схема по блоку извлечения изопентан-изоамиленовой фракции на предприятии А представлена на рисунке 2.

Описание технологической схемы блока извлечения изопентан-изоамиленовой фракции

В состав блока извлечения изопентан-изоамиленовой фракции (ИИФ) входит колонна деизопентанизации К-1, реболерная печь [5] П-1, колонна дебутанизации К-2 и вспомогательное оборудование (насосы, АВО, холодильное и теплообменное оборудование, емкости) [5].

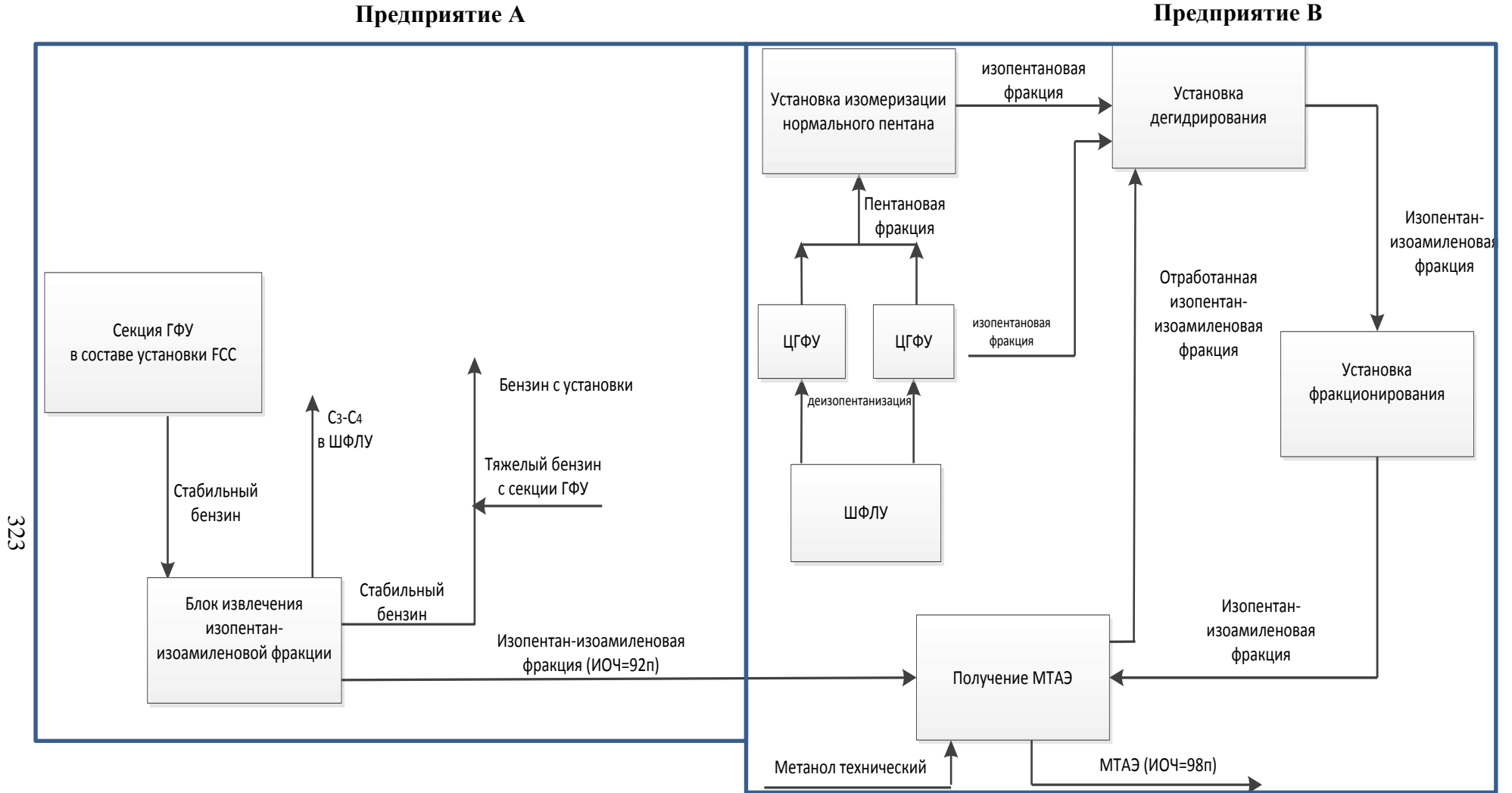


Рисунок 1 - Блок схема получения сырья и продукции

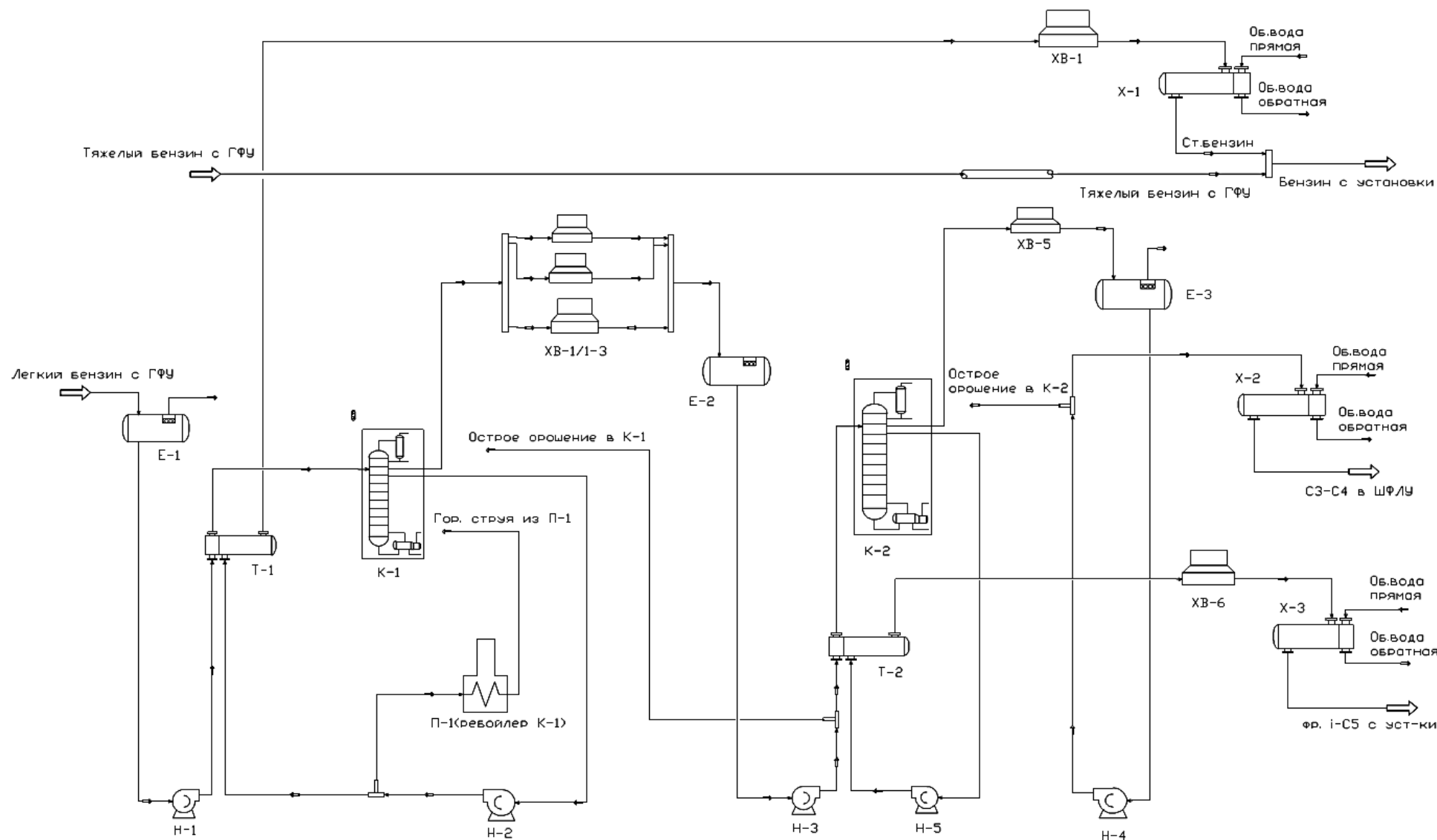


Рисунок 2 - Схема получения изопентан-изоамиленовой фракции на предприятии А

Из секции ГФУ легкий бензин (фракция НК-145 °С) поступает на блок извлечения изопентан-изоамиленовой фракции в колонну деизопентанизации К-1. Колонна К-1 предназначена для разделения углеводородов[4], где верхом уходит нестабильная изопентан-изоамиленовая фракция, куб – стабильный бензин. Стабильный бензин из К-1 без изопентан-изоамиленовой фракции поступает на смешение с тяжелым бензином ГФУ имеет с октановое число (ОЧ) равное 92 п.

Нестабильная изопентан-изоамиленовая фракция поступает в колонну К-2, где разделяется на углеводороды С3-С4, уходящие верхом на ШФЛУ и изопентан-изоамиленовую фракцию (ИИФ), которая служит сырьем для производства МТАЭ. Качество получаемой фракции соответствует нормам и ГОСТам, данная продукция может использоваться для нефтехимического синтеза.

Состав сырья и продукции блока извлечения изопентан-изоамиленовой фракции в таблице 1.

Таблица 1 - Состав сырья и продукции блока извлечения изопентан-изоамиленовая фракции

Компонент	Легкий бензин секции ГФУ	Бензин (стабильный бензин с К-1+тяжелый бензин ГФУ) с блока и	Изопентан-изоамиленовая фракция
% масс.			
і-бутан	0,05	0,00	0,02
і-бутен,% масс	0,02	0,00	0,02
бутен-1	0,03	0,00	0,03
н-бутан	0,09	0,00	0,14
цис-бутен-2	0,28	0,00	0,53
транс-бутен-2	0,17	0,00	0,25
і-пентан	9,09	0,00	38,59
пентен-1	16,15	0,30	59,15
н-пентан	1,83	1,10	1,22
Н2О	0,09	0,00	0,00
фр. 40-50 °С	3,85	3,0	0,00
фр. 50-60 °С	5,74	3,7	0,00
фр. 60-70 °С	6,25	4,9	0,00
фр. 80-90 °С	7,53	5,9	0,00
фр. 90-100 °С	9,61	6,8	0,00
фр. 100-110 °С	9,35	7,3	0,00
фр. 110-120 °С	9,55	7,5	0,00
фр. 120-130 °С	7,45	5,8	0,00
фр. 130-140 °С	7,28	5,7	0,00
фр. 140-150 °С	5,59	5,5	0,00
фр. 150-160 °С	0,00	5,3	0,00
фр. 160-170 °С	0,00	5,0	0,00
фр. 170-180 °С	0,00	14,9	0,00
фр. 180-190 °С	0,00	13,2	0,00
фр. 190-200 °С	0,00	3,4	0,00
Всего	100,00	100,00	100,00
ИОЧ, п	95,7	92,8	91,2

Выводы

Получение изопетан-изоамиленовой фракции на предприятии А и продажа на предприятие В в качестве сырья для производства МТАЭ позволит отказаться от закупки сырья за периметрами Компании и увеличить мощности по производству МТАЭ за счёт собственного сырья ПАО «НК «Роснефть». Строительство секции по извлечению изопентан-изоамиленовой фракции позволит получать высокомаржинальную продукцию с дальнейшей реализацией в рамках Компании.

Библиографический список:

1. Юкельсон И.И. Технология основного органического синтеза-М.:Химия,1968-846с.
2. Лебедев Н.Н. Химия и технология основного и органического синтеза-М.:Химия, 1988-573с.
3. Жоров Ю.М., Панченков Г.М., Волохова Г.С. Изомеризация олефинов-М.: Химия, 1977 -205с.
4. Методические указания к курсовому проектированию. Технологический расчет ректификационной колонны. Казань КГТУ 2008
5. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. Учебник для вузов - М.: Книга по Требованию -719с.

УДК 622.691.4:620.193.7(470.13)

Оценка влияния высоковольтных линий электропередач переменного тока на подземные трубопроводы ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Ивонин А.А., Максименко В.И.

Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

В связи с широким внедрением в различные отрасли хозяйства и производства электрической энергии, активными темпами развивается строительство мощных электростанций, линий электропередачи (ЛЭП) переменного тока большой протяженности высокого и сверхвысокого напряжения. При этом возникает большое количество участков сближения и параллельного следования магистрального газопровода (МГ), как действующего, так и строящегося, с линиями высокого напряжения, проходящими в одном коридоре с ним. В следствии этого становится актуальным определить методику оценки и вопрос обеспечения требуемого уровня защиты участков МГ от коррозии.

Первые научные исследования в данном направлении в России были проведены в период с 1958 – 1967 г. группой ученых, в составе: Толстая М.А., Иоффе Э.И., Потемкинская И.В., Михайловский Ю.Н. Проведенные ими исследования установили, что при определенных плотностях переменного тока, на оголенных участках подземного стального сооружения коррозионное разрушение проходит с повышенной скоростью. В области низких и средних значений плотностей переменного тока (до 5-10 А/м²) эффект коррозии в грунте определяют доступом кислорода. При повышении плотности тока (до 10-100 А/м²) общий эффект коррозии стали дополнительно усиливается за счет появления постоянной составляющей анодного тока.

Защитные покрытия того времени были не столь технологичны и не обладали теми свойствами, что современные, поэтому установленные критерии плотности переменного тока при диагностических обследованиях трубопроводной системы не наблюдались. Следовательно считалось, что наблюдаемые переменные токи, наведенные на подземные стальные конструкции неопасны с точки зрения коррозии, так как их коррозионное действие эффективно снижается катодной защитой. В дальнейшем в методических указаниях были отражены требования по защите от коррозии подземных стальных трубопроводов, расположенных в зоне действия рельсового электротранспорта и определена критическая плотность тока утечки $j_k \geq 20 \text{ А/м}^2$ (2мА/см²) с повреждений в защитном покрытии подземного трубопровода, вызванного воздействием электрифицированного переменного тока железной дороги.

На МГ в результате влияния ЛЭП могут возникнуть:

- интенсивная электролитическая коррозия под воздействием переменного тока;
- угроза поражения электрическим током персонала, обслуживающего МГ;

- выход из строя электрических устройств, размещенных и связанных с МГ.

При взаимном сближении и пересечении с ЛЭП в МГ в результате электромагнитной индукции возникают длительные (при нормальном режиме работы ЛЭП) и кратковременные (при аварийных режимах работы ЛЭП) посторонние напряжения и токи. При этом на подземные трубопроводы оказывают влияние в основном только магнитные поля линий, так как силовые линии электрических полей экранируются поверхностью земли. Под нормальным режимом работы ЛЭП подразумевается номинальный рабочий режим. Под аварийным режимом работы - режим короткого замыкания (КЗ) фазы ЛЭП на землю, когда влияющий провод образует ток через землю в МГ. Помимо токов и напряжений, вызванных электромагнитной индукцией, могут возникать токи и напряжения гальванической связи.

В 2018 году в соответствии с годовым планом работ отделом защиты от коррозии инженерно-технического центра «Газпром трансгаз Ухта» проведен анализ распределения коррозионных дефектов МГ, согласно результатов внутритрубной диагностики, в местах пересечений с высоковольтными ЛЭП. В качестве исходных данных для анализа отобраны 13 участков пересечения и параллельного следования ЛЭП с МГ и прилегающие к ним участки трубопроводов, на которых проведена внутритрубная диагностика. По результатам анализа данных корреляционной зависимости количества коррозионных дефектов от наличия пересечения или параллельного следования высоковольтных линий электропередач с магистральным газопроводом в то время проследить не удалось.

Сложность работы при оценке влияния наведенного переменного тока, от высоковольтных ЛЭП, на объекты газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Ухта» заключается в отсутствии единого комплекса организационных и технических мероприятий, направленных на выявление влияния переменного тока на защитное изоляционное покрытие и оценку защищенности участков магистральных газопроводов в процессе эксплуатации от такого влияния. Кроме того, существующие программы и методики, вызывают трудности при выборе параметров и мест размещения устройств защиты, как у проектных организаций, так и эксплуатирующих.

В данный момент принятые в отраслевых нормативных документах ПАО «Газпром» критерии опасного влияния высоковольтной линии электропередачи переменного тока на подземный магистральный трубопровод требуют предусматривать мероприятия по снижению этого влияния до безопасного уровня в случае превышения установленных критериев. Обратимся к нормативной документации:

1. Унифицированные проектные решения по электрохимической защите подземных сооружений УПР.ЭХЗ-02-2013, принятые в ОАО «Газпром», определяют условия отсутствия опасного влияния источников переменного тока на подземный проектируемый газопровод при параллельном следовании:

- предельные величины индуцированного напряжения прикосновения на трубопроводе при постоянном воздействии ЛЭП $U_{т.з.} < 60$ В;
- плотность тока утечки с трубопровода, индуцированного ЛЭП переменного тока $j < 10$ А/м².

При превышении данных параметров проектом должны предусматриваться мероприятия по снижению плотности тока утечки на дефектах до допустимого уровня. Например, для снижения расчетного опасного напряжения прикосновения, которое может возникнуть под влиянием высоковольтной ЛЭП, к газопроводу на участках сближения, подключаются специальные заземляющие устройства, совмещенные с КИП. Количество заземляющих устройств и их сопротивление растеканию определяются расчётом в каждом конкретном случае до величин (таблица 1).

Устройства защиты трубопровода от наведенного переменного тока выпускаются в виде контрольно-измерительных пунктов (КИП), укомплектованных заземляющим оборудованием и специальными устройствами для устранения опасного влияния ЛЭП на трубопровод. В общем случае заземляющее устройство может состоять из горизонтальных заземлителей, вертикальных заземлителей и их комбинации.

Заземление подключается к трубопроводу через блок УЗТ для отвода переменного тока, наведенного в трубопроводе в результате электромагнитного воздействия ЛЭП. УЗТ оснащено

устройством защиты от кратковременных перенапряжений, которые могут возникнуть в случае замыкания линии электропередачи на землю и превышения потенциала земли свыше установленного уровня в зоне действия УЗТ. УЗТ не оказывает влияние на защитный потенциал ЭХЗ трубопровода.

Таблица 1 - Допустимое напряжение прикосновения на трубопровод

Режим работы ЛЭП	Напряжение прикосновения U, В
Длительный режим	До 60
Короткое замыкание	До 1000

2. СТО Газпром 9.0-001-2018 «Защита от коррозии. Основные положения» определяет факторы опасности коррозии производственных объектов, как:

- коррозионная агрессивность окружающей среды (например, грунта, пресной или морской воды, атмосферы);
- коррозионная агрессивность транспортируемых или хранящихся сред;
- микробиологическое воздействие на производственный объект (биокоррозия);
- опасное действие блуждающего постоянного и/или переменного токов.

Опасным влиянием блуждающих токов на подземные стальные сооружения для действующих объектов считается наличие знакопеременных или анодных зон.

Показатели коррозионной опасности, вызываемые влиянием переменного тока в зависимости от величины плотности переменного тока (таблица 2):

Таблица 2 - Показатели коррозионной опасности, вызываемой влиянием переменного тока

Плотность переменного тока, А/м ²	Вероятность коррозионной опасности	Примечание
До 20	Отсутствует	Дополнительные меры не требуются
От 20 до 100	Возможна	Требуется контроль
Более 100	Вероятна	Требуется применение технических решений по ограничению воздействия

В 2021 году в целях исполнения Дорожной Картой по оформлению прав ПАО «Газпром» на земельные участки под наземными элементами, возникшими в результате устройства УЗТ, в рамках строительства объекта ПАО «ФСК ЕЭС» - «ВЛ 750 кВ Ленинградская-Белозерская» при параллельном следовании ВЛ и магистральных газопроводов была разработана программа: “Оценка эффективности проектных решений по снижению влияния наведенного переменного тока от «ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская» на МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»”.

Программа определяет комплекс мероприятий, направленных на:

- оценку эффективности работы устройств защиты трубопровода (УЗТ);
- определение влияния наведенного переменного тока на МГ;
- контроль защищенности МГ от коррозии на участках сближения, пересечения и параллельного следования с высоковольтными ЛЭП.

Работы было решено выполнить в 3 этапа:

• 1 этап – анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации, данных пусконаладочных работ, предварительная оценка технического состояния объектов обследования;

• 2 этап – выполнение комплекса обследований в полевых условиях (таблица 3);

• 3 этап – обработка данных и составление технического отчета.

Магистральный газопровод проходит общим газотранспортным коридором и входит в состав системы магистральных газопроводов, предназначенных для транспортировки природного газа. Обследуемый участок коридора магистральных газопроводов расположен на территории Шекснинского и Бабаевского района Вологодской области. Климат в районе прохождения газопровода умеренно континентальный с продолжительной умеренно холодной зимой и относительно коротким тёплым летом.

Полевые работы в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта» проводились с июня по сентябрь 2021 года. Общая протяженность в одностороннем исполнении в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта» составила - 395,3 км:

- МГ Грязовец-Ленинград I (2 нитка) DN 1000 - км 200-232, км 249-316,8;
- МГ Грязовец-Ленинград II (3 нитка) DN 1200 - км 200-232, км 249-316,8;
- МГ «СЕГ-1» DN 1400 - км 200-232, км 249-322,7;
- МГ «СЕГ-2» DN 1400 - км 200-232, км 249-319;

Комплекс измерений на газопроводе электрических параметров выполнялся с подключенными УЗТ, согласно проекта, и при фактических режимах работы ВЛ.

Таблица 3 - Комплекс обследований в полевых условиях

Комплекс измерений и величин	
Вид измерения	Контролируемый параметр
Измерения напряженности электрического поля ($H_{ЭП}$)	$H_{ЭП}$ (Е, кВ/м)
Измерения напряженности магнитного поля ($H_{МГ}$)	$H_{МГ}$ (Н, А/м)
Измерения потенциалов с омической составляющей	$U_{т.з}$ (В)
Измерения поляризационных защитных потенциалов	$U_{п.п}$ (В)
Измерения индуцированного переменного напряжения прикосновения	$U_{ср\sim}$, мВ
Измерения индуцированного переменного тока	$I_{ср\sim}$, мА
Измерения и расчет плотности тока утечки	i тока, А/м ²

При измерениях напряженности индуцированного (наведенного) электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в месте пересечения МГ с ЛЭП выявлены превышения требований СанПиН 1.2.3.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

При уровнях воздействия напряженности электрического поля выше 5 кВ/м, необходимо ограничить время нахождения персонала непосредственно под ЛЭП до 1,8 часа в смену, на расстоянии 25 метров – до 7 часов в смену, а на расстоянии от 45 метров и более – время безопасного нахождения уже не регламентируется (таблица 4). При дополнительном обследовании пересечений МГ, не оборудованных УЗТ, с другими ЛЭП от 220 до 750 кВ были выявлены участки, на которых нахождение персонала без специальных СИЗ вообще запрещено.

Таблица 4 - Результаты измерений $H_{ЭП}$ и $H_{МГ}$

№ п/п	Расстояние от оси ЛЭП, м	Напряженность электрического поля, В/м		Напряженность магнитного поля, мкТл		Время безопасного нахождения в смену, час.
		измеренное значение	предельно-допустимый уровень	измеренное значение	предельно-допустимый уровень	
1	0	13150	5000	2,61	100	1,8 часа
2	25	5481	5000	1,96	100	7 часов
3	45	3907	5000	1,37	100	Без ограничений

По результатам проведенного диагностического обследования все значения измеренных защитных потенциалов находились в пределах допустимых, согласно требований ГОСТ 9.602-2016, и составили от -0,92 В до -2,45 В для суммарного потенциала с омической составляющей и от -0,85 В до -1,15 В для поляризационного потенциала.

Если учитывать тот факт, что сопротивление грунта, прилегающего к дефекту, не является величиной постоянной, то в месте дефекта защитного покрытия происходят значительные изменения сопротивления грунта при совместном действии индуцированных переменных токов и тока катодной защиты. При пересчете величины плотности переменного тока с учетом коэффициента снижения сопротивления грунта, прилегающего к дефекту защитного покрытия трубопровода ($k_p=4$), обнаружены места с повышенной плотностью тока, на которых требуется дальнейший периодический контроль показателей коррозионной опасности, вызванных влиянием переменного тока:

- 215 км МГ «Грязовец-Ленинград II» $i_{\sim} = 21,76 \text{ А/м}^2$;
- 216 км МГ «Грязовец-Ленинград II» $i_{\sim} = 42,30 \text{ А/м}^2$;
- 217 км МГ «Грязовец-Ленинград II» $i_{\sim} = 61,44 \text{ А/м}^2$;
- 218 км МГ «Северо-Европейский газопровод II» $i_{\sim} = 38,53 \text{ А/м}^2$.

После обработки результатов диагностического обследования и проведения сравнительного анализа сделаны следующие выводы:

- все УЗТ находятся в работоспособном состоянии и эффективно отводят индуцированный переменный ток;
- состояние защищенности обследованных трубопроводов на участках сближения и параллельного следования с ЛЭП «ВЛ 750 кВ Ленинградская-Белозерская» соответствует требованиям нормативной документации;
- эффективность проектных решений подтверждается.

Во время проведения обследований и отработки методики проведён контроль переменных токов не только на участках с установленными устройствами защиты, но и на участках пересечений МГ, не оборудованных УЗТ, с другими ЛЭП (от 220 до 750 кВ). Результаты сведены в таблицу (таблица 5):

Таблица 5 - Результаты измерений на МГ, не оборудованного УЗТ

Дата контроля	Магистральный газопровод	км	$U_{\text{ср}\sim}$, мВ	$I_{\text{ср}\sim}$, мВ	i_{\sim} , А/м ²
ВЛ-500 кВ					
17.06.2021	МГ СЕГ I (4 нитка) DN 1400	167	1000	4,33	27,6
17.06.2021	МГ СЕГ II (5 нитка) DN 1400	166	880	2,14	13,68
17.06.2021	МГ Грязовец-Ленинград II (3 нитка) DN 1200	166	800	2,96	17,48
17.06.2021	МГ Грязовец-Ленинград I (2 нитка) DN 1000	166	480	3,02	19,32
Коридор ВЛ-500 кВ - 2 шт., ВЛ-220 кВ – 3 шт.					
17.06.2021	МГ СЕГ I (4 нитка) DN 1400	170	1390	4,6	29,44
17.06.2021	МГ СЕГ II (5 нитка) DN 1400	170	1220	6,12	39,2
17.06.2021	МГ Грязовец-Ленинград II (3 нитка) DN 1200	170	1130	10,0	64
17.06.2021	МГ Грязовец-Ленинград I (2 нитка) DN 1000	170	366	0,95	6,08
ВЛ-750 кВ					
16.06.2021	МГ СЕГ I (4 нитка) DN 1400	183	815	1,9	12,16
16.06.2021	МГ СЕГ II (5 нитка) DN 1400	183	6040	12,4	79,36
16.06.2021	МГ Грязовец-Ленинград II (3 нитка) DN 1200	183	3100	7	44,8

Расположение участков с опасным коррозионным влиянием на МГ индуцированного переменного тока, плотностью более 20 А/м^2 , указывает на недостаточность принятых мер по обеспечению защищенности МГ от коррозии на участках, не оборудованных УЗТ.

Результаты проделанной работы показали необходимость проведения диагностических обследований по оценке влияния наведенного переменного тока на все объекты газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Ухта» при пересечении и параллельном следовании с высоковольтными ЛЭП.

Библиографический список:

1. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
2. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
3. Методика оценки влияния высоковольтных линий электропередачи переменного тока на подземный трубопровод и технические решения по устранению этого влияния / А.И. Яблчанский, В.М. Лейба, В.Р. Олексейчук //Материалы отраслевого совещания по вопросам защиты от коррозии. – 2010. – ООО «Газпром экспо». –с.191-207.
4. СанПиН 1.2.3.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
5. УПР.ЭХЗ-02-2013-02-013 Типовые схемы электрохимической защиты от коррозии.

Оценка напряжённо-деформированного состояния трубы в дефектах потери металла при воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления

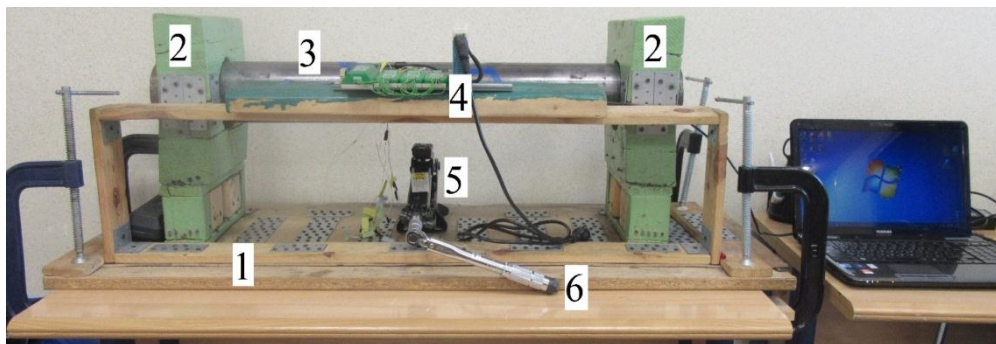
Игнатик А.А., Колесников М.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Магистральные трубопроводы в ходе их эксплуатации испытывают силовое воздействие. В общем случае на трубопроводы действуют следующие силовые факторы: внутреннее давление перекачиваемого продукта, внешнее давление от веса окружающего грунта, продольные усилия, изгибающие силы (моменты) в вертикальной и горизонтальной плоскостях, крутящий момент. Кроме того, стенки трубопроводов подвергаются температурному перепаду, что приводит к дополнительным температурным напряжениям. Стальные трубопроводы также подвержены коррозионному влиянию. Вследствие грунтовой или атмосферной коррозии на стенках труб образуются дефекты потери металла. Геометрические параметры этих дефектов увеличиваются с течением времени с некоторой скоростью по коррозионному механизму. Дефекты потери металла ослабляют сечение труб, снижают запас прочности и несущую способность конструкции. Поэтому актуальной является проблема оценки работоспособности магистральных трубопроводов с дефектами коррозионного происхождения.

В данной статье рассматривается проведённое исследование по оценке напряжённо-деформированного состояния труб в дефектных зонах потери металла при изгибающей нагрузке и внутреннем давлении. В ходе работ проведён эксперимент с натурными образцами труб на лабораторном стенде с использованием тензометрии, а также численное компьютерное моделирование в программном комплексе Ansys. Выполнено сравнение результатов, полученных физическим и компьютерным экспериментами.

Физическое моделирование. Эксперименты выполнены в лабораторных условиях на стенде (рисунок 1).



1 – основание; 2 – опора; 3 – образец трубы; 4 – тензодатчики;
5 – винтовой ромбический домкрат; 6 – динамометрический ключ

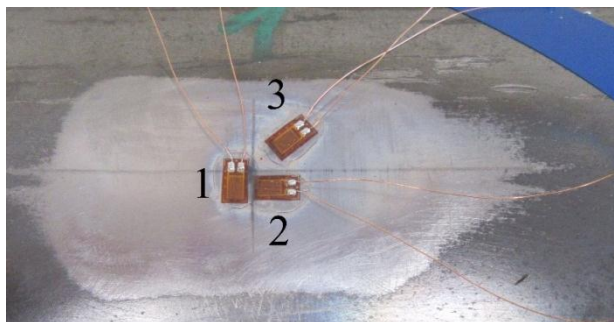
Рисунок 1 – Лабораторный стенд для исследования напряжённо-деформированного состояния образцов трубы при изгибающей нагрузке в вертикальной плоскости

Стенд включает в себя трубу, закреплённую в двух жёстких опорах, находящихся на общем основании. Геометрические параметры трубы: наружный диаметр $D = 114$ мм, толщина стенки $\delta = 4,5$ мм, длина 1 м. Марка стали СтЗсп, предел текучести $\sigma_T = 250$ МПа, предел прочности $\sigma_B = 460$ МПа. Винтовой ромбический домкрат является устройством для создания изгибающей нагрузки на трубу в вертикальной плоскости. При помощи динамометрического ключа осуществляется вращение винта домкрата до заданного момента M ($\text{Н} \cdot \text{м}$). Применяется динамометрический ключ с диапазоном момента от 2 до 24 $\text{Н} \cdot \text{м}$. Тензодатчики служат для измерения деформаций стенки трубы.

Дефекты потери металла изготавливались посредством угловой шлифмашинки на верхней, боковой и нижней образующих труб. Геометрические центры дефектов расположены на расстоянии 100 мм от середины трубы влево. На каждой образующей трубы вышлифовывались

дефекты потери металла со следующими размерами: длина 50 мм, ширина 30 мм, максимальная глубина 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0 мм (или соответствующая относительная глубина дефектов 0,11; 0,22; 0,33; 0,44; 0,56; 0,67, относительная глубина дефекта потери металла – это отношение глубины дефекта к толщине стенки трубы). Следовательно, на каждой образующей имеем 6 дефектных зон, также рассматривалась бездефектная зона на расстоянии 100 мм от середины трубы влево. Всего на трёх образующих трубы получили 18 дефектных зон и 3 бездефектные зоны.

В центре каждого дефекта потери металла монтировалась группа из трёх тензорезисторов (рисунок 2) для измерения: 1) кольцевой деформации ϵ_{θ} ; 2) продольной деформации ϵ_z ; 3) деформации под углом 45° к оси трубы ϵ_{45° . Этой группы достаточно для полного определения плоского напряжённого состояния и объёмного деформированного состояния.



1 – кольцевой; 2 – продольной; 3 – под углом 45° к оси трубы

Рисунок 2 – Группа из трёх тензорезисторов, установленная в дефекте потери металла

Тензорезисторы для измерения деформаций

Труба подвергалась воздействию изгибающей нагрузки в вертикальной плоскости при помощи домкрата. Величина крутящего момента на винте домкрата, задаваемого динамометрическим ключом, составляла $M = 24 \text{ Н} \cdot \text{м}$. Величина изгибающей силы рассчитывается по формуле [1]

$$F = \frac{2\pi\eta M}{t \cdot \operatorname{tg}\alpha}, \quad (1)$$

где η – коэффициент полезного действия винтового домкрата; M – крутящий момент на винте домкрата; t – шаг резьбы винта домкрата, α – угол между вертикалью и верхним боковым рычагом домкрата.

Исходные данные для расчёта по формуле (1): $\eta = 0,30$; $M = 24 \text{ Н} \cdot \text{м}$; $t = 2,5 \text{ мм}$; $\alpha = 66,5^\circ$. Тогда изгибающая нагрузка на трубу равна $F = 7,87 \text{ кН}$.

Показания с каждого тензодатчика считывались при трёх циклах нагружения трубы изгибающей силой $F = 7,87 \text{ кН}$. Затем определялись средние значения деформаций.

Переход к значениям механических напряжений σ (МПа) выполняется по формулам упругого деформирования:

$$\sigma_{\theta} = \frac{E}{1 - \mu^2} (\epsilon_{\theta} + \mu\epsilon_z), \quad (2)$$

$$\sigma_z = \frac{E}{1 - \mu^2} (\epsilon_z + \mu\epsilon_{\theta}), \quad (3)$$

$$\tau = G\gamma = G(2 \cdot \epsilon_{45^\circ} - \epsilon_{\theta} - \epsilon_z), \quad (4)$$

$$G = \frac{E}{2(1 + \mu)}, \quad (5)$$

где σ_{θ} , σ_z , τ – кольцевые, продольные и касательные напряжения соответственно; γ – угловая (сдвиговая) деформация; E – модуль Юнга (для стали $E = 206000 \text{ МПа}$); μ – коэффициент Пуассона (для стали $\mu = 0,3$); G – модуль сдвига.

Расчёт по формуле (5) даёт ответ $G = 79231$ МПа.

Чтобы оценить прочность трубы вычисляется интенсивность напряжений σ_i (другие наименования этой физической величины – эквивалентные напряжения по энергетической теории прочности, эквивалентные напряжения по Мизесу):

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_\theta^2 - \sigma_\theta \sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2}. \quad (6)$$

В качестве критерия пластичности используется условие начала пластичности Губера – Мизеса – Генки [2]: материал переходит из стадии упругого деформирования в стадию упругопластического деформирования при равенстве значений интенсивности напряжений и предела текучести $\sigma_i = \sigma_T$. В нашем случае этот переход происходит при $\sigma_i = 250$ МПа.

В качестве количественного критерия предельного состояния трубопровода применяется величина предельной интенсивности напряжений $\sigma_{i \text{ пред}}$, вычисляемая по формуле

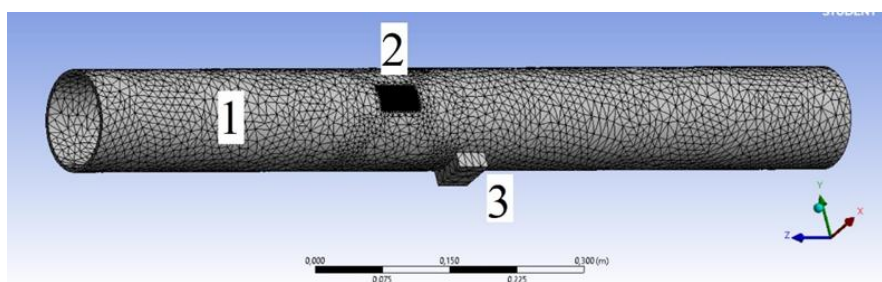
$$\sigma_{i \text{ пред}} = \frac{\sigma_B}{n_B}, \quad (7)$$

где σ_B – предел прочности материала; n_B – коэффициент запаса по пределу прочности.

Коэффициент запаса по пределу прочности n_B назначается согласно нормативным требованиям или исходя из опыта прочностных расчётов и эксплуатации магистральных трубопроводов.

Если выполняется неравенство $\sigma_i > \sigma_{i \text{ пред}}$ (интенсивность напряжений больше предельной интенсивности напряжений), то трубопровод находится в предельном состоянии, недопустимом в ходе эксплуатации. Если $\sigma_i \leq \sigma_{i \text{ пред}}$, то текущая прочность трубопровода обеспечивается; однако надо понимать, что с течением времени размеры коррозионных дефектов потери металла увеличиваются и величина интенсивности напряжений в дефектной зоне становится больше. Величину предельной интенсивности напряжений $\sigma_{i \text{ пред}}$ можно также назвать максимально допустимой интенсивностью напряжений.

Численное компьютерное моделирование. Компьютерное моделирование выполнялось в программном комплексе Ansys, в котором применяется метод конечных элементов. Построенная в программе модель трубы имеет те же геометрические параметры (внутренний диаметр, толщину стенки и длину), как и натурные образцы труб в физическом эксперименте (см. рисунок 3). Также одинаковы размеры дефектов потери металла (длина, ширина и максимальная глубина) и их местоположение на трубе (рисунок 4). Механические характеристики трубной стали тоже соответствовали друг другу.



1 – труба; 2 – дефект потери металла; 3 – колодка домкрата

Рисунок 3 – Компьютерная модель трубы, разбитая на конечные элементы, с дефектом потери металла

Оба конца трубы фиксировались жёсткой опорой (Fixed Support). Размеры конечных элементов (параметр Element Size) составляли: в дефектной зоне 1 мм, в бездефектной зоне 10 мм. Для нагружения трубы изгибающей силой дополнительно была смоделирована колодка домкрата, соприкасающаяся с трубой. Сила (Force) прикладывалась к нижней поверхности колодки домкрата, её величина $F = 7,87$ кН. Также внутренняя поверхность трубы нагружалась внутренним давлением p (Pressure). Величина внутреннего давления в компьютерных экспериментах была переменной величиной.

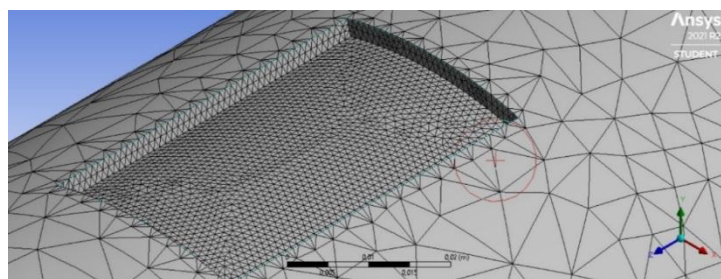
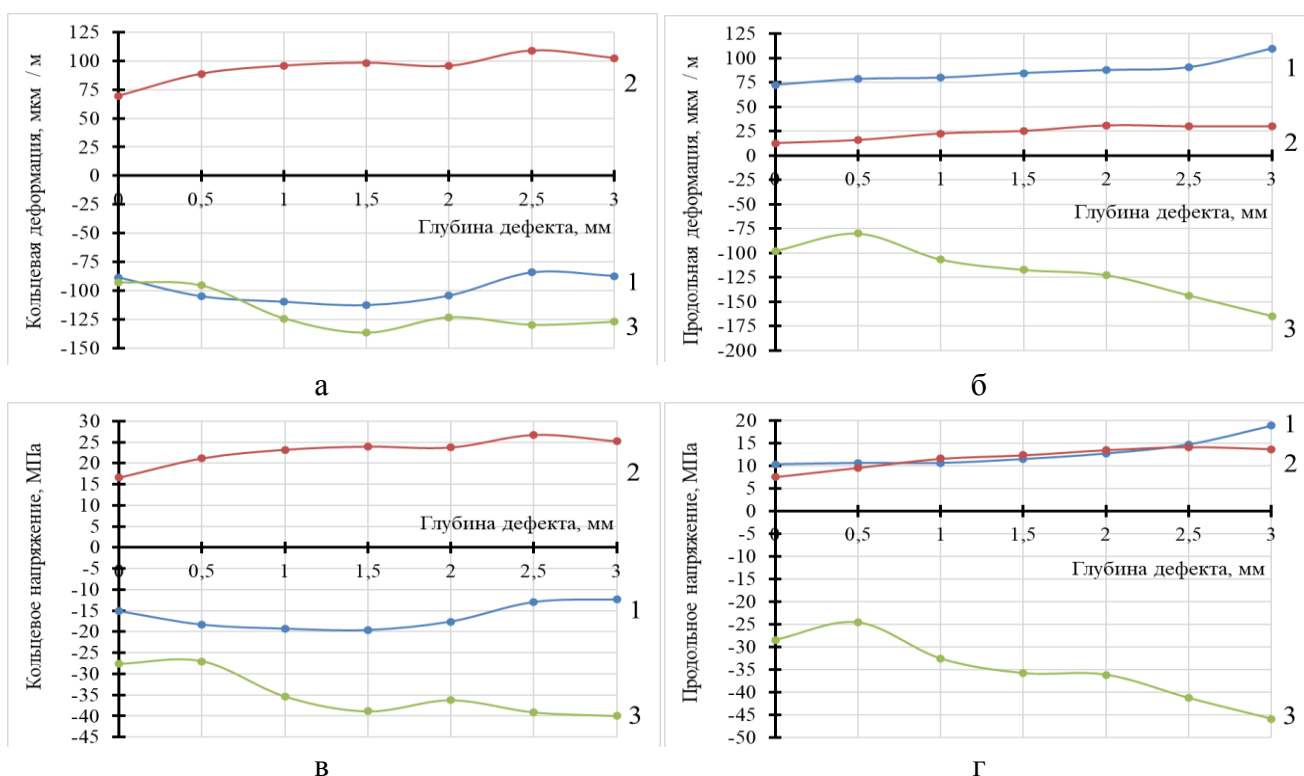


Рисунок 4 – Дефектная зона потери металла на компьютерной модели трубы

Результаты и их обсуждение. Результаты измерения деформаций в ходе физического эксперимента и вычислений напряжений по формулам (3) и (4) представлены на рисунках 5 в виде графиков.



а) – кольцевой деформации; б) – продольной деформации; в) – кольцевого напряжения; г) – продольного напряжения) трубы в дефектах потери металла от глубины дефекта

1 – верхняя образующая; 2 – боковая образующая; 3 – нижняя образующая

Рисунок 5 – Графики зависимости компонентов напряжённо-деформированного состояния

Как видно из графиков на рисунке 5, кольцевые составляющие напряжённо-деформированного состояния боковой образующей трубы – это положительные величины, верхней и нижней образующей – отрицательные величины. Продольные составляющие напряжённо-деформированного состояния верхней и боковой образующей трубы – положительные величины, нижней образующей – отрицательные.

Значения интенсивностей напряжений в центре дефектов потери металла, найденные посредством физического и компьютерного моделирования, при воздействии на трубу изгибающей нагрузки $F = 7,87$ кН приведены в таблице 1.

Расхождение значений интенсивностей напряжений по физическому и компьютерному моделированию не превышает 17,28 % (см. таблицу 1). Различие полученных данных вызвано возникшими трудностями при моделировании в компьютерной программе дефектов потери металла с теми же очертаниями, как на натурной трубе. Основной задачей при моделировании было точное соответствие длины, ширины и максимальной глубины дефектов, а также точное соответствие местоположения дефектов.

Таблица 1 – Значения интенсивностей напряжений в дефектах потери металла, полученные физическим и численным компьютерным моделированием, при воздействии на трубу изгибающей нагрузки $F = 7,87$ кН

Глубина дефекта Н, мм	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Относительная глубина дефекта H / δ	0	0,11	0,22	0,33	0,44	0,56	0,67
Верхняя образующая							
σ_i , МПа ¹	22,19	25,59	26,91	27,83	26,41	23,98	27,27
σ_i , МПа ²	22,42	22,44	22,95	23,02	22,35	22,59	23,21
Отклонение, %	1,04	12,31	14,72	17,28	15,37	5,80	14,89
Боковая образующая							
σ_i , МПа ¹	15,50	19,17	20,37	20,77	23,14	23,15	22,20
σ_i , МПа ²	16,77	16,15	22,49	22,29	23,02	22,69	25,49
Отклонение, %	8,19	15,75	10,41	7,32	0,52	1,99	14,82
Нижняя образующая							
σ_i , МПа ¹	28,08	25,93	34,21	38,32	36,20	44,55	45,05
σ_i , МПа ²	27,65	23,98	30,76	32,88	34,77	44,35	41,05
Отклонение, %	1,53	7,52	10,08	14,20	3,95	0,45	8,88

Примечание: ¹физическое моделирование; ²численное компьютерное моделирование

Значения интенсивностей напряжений в центре дефектов потери металла с глубиной Н и бездефектной зоне ($H = 0$) при воздействии изгибающей нагрузки $F = 7,87$ кН и внутреннего давления p в пределах от 2 до 16 МПа с шагом 2 МПа, полученные численным компьютерным моделированием в Ansys, представлены в таблицах 2–4.

Таблица 2 – Зависимости интенсивности напряжений σ_i трубы в дефектах потери металла от глубины дефектов Н, полученные численным компьютерным моделированием, при воздействии изгибающей нагрузки $F = 7,87$ кН и внутреннего давления p . Верхняя образующая

Н, мм	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
p , МПа	σ_i , МПа								
2	11,55	14,41	19,24	26,45	36,73	48,26	67,82	98,92	213,42
4	23,59	35,13	48,53	64,95	85,66	108,75	147,16	210,30	437,64
6	42,09	59,85	80,46	105,29	135,89	170,23	227,52	321,60	> 460
8	61,47	85,16	112,91	145,94	186,38	231,78	309,56	434,24	> 460
10	81,10	110,66	145,46	186,71	236,15	293,71	388,69	> 460	> 460
12	100,83	136,22	178,07	227,54	287,58	355,64	> 460	> 460	> 460
14	120,63	161,86	210,71	268,38	338,05	417,37	> 460	> 460	> 460
16	140,45	187,48	243,29	309,24	388,89	> 460	> 460	> 460	> 460

Таблица 3 – Зависимости интенсивности напряжений σ_i трубы в дефектах потери металла от глубины дефектов Н, полученные численным компьютерным моделированием, при воздействии изгибающей нагрузки $F = 7,87$ кН и внутреннего давления p . Боковая образующая

Н, мм	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
p , МПа	σ_i , МПа								
2	39,79	40,43	53,70	60,33	69,62	80,75	102,32	130,8	239,59
4	59,74	66,21	86,39	100,91	119,11	144,32	186,30	246,08	> 460
6	79,90	92,24	119,39	141,27	168,98	207,22	270,50	359,58	> 460
8	100,15	118,36	152,49	182,01	218,78	270,81	354,86	> 460	> 460
10	120,44	144,52	185,74	222,81	268,80	334,46	439,28	> 460	> 460

H, мм	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
p, МПа	σ_i , МПа								
12	140,75	170,70	218,78	263,64	318,85	398,14	> 460	> 460	> 460
14	161,08	196,89	251,96	304,48	369,15	> 460	> 460	> 460	> 460
16	181,42	223,09	285,14	345,59	419,25	> 460	> 460	> 460	> 460

Таблица 4 – Зависимости интенсивности напряжений σ_i трубы в дефектах потери металла от глубины дефектов H, полученные численным компьютерным моделированием, при воздействии изгибающей нагрузки $F = 7,87$ кН и внутреннего давления p. Нижняя образующая

H, мм	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
p, МПа	σ_i , МПа								
2	16,04	18,22	22,42	29,07	38,16	51,44	72,61	111,45	208,86
4	27,83	36,99	49,20	65,17	84,89	121,51	150,62	224,92	429,21
6	45,12	60,71	80,17	104,51	134,00	175,61	230,09	336,87	> 460
8	63,58	85,35	111,91	144,83	183,87	239,12	310,21	452,25	> 460
10	82,42	110,29	143,92	184,54	233,40	302,80	390,34	> 460	> 460
12	101,43	135,37	176,04	224,76	283,80	367,63	> 460	> 460	> 460
14	120,53	160,51	208,22	265,65	333,86	430,35	> 460	> 460	> 460
16	139,68	185,71	240,45	306,02	383,95	> 460	> 460	> 460	> 460

В случае комбинированной нагрузки от изгибающей силы и внутреннего давления при использовании критерия пластичности Губера – Мизеса – Генки $\sigma_i = \sigma_T$ найдены максимальные значения давлений $p_{упр}$, при которых труба в дефектных зонах потери металла ещё деформируется упруго (таблица 5). Другими словами, найдены те максимальные значения давлений, при которых выполняется неравенство $\sigma_i < \sigma_T$.

Используя количественный критерий предельного состояния $\sigma_{i\text{ пред}}$ – предельную интенсивность напряжений, вычисляемую по формуле (7), нашли значения предельных давлений $p_{пред}$ в рассматриваемых случаях нагружения трубы, при этом принят коэффициент запаса по пределу прочности n_b , равный 1,4 и 2,0 (таблица 5). При $n_b = 1,4$ расчёт по формуле (7) даёт $\sigma_{i\text{ пред}} = 328,57$ МПа, а при $n_b = 2,0$ – $\sigma_{i\text{ пред}} = 230$ МПа.

Таблица 5 – Значения максимальных давлений $p_{упр}$, при которых трубная сталь деформируется упруго, и предельных давлений $p_{пред}$ в дефектных зонах потери металла при воздействии изгибающей нагрузки $F = 7,87$ кН и внутреннего давления p

Глубина дефекта H, мм	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
Относительная глубина дефекта H / δ	0,33	0,44	0,56	0,67	0,78	0,89
Верхняя образующая						
$p_{упр}$, МПа	13,0	10,5	8,5	6,5	4,7	2,3
$p_{пред}$, МПа, при $n_b = 1,4$	16,9	13,5	11,1	8,4	6,1	3,0
$p_{пред}$, МПа, при $n_b = 2,0$	12,1	9,7	7,9	6,0	4,3	2,1
Боковая образующая						
$p_{упр}$, МПа	11,3	9,2	7,3	5,5	4,1	2,1
$p_{пред}$, МПа, при $n_b = 1,4$	15,1	12,3	9,7	7,3	5,4	2,8
$p_{пред}$, МПа, при $n_b = 2,0$	10,3	8,4	6,6	5,0	3,7	1,9
Нижняя образующая						
$p_{упр}$, МПа	13,2	10,6	8,3	6,5	4,4	2,4
$p_{пред}$, МПа, при $n_b = 1,4$	17,2	13,7	10,8	8,4	5,8	3,1
$p_{пред}$, МПа, при $n_b = 2,0$	12,2	9,8	7,6	5,9	4,0	2,2

Примечание: расчёты значений давлений выполнялись с дискретностью 0,1 МПа

При эксплуатации магистральных трубопроводов, по итогам диагностических работ, следует сравнивать величину предельного давления $p_{пред}$ с фактическим значением давления в рассматриваемой трубной секции $p_{факт}$. Если $p_{пред} \geq p_{факт}$, то текущая прочность трубопровода обеспечивается. Если $p_{пред} < p_{факт}$, то прочность не обеспечивается, поэтому требуется ремонт дефектной трубной секции или снижение давления в трубопроводе до уровня $p_{пред}$ в дефектной трубной секции. Также следует понимать, что дефекты потери металла развиваются по коррозионному механизму и необходима оценка долговечности дефектного трубопровода, а не только оценка текущей прочности. Для оценки долговечности, например, могут использоваться данные из таблицы 5.

Заключение. Выполнена оценка напряжённо-деформированного состояния трубы в дефектах потери металла при изгибающей нагрузке посредством физического моделирования и при изгибающей нагрузке и внутреннем давлении посредством численного компьютерного эксперимента. Получены зависимости интенсивности напряжений в дефектных зонах от глубины дефектов. Определены значения предельных давлений трубы.

Библиографический список:

1. Игнатик, А. А. Напряжённо-деформированное состояние трубопровода под воздействием комбинированной нагрузки // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 1. С. 22–31.
2. Young W. C., Budynas R. G. Roark's Formulas for Stress and Strain. 7th ed. McGraw-Hill, 2002. 854 p.

УДК 622.692.12

Исследование напряженного состояния морских глубоководных трубопроводов при укладке j-методом

Исмаилов Г.Г.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку

Шахларлы М.Э.

НИПИ Нефтегаз ГНКАР, Г.Зардаби г. Баку

Аннотация: Данная научная работа охватывает технологию и характеристики строительства глубоководных трубопроводов. В начале приведены сравнения в различных аспектах основных видов прокладки подводных трубопроводов, а также их положительные и отрицательные стороны. Было детально рассмотрено напряжённо-деформированное состояние при укладке J-методом. В статье проведён анализ основных требуемых параметров прокладки морских трубопроводов в расчётной форме с учётом определённых условий.

Ключевые слова: J-метод, S-метод, баржа, подводный трубопровод, стингер, баржа-трубоукладчик, напряженно-деформированное состояние.

Введение: Развитие морской нефтедобычи в Азербайджане долгие годы требовало решения проблемы сооружения магистральных подводных трубопроводов через морские акватории для транспортировки продукции скважин с отдаленных морских нефтепромыслов на материк. Чтобы выгодно использовать плавучесть и гибкость труб в настоящее время разработаны четыре технологии прокладки морских подводных трубопроводов [1, 2].

- по S-образной и J-образной кривой;
- баржей-трубоукладчиком с барабаном и с помощью буксира.

Современные трубоукладочные суда способны укладывать по S-методу (рис. 1), трубопроводы диаметром 810 мм – на глубине 700 м со скоростью 3-5 км в сутки. Однако с увеличением диаметра или глубины воды требуется все более мощные системы напряжения, крупногабаритные стингеры. В свою очередь, увеличение радиуса кривизны и общей длины стингера усложняет управление и делает его уязвимым к воздействию волн и течений. Поэтому

для строительства глубоководных трубопроводов большого диаметра применяется так называемый J-метод (рис. 2), который так же, как и S-метод получил свое название по форме изогнутого участка наращиваемого трубопровода [3, 6].

Управление процессом строительства J-методом ведется в основном за счет регулировки усилия удержания на судне, а угол наклона вышки нулевой или незначительный. В процессе укладки трубопровод отпускается вертикально до тех пор, пока его край коснется морского дна, при этом начинается его изгиб и трубопровод по мере движения трубопроводного судна ложится на дно. Самыми главными при укладке трубопроводов этим методом является операции по стыковке труб и перемещению судна.

Если S-метод имеет ограничение по глубине сверху, то применение J-метода, наоборот, лимитировано минимальной глубиной. Поэтому на практике приходится применять сочетание обеих технологий, а именно, и продолжать укладку J-методом на большой глубине.

Особенность при такой укладке заключается в возникновении наибольших моментов на участке подхода ко дну и при угле поворота сечения придонного участка, равном $\frac{\pi}{2}$ (рис. 3, а). Важным вопросом при этом становится расчёт напряженно-деформированного состояния, формирующего совместным движением собственного веса трубопровода, гидростатического давления и изгибающего момента, при котором не происходит его излом или искривление. Анализ проведенных работ показывает, что расчеты укладки глубоководных морских трубопроводов J-методом являются более сложными. Несмотря на попытки получить приближенные решения, пока еще отсутствуют методы, позволяющие находить точные решения применительно к различным условиям практики.

Учитывая вышеотмеченное и актуальность проблемы строительства подводных трубопроводов на больших глубинах нами была сделана попытка получить возможность решения их напряженно-деформированного состояния при укладке J-методом, сделав некоторые допущения.

Силы, действующие на придонную кривую: отрицательная плавучесть-нагрузка qx , уравнение которой неизвестно; R_0 (при $x=0$) и R_1 (при $x=l$) показаны на рис. 3, а. Если учесть, что на участке h трубопровод вертикальный, а на участке l образуется придонная кривая (ООI), то распределение нагрузки qx на придонном участке l можно принять в виде криволинейных трапеций. (рис. 3, б)

$$q_x = q_0 \left(\frac{q_1}{q_0} \right)^{\frac{x}{l}}, \quad (1)$$

где q_0 и q_1 – значения нагрузки (кг/см) при $x=0$ и $x=l$ соответственно.

Тогда для упругой линии трубопровода на этом участке получим [3, 5]:

$$EJy^{IV} = q_0 \left(\frac{q_1}{q_0} \right)^{\frac{x}{l}}, \quad (2)$$

где J -момент инерции сечения труб, E -модуль упругости материала трубы.

Выполняя интегрирование (2) с учетом граничных условий для параметров q_1 , q_{cp} , R_0 и R_1 соответственно получим:

$$R_1 = \sigma_1 \cdot F = \frac{q_0 l \left[\frac{q_1}{q_0} \left(\ln \frac{q_1}{q_0} - 1 \right) + 1 \right]}{\ln^2 \frac{q_1}{q_0}} \quad (3)$$

$$q_{cp} = \frac{q_0 \left(\frac{q_1}{q_0} - 1 \right)}{\ln \frac{q_1}{q_0}} \quad (4)$$

$$R_0 = \frac{q_0 l \left[\frac{q_1}{q_0} - \ln \frac{q_1}{q_0} - 1 \right]}{\ln^2 \frac{q_1}{q_0}} \quad (5)$$

Где σ_1 – напряжение в сечении $x=l$; F - площади сечения трубопровода, q_1 – значение нагрузки q на участке l . С учетом напряжения (σ_1) для определения силу в сечении $x=0$ можно написать также:

$$R_1 = \sigma_1 \cdot F - \frac{q_1}{q_0} 2 \ln \frac{q_1}{q_0} \quad (6)$$

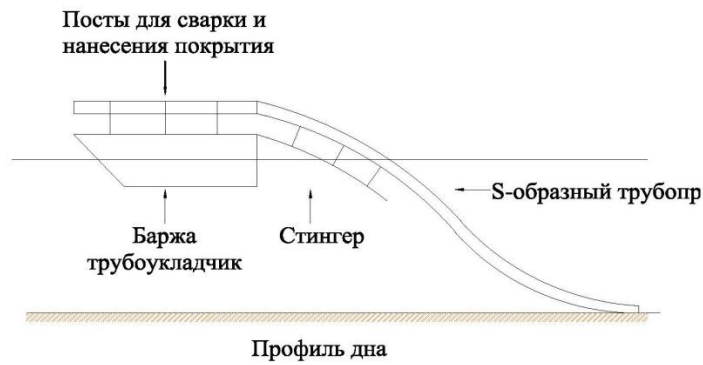


Рисунок 1 - Прокладка глубоководного трубопровода по S-образной кривой

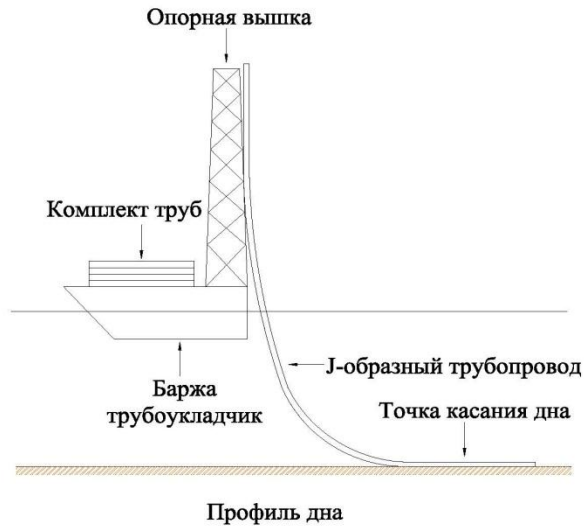
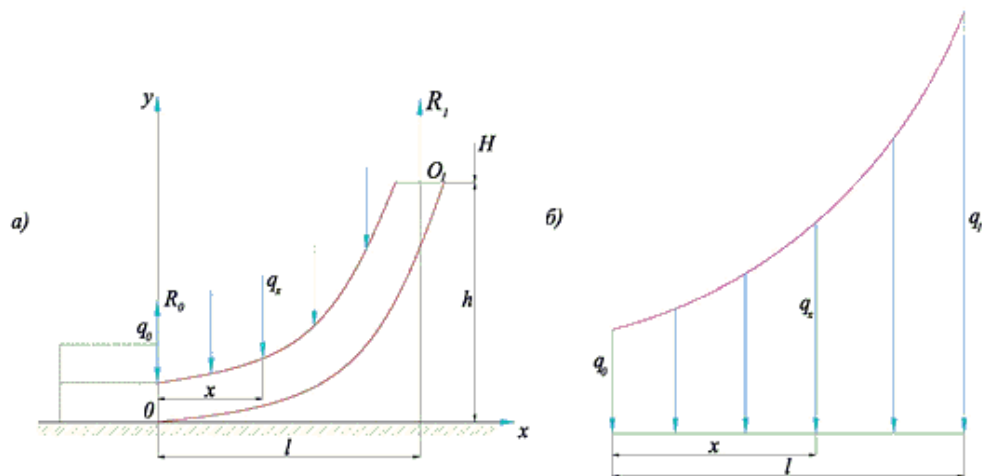


Рисунок 2 - Прокладка глубоководного трубопровода по J-образной кривой



а) расчётная схема, б) приближённая эпюра отрицательной плавучести

Рисунок 3 - Расчётная схема придонного участка трубопровода при укладке J-методом
 Максимально допустимую глубину (H_{max}) можно определить согласно $H \cdot P + R_1 \leq [\sigma_{доп}] \cdot F$;

$$H_{max} = \frac{[\sigma_{доп}] \cdot F - R_1}{P} \quad (7)$$

где P - вес единицы длины трубопровода.

Тогда максимально допустимая глубина укладки трубопровода J-методом ($H_{max.ук.}$) будет составлять:

$$H_{max.ук.} = H_{max} + h = \frac{[\sigma_{доп}] \cdot F - R_1}{P} + h \quad (8)$$

Расчеты напряженно-деформированного состояния при различных значениях l и h следует провести заранее до начала укладки, которые необходимы для получения рекомендаций по допустимой величине l при заданном h , что зависит от глубины моря. В результате анализа проведенных исследований для выбора интервала длины придонного участка трубопровода были предложены также следующие условия:

$$R_1 = \sigma_1 \cdot F = \frac{q_0 l \left[\frac{q_1}{q_0} \left(\ln \frac{q_1}{q_0} - 1 \right) + 1 \right]}{\ln^2 \frac{q_1}{q_0}} \leq [\sigma_{\text{доп}}] \cdot F - H \cdot P \quad (9)$$

$$|\sigma_{\text{max}}| < [\sigma_{\text{доп}}] \quad (10)$$

Т.е. максимальное напряжение трубопровода, которое достигается при $x=x_{\text{max}}$ не должно превышать $[\sigma_{\text{доп}}]$.

Согласно вышеуказанным формулам можно провести соответствующие расчеты для определения поперечных сил и изгибающих моментов в сечениях, а также максимально допустимой глубины укладки в зависимости от длины придонного участка конкретного трубопровода при заданных q_0 , P , l в условиях Каспийского моря.

Выводы: На основе проведенных анализов были определены расчётные формулы, основывающиеся на определении напряженно-деформированного состояния трубопровода, укладываемого J-методом с изменением глубины, т.е. в соответствии с многочисленными значениями l и h . На основе расчетов выбор пролёта провисшей части трубопровода у морского дна благоприятен при $|\sigma_{\text{max}}| < [\sigma_{\text{доп}}]$. В противном случае при $x > x_{\text{max}}$ укладке трубопровода могут произойти нежелательные явления.

Библиографический список:

1. Искендеров И.А. Вопросы проектирования и строительства морских трубопроводов. Баку, Азернешр, 1970.
2. Капустин К.Я. Строительство морских трубопроводов. М, 1982.
3. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. М. Недра, 1979
4. Бородавкин П.П., Морское нефтегазовое конструирование. М. Недра, 2006.
5. Березин В.Л., Зоненко В.И., Ким Б.И. Методы укладки и обеспечения устойчивости глубоководных трубопроводов. М. ВНИИЭГазпром, 1988
6. Уильям Леффлер, Ричард Паттароззи, Гордон Стерлинг Глубоководная разведка и добыча нефти М. : , Олимп-Бизнес, 2008. - 242 с

УДК 622.276.004

Осложнения в подземных хранилищах газа в процессе отбора продукции и методы их предотвращения

Искендеров Э.Х.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Ключевые слова: пескопроявление, песчаная пробка, скважинный фильтр, гравийный слой, фильтрующий элемент, соединительный узел, центрирование..

Keywords: manifestation of sand, sand plug, well filter, gravel pack, filter cartridge element, the connecting link, clamps.

Неравномерное потребление природного газа требует постоянного внимания к вопросам, связанным с эксплуатацией существующих подземных хранилищ газа (ПХГ) в Азербайджане. В связи с сезонным характером работы скважин на действующих в стране ПХГ «Гарадаг» и «Калмаз» они используются как для закачки, так и для отбора газа. Как известно, периодическая работа пласта происходит в условиях двухстороннего течения газа и воды в пласте; при этом за счет отбора и закачки в пласт разного количества газа происходят постоянные изменения пластового давления, что можно определить по максимальным

значениям горного давления и значениям ниже гидростатического давления (минимальное низкое давление). Эти изменения пластового давления создают напряжения в пласте и вмещающих породах, причем в прискважинной зоне такие напряжения более значительны из-за непосредственного воздействия скважины на эту зону. Это приводит к более интенсивному обрушению призабойной зоны скважины [1,2]. При отборе газа перепад давления в полостях газонасыщенной толщи увеличивает горное растяжение и деформирует толщу, а при сжатии происходит интенсивное вдавливание песка в ствол скважины, так как коэффициент бокового давления достигает максимального значения в результате бокового давления на песок.

Несмотря на то, что для предотвращения выхода песка из призабойной зоны используются множество различных методов и средств, применение этих методов и средств в процессе эксплуатации не всегда эффективно. Опыт эксплуатации скважин с пескопроявлением на Гарадагской и Калмазской ПХГ показывает, что в начале газодобывающего сезона в отдельных скважинах выделяется песок, объем добываемого песка увеличивается с увеличением обводненности и снижением пластового давления [3]. В Гарадагской и Калмазской ПХГ используются многочисленные методы и технические средства (фильтры) для предотвращения или ограничения поступления песка из пласта в скважину. Однако по разным причинам применение этих фильтров не всегда решает проблему и приводит к увеличению количества ремонтов из-за воздействия песка, и в результате простоя при ремонте эти скважины временно или полностью выводятся из эксплуатационного фонда. Эксперименты показывают, что применение крепежа к скважине с целью усиления призабойной зоны имеет определенные преимущества, но постепенно снижает продуктивность скважины [4,5,]. Несмотря на применяемые методы и средства борьбы с выносом песка на Гарадагском и Калмасском ПХГ, необходимы более эффективные меры по предотвращению выноса песка и разрушения призабойной зоны до 20% действующего фонда скважин.

Одним из наиболее эффективных методов борьбы с выносом песка из незацементированных коллекторов является гравийный фильтр. В разное время на нефтепромыслах нашей страны применялись гравийные скважинные фильтры различных конструкций производства России, США, Японии и Азербайджана (таблица 1).

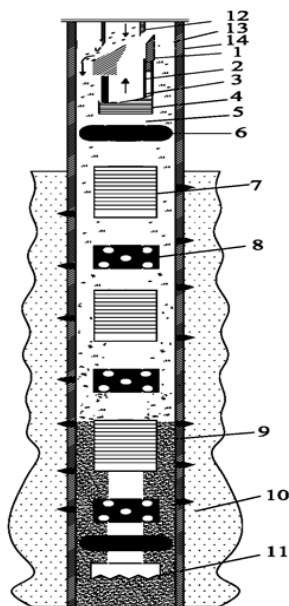
Таблица 1 - Показатели эффективности фильтров различной конструкции, разработанных в Азербайджане и закупленных у зарубежных фирм в 1980-1989 гг.

Тип фильтров	Количество скважин	Межремонтный период, дней				Вид фильтра
		Общий		Из-за песка		
		до	после	до	после	
FŞŞ-AzNSETLİ-Азербайджан	136	25	51	51	115	кольцевой
FŞMK-AzNSETLİ-Азербайджан	30	40	92	71	164	кольцевой
FPO-Soyuztermneft-Россия	23	27	75	40	114	проводной
FS-VNİİqaz-Россия	15	33	58	48	72	проводной
Naqaoka-Япония	20	20	69	26	81	проводной
Layens-США	4	30	203	35	363	проводной

Поскольку все применяемые фильтры предназначены только для нефтяных скважин, возможность применения скважинных фильтров QAQS-94 новой конструкции, съемных с помощью проволоки на стволе, предотвращает попадание песка в ствол скважины из газохранилищ (рис. 1). Применение данного типа фильтров предотвращает обрушение конструкции пласта в прискважинной зоне, обеспечивает тщательную фильтрацию газа из пласта в скважину за счет создания слоя гравия в пространстве между эксплуатационной колонной и фильтром.

Для повышения прочности на сжатие фильтра QAQS-94 между проволоками через каждые два метра были закреплены опорные кольца, в области между продольными каналами просверлены отверстия, чтобы они не уменьшали площадь фильтрации фильтрующего элемента, и кольцо было наклонено под углом 45° с обоих концов. Проволоку наматывают с шагом 0,15-0,25 мм на приваренные валы на опорном кольце и места контакта проволоки

приваривают. Оборудование, собранное путем присоединения штуцера к нижнему концу фильтра и центрирующего штуцера к верхнему концу фильтра, соединяется с нижним концом штуцера, опускается в скважину по насосно-компрессорным трубам (НКТ) и устанавливается перед эксплуатационным объектом. В газовых скважинах, если фильтр установлен в конце первого ряда труб и забит добытым песком, можно промыть фильтр изнутри, опустив второй ряд труб. Через трубы закачивают расчетный объем 15% соляной кислоты (HCl) и поднимают второй ряд труб на 20-30 м над уровнем кислоты в скважине, герметизируют устье и в результате реакции между алюминием и магнием, находящихся на поверхности связующего узла и кислоты на 7-9 ч. пробки проедаются и фильтр очищается. Затем опускается второй ряд труб, частицы песка из зоны фильтра через отверстия попадают в фильтр, промываются и поднимаются на поверхность земли.



- 1 – гравийомыватель (переходник); 2 – подъемные трубы; 3 – потрубок; 4 – управление;
 5 – патрубки фильтрующей поверхности; 6 – центратор; 7 – фильтрующий элемент;
 8 – соединительный узел; 9 – гравийный слой; 10 – пласт; 11 – затвор; 12 – НКТ; 13 – пакер

Рисунок 1 - Схема установки скважинного фильтра QAQS-94 в газохранилищах

Таким образом, при необходимости регенерации вновь сооружаемого фильтра типа QAQS-94 можно использовать дополнительное техническое устройство-соединительный узел, облегчающий выемку его из скважины. Рекомендуемые фильтры устойчивы к абразивному воздействию механических смесей и потоков жидкости, механическим воздействиям и кислотным веществам, способны эффективно работать в неоднородных средах.

Библиографический список:

1. Мелик-Асланов Л.С., Насиров М.Д., Эфендиев И.Ю. Исследование вопросов пескопроявления в нефтяных скважинах. - РНТС, Нефтепромысловое дело, 1975, № 2. С. 25-28.
2. Тимашев Г.В., Солдаткин Г.И. Разрушение пород призабойной зоны скважин на подземных газохранилищах со слабосцементированными коллекторами.-РС, сер.: Транспорт и хранение газа. М.: Транспорт, хранение и использование газа, 1976, № 8, с. 32-38
3. Гришин Д.В. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ, и прогноз пескопроявлений / Д.В. Гришин, А.В. Петухов, А.А. Петухов // Записки горного института. - 2010. - С. 207-213.
4. Пятахин М.В., Шеберстов Е.В., Бузинов С.Н., Казарян В.П. Упруго-пластическая деформация и разрушение пласта в окрестности цилиндрического открытого забоя при нелинейном законе фильтрации. ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ», Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. – М., 2003, с. 279.
5. Опыт борьбы с выносом песка на скважинах подземных хранилищ газа. Обзор информации ВНИИЭгазпрома, сер. Транспорт и хранение газа, 1983, вып. 9, с. 1–33.

Возможности организации производства метионина в северных регионах России на основе местного сырья

Козлов А.М., Карпов А.Б., Ханина О.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Метионин (2-амино-4-(метилтио)бутановая кислота) рассматривается как алифатическая незаменимая протеиногенная α -аминокислота. Как и любое аналогичное соединение, для данной кислоты характерно явление стереоизомерии, поэтому в органической химии рассматривается отдельно D- и L-изомеры (рисунок 1), а в химической промышленности их смеси с различным массовым содержанием. DL-метионин выполняет важнейшую биологическую роль в живых организмах – благодаря подвижной метильной группе регулирует обмен веществ. Следует отметить, что аминокислота помимо протеиногенных реакций участвует в синтезе других нуклеиновых кислот, холина, гормонов, коллагена, витаминов В₁₂, адреналина, фолиевой и аскорбиновой кислот; также регулирует содержание гистамина и холестерина в крови, вследствие чего оказывает положительное влияние на организм человека и животных [1].

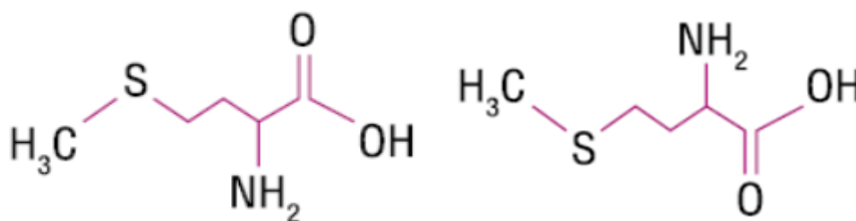


Рисунок 1 – L- и D-метионин

При рассмотрении стереоизомерии, следует отметить, что в живых организмах молекула метионина обладает уникальным биохимическим свойством – в отличие от других аминокислот оба ее изомера одинаково усваиваются организмом, хотя чаще всего уточняют, что скорости усвоения различны. Это свойство отличает и существенно облегчает химический синтез этой α -аминокислоты из-за отсутствия стадии разделения стереоизомеров. Кроме того, замена аминогруппы на оксигруппу не ухудшает ее биологической ценности.

На данный момент в СНГ существует только одно предприятие, которое производит метионин – это АО «Волжский оргсинтез» (в отличие от мира – таблица 1), на котором данную аминокислоту синтезируют химическим способом из акролеина и метилмеркаптана с использованием синтеза Штреккера с предварительным синтезом 3-метилтиопропионового альдегида:



Учитывая многостадийность синтеза, образуется много побочных продуктов, таких как акриловая кислота, двуокись углерода, окись углерода и ацетальдегид, диметилсульфоксид (ДМСО) и еще несколько соединений в следовых количествах, которые требуют оформления стадий очистки продуктов и полупродуктов, а также ухудшают экономические показатели процесса. Основной причиной протекания таких побочных реакций является применение технического пропилена, а также его относительно невысокой конверсией (не более 90%). Учитывая отрасли применения метионина, в конечном продукте нежелательно присутствие примесей, поэтому и другое сырье, например, акролеин, производимый окислением пропилена, требует очистки, соответственно, требуются дополнительные капитальные затраты. Кроме того, расходы обусловлены добавлением пеногасителя в реактор на последней стадии, также необходимостью добавления диоксида углерода для увеличения полноты выделения метионина [2].

В настоящее время весь рынок России заполняется химически синтезированным метионином, так как химический синтез более универсален и дает намного больший выход и лучшее качество целевого продукта. Но процесс многостадийный, требует больших капиталов- и энергозатрат, а также решений сложностей с транспортом, хранением и использованием серы (в последнее время жидкой) и аммиака. Не смотря на значительную опасность использования газообразных сероводорода и цианистых соединений, а также особенностей подбора и применения специальных сталей и сплавов для таких соединений, определяющим фактором является, как правило, экономика. Как показывает практика, при крупном промышленном производстве химический синтез оправдывает себя.

На данный момент существует несколько запатентованных методов химического получения D,L-метионина. В качестве реагентов могут быть использованы различные органические и неорганические соединения, однако во всех способах на начальном этапе синтеза основным участником является газовое сырье – пропилен и меркаптан. Последний по химическим свойствам схож со спиртами, только более химически активен благодаря меньшей энергии разрыва связи S-H. Из всех гомологов меркаптанов применяется только метилмеркаптан. Метилмеркаптан с акролеином превращают в 3-метилтиопропионовый альдегид.

Таблица 1 – Крупнейшие производства метионина [1]

Производитель	Расположение	Мощность, тыс. т/год
Arkema	Малайзия	80
ChemChina-BlueStar	Китай	70
	Франция	77
	Испания	105
	США	24
Evonik Degussa	Сингапур	430
	Германия	
	Бельгия	
	США	
Metabolic Explorer	Малайзия	н/д
Nisso	Япония	250
Unisplendour Tianhua Methionine	Китай	60
Sumitomo Chemicals	Китай	20
	Япония	140
Волжский оргсинтез	Россия	23
Другие		300

Как показывает практика, при крупном промышленном производстве химический синтез оправдывает себя, но применение ядовитых компонентов ограничивает производство метионина и несмотря на то, что в России только один производитель DL-метионина, большая часть спроса удовлетворяется за счет внутреннего производства. Импортный метионин занимает до 50% рынка.

Таким образом, увеличение производства и строительство новых мощностей актуально для России и несмотря на то, что в России используется только химический способ, в мире используется и биотехнологический способ синтеза метионина, который также может быть рассмотрен и при анализе возможности строительства производства на Севере России. Общий принцип данного метода основан на искусственном выращивании определенного вида штамма в питательной среде с постоянным источником углерода, например, продукта гидролиза отходов деревообработки. Бактерии с нарушенным азотным обменом выделяют какую-либо одну аминокислоту в большом количестве в ферментационный раствор, после чего ее выделяют химическим методом [3].

При рассмотрении с одной стороны, ферментативный способ достаточно простой, выполняется на малогабаритном оборудовании, но с другой стороны, микроорганизмы очень чувствительны к изменениям условий процесса, поэтому данный метод не столь широко распространен в крупнотоннажном производстве.

Однако, для республики Коми, с учетом развития лесной промышленности и производства большого количества отходов лесопиления, горбылей и коры, что может рассматриваться как источник углерода. Тем не менее, напрямую отходы деревообработки использовать невозможно, но при соответствующей подготовке их применение возможно.

В качестве одного из способов подготовки отходов деревообработки можно рассматривать гидролиз разбавленной кислотой концентрацией не более 5% при температуре до 140°C и давлении до 10 атм, при котором за счет частичного разрушения целлюлозы начинают образовываться сахаристые продукты, которые и могут быть использованы в дальнейшем как источник питания бактерий, вырабатывающих метионин.

Иным способом является использования ферментации, но данный способ характеризуется низкой производительностью и поэтому широкого распространения не получил.

В дальнейшем сахаристый продукт смешивается с источником биодоступных азота и серы. Например, источником биодоступного азота являются аммиак и его производные, а серы – сероводород, меркаптаны и их производные. Также следует отметить, что универсальным источником одновременно серы и углерода является аммиачная селитра (нитрат аммония).

Таким образом, наличие дешевых природных углеродсодержащих запасов позволяет рассматривать их не только как доступного топлива для местных нужд, но и для организации крупного промышленного производства дорогостоящего продукта.

Библиографический список:

- 1 Козлов А.М., Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Кошелева Ю.Г. Производство метионина как эффективный способ переработки сероводорода. Деловой журнал Neftegaz.RU. №4 (88). 2019. 60-62 с.
- 2 A.M.Kozlov, A.B.Karpov, A.D.Kondratenko, Yu. G. Kosheleva Methionine Production as an Efficient Way to Process Hydrogen Sulfide. Neftegaz.Ru. № 4S (88). 2019. 50-52 p.
- 3 RU 2673190 Способ получения L-метионина и органической кислоты. ХОН Сун Вон (KR) ХВАН Ин Сок (KR) ЛИ Сан Мок (KR). Сиджей ЧеилДжеданг Корпорейшн (KR). Опубликовано 22.11.2018. Дата приоритета 29.12.2010
- 4 RU 2678757 Микроорганизмы для производства метионина с улучшенным выходом метионина. ФИГГ Райнер (FR). ЭВОНИК ДЕГУССА ГмбХ (DE). Опубликовано 31.01.2019. Дата приоритета 30.08.2013.

УДК 622.691.4:620.197.3

Подбор эффективных ингибиторов для защиты от углекислотной коррозии конденсатопровода Вуктыл – Сосногорский ГПЗ

Кувакина А.О., Мелентьева К.С.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Одной из основных причин нарушения целостности трубопроводов является их коррозионный износ вследствие длительного контакта внутренних поверхностей металлоконструкций с обводненными жидкими средами, содержащими коррозионно-агрессивные компоненты, такие как: углекислый газ, кислород, сероводород, механические примеси и микроорганизмы.

Несмотря на то, что сероводородная коррозия стали, провоцируемая наличием в газовой фазе сероводорода, в большинстве случаев оказывается наиболее опасным видом разрушения внутрискважинного и наземного оборудования, общее число месторождений, содержащих в добываемой продукции H₂S, невелико. Большую коррозионную опасность, с точки зрения распространенности, представляет собой углекислотная коррозия стали (УКС), развитию которой способствует наличие в составе эксплуатационной среды минерализованной водной фазы в присутствии углекислого газа с высоким парциальным давлением.

Углекислый газ хорошо растворим не только в воде, но и в углеводородах, причем в последних его растворимость даже выше (примерно в 3 раза). Принято считать, что действие CO_2 проявляется в ускорении катодной реакции водорода и образовании карбонатно-оксидных пленок на поверхности стали. Поэтому чаще углекислотная коррозия протекает с диффузионными ограничениями и ее скорость увеличивается с ростом скорости ламинарного или слабо турбулентного потока жидкости.

Существуют и другие факторы риска коррозии трубопроводов – режим транспортирования продукта, температура перекачиваемой среды, состояние внутренней поверхности трубопровода и т.д. Эти факторы могут оказывать влияние на скорость коррозии – снижать или повышать ее. Но независимо от этого, принципиальная возможность и опасность коррозии трубопроводов определяются наличием в составе транспортируемых по ним сред водной фазы.

В качестве объекта исследования в данной статье рассматривается конденсатопровод Вуктыл – Сосногорский ГПЗ, предназначенный для транспортировки нестабильной нефтегазоконденсатной смеси (НГКС) Вуктыльской группы месторождений на Сосногорский газоперерабатывающий завод (СГПЗ).

Перед транспортировкой по конденсатопроводу продукция месторождений проходит стадию предварительной подготовки методом низкотемпературной сепарации и гравитационного отстоя, при этом незначительная часть попутно добываемой пластовой воды остается в составе нестабильного газового конденсата и транспортируется на СГПЗ.

Нестабильная нефтегазоконденсатная смесь, транспортируемая по конденсатопроводу Вуктыл – Сосногорский ГПЗ, характеризуется наличием диоксида углерода в концентрации до 0,06 % масс. С учетом номинального давления в конденсатопроводе, равном 6,3 МПа, парциальное давление данного компонента смеси составит 0,021 МПа, что характеризует транспортируемую НГКС как среду со средней степенью агрессивности.

Согласно результатам физико-химических исследований НГКС содержит в себе механические примеси в количестве до 0,01 % масс., а также конденсационную воду в количестве до 0,4 % масс., что является основанием для повышения агрессивности среды на одну степень. Величина минерализации 113,7 г/л и водородного показателя рН 5,9 конденсационной воды также обуславливает повышение агрессивности эксплуатационной среды на одну степень.

Таким образом, наличие нескольких дополнительных коррозионно-опасных факторов является основанием для повышения степени агрессивности среды до высокой и обуславливает применение ингибиторной защиты. При этом согласно п. 6.6 СТО Газпром 9.3-011 [1] при обводненности жидкой фазы перекачиваемой продукции менее 5 % допускается ингибиторную защиту не применять и ограничиться проведением коррозионного мониторинга с периодическим дренированием водной фазы в местах ее скопления.

Профиль трассы конденсатопровода характеризуется значительными перепадами высот, что обуславливает скопление водной фазы в его пониженных участках, о чем свидетельствуют результаты очистки полости трубопровода с применением поршней.

Принимая во внимание наличие нескольких коррозионно-опасных факторов, возможное ухудшение состава и свойств НГКС с учетом перспективного увеличения объемов перекачиваемой по конденсатопроводу продукции (согласно принятой «Концепции комплексного развития Вуктыльского геолого-экономического района») во избежание возможных осложнений и в целях безопасной и надежной эксплуатации конденсатопровода рекомендуется предусмотреть техническую возможность постоянной или периодической подачи ингибитора коррозии на головных сооружениях Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения.

Наличие в составе эксплуатационной среды минерализованной водной фазы в присутствии углекислого газа с высоким парциальным давлением способствует развитию УКС. По результатам ранее проведенных лабораторных исследований на реальной среде скорость коррозионных процессов достигала 0,1 мм/год. При проведении периодических обследований конденсатопровода на его внутренней поверхности неоднократно выявлялись продукты коррозии.

Смесь пластовых вод рассматриваемой группы месторождений является слабым рассолом и имеет слабокислую реакцию среды. Коррозионная агрессивность такой воды, на первый взгляд, может быть невысокой при отсутствии наиболее активных коррозионных агентов (O_2 , CO_2 , H_2S), однако может быть достаточно опасной для развития локальных коррозионных поражений ввиду высокой минерализации и преобладающему наличию ионов хлора.

В процессе транспортировки нестабильной НГКС структура потока в зависимости от участка трассы представляет собой пробковое или дисперсное течение газожидкостного потока. При пробковом режиме течения из-за неравномерного смачивания поверхности металла коррозия может носить локальный характер и проявляться в виде отдельных канавок, язв, питтингов. При прохождении пробок газа возникает сильная вибрация трубопровода, провоцирующая возрастание амплитуды колебаний его отдельных участков. При таком режиме течения газожидкостной смеси трубопроводы испытывают не только статические (давление газожидкостной смеси) и малоцикловые (связанные с периодическими изменениями загрузки трубопроводов) нагрузки, но и циклические, которые могут привести к интенсивной локальной механохимической коррозии.

Комплексная защита от коррозии рассматриваемого конденсатопровода представлена изоляционными покрытиями (пассивная защита) и средствами электрохимической защиты (активная защита). Активная защита от коррозии осуществляется методом катодной поляризации с применением установок катодной защиты. Для пассивной защиты от почвенной коррозии применены трубы с изоляционным битумно-полимерным покрытием усиленного типа заводского нанесения. В качестве наружного защитного покрытия металлических поверхностей оборудования и надземных трубопроводов от атмосферной коррозии использованы лакокрасочные покрытия (нанесение грунта и эмали в два слоя), соответствующие требованиям СТО Газпром 9.1-035 [2], а также выполнена опознавательная окраска трубопроводов.

Практика эксплуатации месторождений с содержанием в составе добываемых углеводородных смесей агрессивных компонентов, таких как сероводород и углекислый газ, показывает, что использование ингибиторов коррозии (ИК) является эффективным методом защиты внутренних поверхностей металлоконструкций, контактирующих с жидкими средами. Кроме того, ингибирование является одним из наиболее простых и экономически целесообразных методов профилактики и борьбы с коррозией. Защитное действие ингибиторов обуславливается их адсорбцией на металлической поверхности, образованием пленки на металле, а также влиянием на кинетику электрохимических реакций, лежащих в основе коррозионных процессов.

Главным требованием, предъявляемым к ИК, является достижение эффективной защиты оборудования от коррозии. Требования к ингибиторам формулируются отдельно для каждого процесса и определяются:

- составом и физико-химическими свойствами среды, а также параметрами технологических потоков;
- технологией добычи и подготовки углеводородов;
- технологией последующей переработки продуктов добычи;
- конструктивными особенностями оборудования.

ИК не должны оказывать отрицательного влияния на технологические процессы транспортировки углеводородов, определенные в СТО Газпром 9.3-028 [3]. Для того, чтобы свести к минимуму неудачи при промышленном внедрении ингибиторной защиты, необходимо определение защитных и технологических свойств ингибиторов в лабораторных условиях.

Последовательность испытаний ИК предусматривает отбраковку малоэффективных реагентов в процессе предварительных лабораторных исследований их свойств. В свою очередь, лабораторные испытания ИК включают в себя два этапа:

1. Определение эффективности защитного действия ингибиторов электрохимическим методом.
2. Определение эффективности защитного действия ингибиторов гравиметрическим методом.

Электрохимический метод определения скорости коррозии основан на результатах измерений, получаемых при помощи коррозиметров «Монитор-3» и «Эксперт-004». Все экспериментальные исследования проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 9.506 [4].

При проведении лабораторных исследований по определению эффективности защитного действия ингибиторов электрохимическим методом в пластовую воду помещают электроды коррозиметра и при постоянном перемешивании замеряют фоновую скорость коррозии. Через 30 – 40 мин в воду микрошприцем вводится ИК с определенной дозировкой и ведется дальнейшее наблюдение за динамикой скорости коррозии. Применение коррозиметров, основанных на измерении поляризационного сопротивления, может быть рекомендовано при необходимости получения большого числа измерений за короткий промежуток времени, например, при выборе ингибитора из большой серии проб, для получения зависимости изменения скорости коррозии во времени, для контроля эффективности ингибирования при неизменном характере коррозионного процесса и т.п. Ингибиторы коррозии, показавшие наилучший защитный эффект из числа протестированных электрохимическим методом, далее исследуются гравиметрическим методом с использованием образцов-свидетелей коррозии (ОСК).

Гравиметрический или весовой метод – наиболее простой в реализации способ определения эффективности ингибиторной защиты и достаточно представительный по получаемым результатам. При реализации данного метода предварительно взвешенный образец металла или сплава (ОСК) помещают в коррозионную среду, по истечении заданного срока экспозиции извлекают, очищают от продуктов коррозии и взвешивают вновь. Потерю веса ОСК пересчитывают либо в среднеповерхностную скорость потери массы металла ($\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$), определяемую по формуле (1), либо (условно) в глубину проникновения коррозии ($\text{мм}/\text{год}$) – формула (2):

$$V_k = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}, \quad (1)$$

где V_k – скорость коррозии, $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$;
 m_1 – масса образца до испытания, г;
 m_2 – масса образца после испытания, г;
 S – площадь поверхности образца, м^2 ;
 τ – время испытания, ч.

$$П = \frac{8,76}{\rho} \times V_k, \quad (2)$$

где $П$ – глубинный показатель коррозии, $\text{мм}/\text{год}$;
 $8,76$ – коэффициент для перехода от измерения весового показателя скорости коррозии в расчете на 1 ч к глубинному показателю в расчете на 1 год;
 V_k – скорость коррозии, $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$;
 ρ – плотность металла, $\text{г}/\text{см}^3$.

Значения степени защиты ИК рассчитывались в соответствии с формулой (3):

$$Z = \frac{V_{KO} - V_{Ki}}{V_{KO}} \times 100, \quad (3)$$

где Z – степень защиты, %;
 V_{KO} – скорость коррозии образцов в неингибированной среде, $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$;
 V_{Ki} – скорость коррозии образцов в ингибированной среде, $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

К преимуществам весового метода измерения скорости коррозии относятся:

- универсальность – он может быть использован в любых коррозионных средах;
- высокая достоверность получаемой информации;
- простота реализации (в т. ч. отсутствует необходимость применять специальное дорогостоящее оборудование);
- возможность получения данных о неравномерной коррозии – локальной, язвенной, питтинговой, мейза-коррозии.

Для проведения сравнительной оценки защитной способности ингибирующих составов были подготовлены опытные образцы наиболее популярных и доступных ИК.

Лабораторным испытаниям было подвергнуто 18 реагентов отечественного и зарубежного производства: Азол 5235 марки А, ВНПП-ФЛЭК-ИК-001, Нефтехим 1М, Нефтехим НС, Олазол Т2П, ПОЛИ-ИНКОР 365 марки 021, СНПХ-6030Б, СНПХ-6035, СНПХ-6201А, СНПХ-6201Б, СНПХ6418А, СНПХ-6418Б, Сонкор 9520 марки ГП, УноКем 10001 марки А, УноКем 10003 марки В, УноКем 10013 марки С, ФЛЭК ИК 200, Basocorr РМ.

На первом этапе лабораторных исследований опытные образцы ИК были испытаны в модельной пластовой воде электрохимическим методом линейного поляризационного сопротивления (LPR) с помощью прибора «Монитор-3».

В качестве образцов при проведении испытаний послужили электроды, изготовленные из конструкционного металла. Не более чем за один час до начала испытания рабочая поверхность электродов была подвергнута шлифовке и полировке до шероховатости 0,40 мкм, а непосредственно перед поляризационными измерениями обезжирена ацетоном.

Все эксперименты проводились при температуре 22 °С в отсутствии кислорода. С целью деаэрации через среду в течение десяти минут пропускался углекислый газ. Колебания температуры испытываемой среды не превышали $\pm 1^\circ\text{C}$.

Для тестирования каждого ИК использовались одновременно четыре электрохимические ячейки с моделью пластовой воды, в которую были помещены электроды. Для начала в каждой ячейке была замерена контрольная скорость коррозии. Через 40 мин в исследуемую среду второй, третьей и четвертой ячейки микрошприцем вводили ингибитор с концентрацией 15, 30, 50 мг/л соответственно. Конструкция ячеек предусматривает постоянное перемешивание среды при помощи магнитных мешалок.

В результате серии экспериментов были получены поляризационные кривые и определена динамика скорости коррозии при тестировании каждого опытного образца. Защитная способность ингибиторов оценивалась путем сравнения плотностей коррозионных токов, полученных при поляризации исследуемого электрода в водной части ингибированной и неингибированной испытываемых сред.

Наиболее эффективными показали себя следующие реагенты:

– Сонкор 9520 марки ГП (с защитным эффектом до 91,0 %), АО «Опытный завод Нефтехим»;

– Нефтехим НС (с защитным эффектом до 89,4 %), ООО «Синтез ТНП»;

– СНПХ-6035 (с защитным эффектом до 85,5 %), АО «НИИнефтепромхим»;

– СНПХ-6201А (с защитным эффектом до 85,0 %), АО «НИИнефтепромхим»;

– ПОЛИ-ИНКОР 365 марки 021 (с защитным эффектом до 80,1 %), АО «Полиэкс».

ИК отечественного производства, показавшие наилучший защитный эффект из числа протестированных электрохимическим методом, были исследованы гравиметрическим методом с использованием ОСК. Контрольная скорость коррозии, замеренная в неингибированной среде перед началом испытаний реагентов, равнялась 0,28 мм/год. Для проведения испытаний применялись плоские образцы (пластины), изготовленные из стали марки 09Г2С. Исследования проводились в U-образных циркуляционных ячейках с герметизированным приводом. Перед началом испытаний в течение 10 мин через исследуемую среду пропускался углекислый газ для удаления кислорода. ОСК, поверхность которых была предварительно отшлифована до шероховатости не более 1,6 мкм по ГОСТ 2789 [5] и обезжирена ацетоном, жестко закреплялись в аппарате для минимизации воздействия вибрации и обеспечения свободного контакта поверхности ОСК с испытываемой средой.

Сразу после испытаний образцы подвергались визуальному осмотру: определялось наличие и цвет продуктов коррозии, после снятия продуктов коррозии – характер коррозии. После очищения поверхности ОСК от продуктов коррозии на основе результатов расчета потери массы образцов определялись скорости коррозии в различных вариантах ингибируемых сред.

Сравнительный анализ ИК показал, что наилучшим защитным эффектом (свыше 85 %) для условий эксплуатации конденсатопровода обладают два реагента: СНПХ-6035 и Нефтехим НС.

Во избежание возможных осложнений и в целях безопасности и надежности эксплуатации конденсатопровода с учетом экономической целесообразности профилактики и борьбы с УКС рекомендовано осуществление ингибиторной защиты.

Непрерывная подача ИК во внутреннюю полость конденсатопровода должна осуществляться при помощи блока дозирования реагента (БДР), при этом технологической обвязкой БДР должна быть предусмотрена подача ИК в трубопровод как до насосной станции, так и после нее.

По результатам испытаний, проведенных при непрерывной подаче ИК, был произведен оценочный расчет норм расхода реагента. Учитывая протяженность конденсатопровода, отсутствие возможности оборудования нескольких точек подачи ИК вдоль трассы объекта, а также увеличение объема перекачиваемой НГКС в перспективе, рекомендовано принять начальный удельный расход реагента, равный 80 мг/л.

Целью периодической обработки является нанесение на поверхность металла трубопроводов устойчивой защитной пленки ИК, которая должна сохранять свои защитные свойства определенный период времени (время «последствия»). Интервал времени между периодическими обработками не должен превышать времени последствия применяемого ингибитора.

Суть данной технологии 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 очистного устройства.

Периодичность ударных обработок определяют экспериментально по данным коррозионного мониторинга, но не реже одного раза в квартал. В результате периодических обработок величина защитного эффекта должна быть не менее 85...95 %, скорость коррозии в условном пересчете на глубину коррозии – не более 0,05 мм/год.

Объем ИК, необходимый для осуществления одной ударной обработки, принимают равным объему цилиндра с диаметром, равным внутреннему диаметру трубопровода, и высотой, равной 60 внутренним диаметрам трубопровода на каждые 40 км трассы трубопровода (см. формулу (4)).

$$V_{ИК} = \pi \times \frac{(d - 2 \cdot \delta)^2}{4} \times l \cdot (d - 2 \cdot \delta) \times 10^{-6}, \quad (4)$$

где $V_{ИК}$ – объем ингибитора, л;
 d – диаметр трубопровода, мм;
 δ – толщина стенки трубопровода, мм;
 l – количество внутренних диаметров, определенное исходя из протяженности трубопровода.

В соответствии с расчетом, объем ИК, необходимый для осуществления одной ударной обработки, составляет 2,52 м³.

Окончательное решение о способе ингибиторной защиты (постоянная подача реагента или периодические ударные обработки), а также удельный расход ИК должны быть определены по результатам проведения опытно-промышленных испытаний реагента.

Для эффективной работы системы ингибиторной защиты объекта необходима организация непрерывного сбора и анализа данных о степени коррозионной агрессивности подготавливаемых и транспортируемых сред (с обязательным определением содержания влаги и коррозионно-активных компонентов). С этой целью должна быть организована система коррозионного мониторинга, включающая определение физико-химических свойств эксплуатационной среды, определение скорости коррозии на различных участках трубопровода, проведение лабораторных испытаний по подбору наиболее эффективных реагентов, ультразвуковую толщинометрию.

Для своевременной корректировки режимов ингибиторной обработки предпочтительным является использование методов коррозионного мониторинга, предоставляющих данные в режиме реального времени. В случае отсутствия возможности организации непрерывного мониторинга необходимо осуществлять периодический коррозионный мониторинг весовым методом, при этом ОСК рекомендуется экспонировать в коррозионной среде от 90 до 180 сут, что даст возможность получать представительные данные не менее двух раз в год.

В результате проведенного исследования были выявлены причины, вызывающие появление коррозии на внутренней поверхности конденсатопровода; произведены лабораторные испытания реагентов; выявлены ИК, обладающие наилучшим защитным эффектом; рассчитаны объемы реагента, необходимого для осуществления непрерывной и периодической подачи ИК в конденсатопровод, а также рекомендовано обязательное проведение коррозионного мониторинга.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 9.3-011-2011. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования. – М., 2011. – 27 с
2. СТО Газпром 9.1-035-2014. Защита от коррозии. Основные требования к системам внутренних и наружных лакокрасочных покрытий для противокоррозионной защиты технологического оборудования и металлоконструкций на объектах ПАО «Газпром». – М., 2016. – 49 с.
3. СТО Газпром 9.3-028-2014. Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром». – М., 2015. – 25 с.
4. 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.
5. ГОСТ 2789-73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики. – М., 2018. – 7 с.

УДК 620.162.4: 624.046.2

Анализ применимости существующих методик определения работоспособности труб с трещинами для оценки степени опасности механических повреждений магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Лаврентьев Н.Д.

Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

Погуляев С.И.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва

Механические повреждения газопроводов возникают в результате внедрения в металл трубы и перемещения вдоль её поверхности стороннего твердого тела. На различных этапах жизненного цикла трубопровода возможны множественные варианты возникновения механических повреждений, так в процессе строительства при неаккуратной укладке трубопровода механические повреждения могут образоваться из-за контакта с твердыми каменистыми породами, а при эксплуатации трубопровода во время проведения ремонтных работ строительная техника может нанести повреждение изоляции и металлу трубы. В конечном итоге на поверхности труб образуются одна или несколько деформационных полос, имеющих некую глубину, длину и ширину, при этом на дне такого дефекта образуются микротрещины, которые со временем могут развиваться до критических размеров и привести к разрушению трубы.

При статистическом анализе отчетов внутритрубой диагностики было установлено, что в период с 2018 по 2020 год на долю механических повреждений приходилось всего 2% от всех дефектов (рисунок 1).

По результатам ВТД каждый дефект ранжируется и ему присваивается категория опасности: «А» - недопустимый дефект, требующий немедленного устранения; «В» - дефект, требующий снижения давления в газопроводе для дальнейшей безопасной эксплуатации; «С» - допустимый дефект.

Следует отметить, что большую часть дефектов категории «А» составляют дефекты типа «Механическое повреждение» (рисунок 2), но они отнесены к категории «А» без расчётной оценки в связи с ограничениями существующей методики.



Рисунок 1 – Статистика выявленных дефектов на магистральных газопроводах в 2018-2020 годах



Рисунок 2 – Процентное соотношение дефектов категории «А» по результатам внутритрубной диагностики в 2018-2020 годах

В настоящее время в ПАО «Газпром» выполняют оценку труб с механическими повреждениями согласно требованиям документа «Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС» [1]. Исходными данными данной методики являются только геометрические параметры трубопровода, рабочее давление газопровода и параметры дефекта. Кроме того, область применения «Рекомендаций ...» сильно ограничена размерами самого механического повреждения. Графически ранжирование механических повреждений согласно данной методике представлено на рисунке 3. Дефекты, которые попадают в область под графиком, будут являться допустимыми. Для дефектов в области ABC необходимо пересчитать давление и сделать вывод о их допустимости. Дефекты, которые находятся за областью ABC, являются недопустимыми и не подлежат расчетной оценке.

Основным недостатком данной методики является отсутствие влияния механических свойств металла на результат расчета. Также данная методика имеет нерационально консервативный подход, поскольку дефекты за пределами области ABC (в том числе неглубокие) не подлежат расчетной оценке степени опасности.

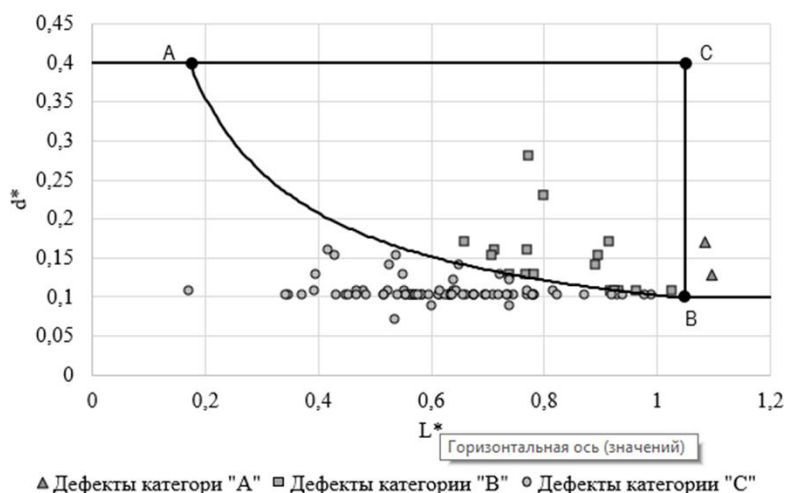


Рисунок 3 – Диаграмма ранжирования дефектов по методике из «Рекомендации...»

Недостатки существующей методики вынуждают выполнять поиск новых оптимальных подходов к оценке работоспособности труб с механическими повреждениями. Одной из особенностей механического повреждения является появление в зоне дефекта трещин, которые, в основном, имеют продольную ориентацию. В связи с этим при расчете степени опасности механическое повреждение можно заменить дефектом-аналогом – поверхностной полуэллиптической трещиной. Учитывая данный факт был выполнен анализ следующих методик, оценивающих работоспособность трубы с трещинами:

- методика ПАО «Транснефть», представленная в [2];
- методика, основанная на расчете двухпараметрического критерия, учитывающего взаимодействие двух механизмов разрушения: вязкого разрыва и хрупкой трещины [3];
- методика на основе двухпараметрического интерполяционного критерия «целостность-разрушение» [5].

Согласно методике [2] сперва вычисляются параметры напряженно-деформируемого состояния (НДС) для бездефектной трубы, затем определяются параметры НДС для объемного дефекта. На завершающем этапе при расчете поверхностной трещины за номинальный уровень НДС принимаются параметры НДС с учетом концентрации напряжений в объемном дефекте и вычисляются два уравнения: предельной прочности (θ_u) и предельной пластичности (θ_c).

$$\theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) = \frac{\varepsilon_i * \cos\varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0u}}; \theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0) = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{ic}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}}$$

где ε_{0u} , ε_{iu} – предельные объемная деформация и интенсивность деформаций; ε_{0c} , ε_{ic} – разрушающие объемная деформация и интенсивность деформаций; ε_0 – объемная деформация; ε_i – интенсивность деформаций; φ_ε – угол подобия девиатора деформаций, рад.

Предельная прочность достигается при значении θ_u , равном единице, в неравенстве:

$$\theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) \leq 1.$$

Предельная пластичность достигается при значении θ_c , равном единице, в неравенстве:

$$\theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0) \leq 1.$$

Минимальное давление, при котором не будет выполняться хотя бы одно из условий и будет искомым разрушающим давлением. Далее определяется предельное (допустимое) давление с учетом принятых коэффициентов запаса с выводом о допустимости или недопустимости дефекта.

Диаграмма ранжирования механических повреждений по степени опасности представлена на рисунке 5. На рисунке 5 за границу докритических дефектов приняты их размеры, при которых допустимое давление трубы будет равно рабочему (нормативному) давлению, а граница закритических дефектов показывает размеры дефектов, при которых дефектная труба разрушается под воздействием рабочего (нормативного) давления. На рисунке 5 также нанесены размеры механических повреждений, категорирование которых выполнено на основе действующей методики [1].

Минусом данной методики является довольно сложный расчет каждого дефекта, что не позволяет оценить дефект без использования ЭВМ. Также подходы, изложенные в данной методике, не учитывают трещиностойкость металла труб. При расчетной оценке степени опасности механических повреждений отсутствует часть исходных данных о механических свойствах металла труб, использующихся при строительстве магистральных газопроводов, а их получение требует проведения специализированных испытаний. Так, например, при установлении параметра, определяющего чувствительность металла к концентрации напряжений, ρ в зависимости от источника исходных данных этот параметр может отличаться более чем на порядок. Разница в результатах расчета при выборе ρ по номограмме и по табличным данным показана на рисунке 5.

В методике, основанной на расчете двухпараметрического критерия [3], учитывающего взаимодействие двух механизмов разрушения: вязкого разрыва и хрупкой трещины расчет ведется для дефекта аналога – полуэллиптической трещины.

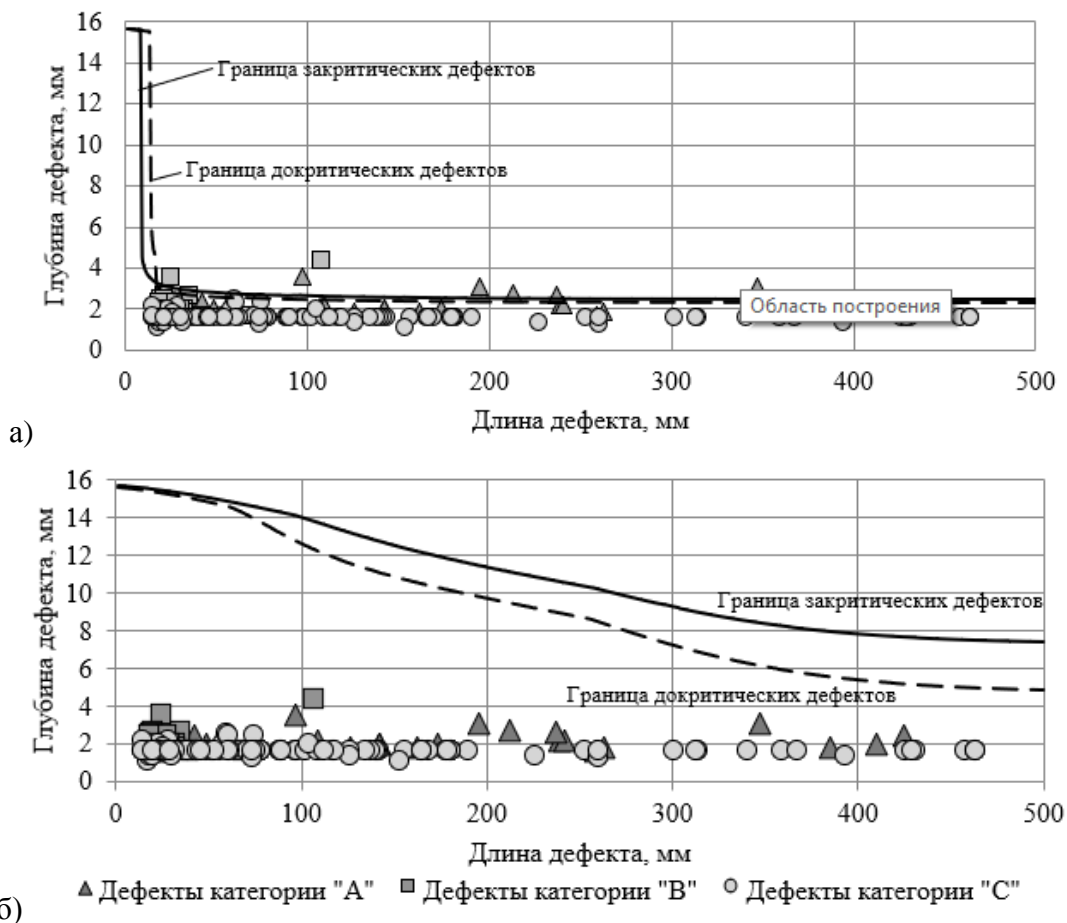
Аналитический вид этого критерия имеет следующий вид:

$$\left(\frac{K_1}{K_{1C}}\right)^4 + \left(\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_B}\right)^2 = 1,$$

где K_1 – максимальное расчетное значение коэффициента интенсивности напряжений на фронте трещины, МПа·м^{1/2}; K_{1C} – нормативное или фактическое значение вязкости разрушения, МПа·м^{1/2}; $\sigma_{\text{нетто}}$ – напряжения, действующие в нетто-сечении стенки трубы с трещиной.

Суть предлагаемой модификации методики следующая: для заданного схематизированного как трещина механического повреждения определяются глубина b и длина a дефекта-аналога; значения критического значения вязкости разрушения K_{IC} ; напряжения $\sigma_{\text{нетто}}$, действующего в нетто-сечении стенки трубы. Затем вычисляется величина критического напряжения $\sigma_{\text{кр}}$. По величине критического напряжения определяется величина критического давления $p_{\text{кр}}$. Классификацию дефектов по степени опасности проводят на основе сопоставления значений рабочего (нормативного) давления и критического давления с учетом коэффициента запаса установленным согласно [4].

Диаграмма ранжирования механических повреждений по данной методике [3,4] представлена на рисунке 6. Принцип построения кривых и примеров дефектов аналогичен Рисунку 5.



- а) Диаграмма при параметре, определяющем чувствительность металла к концентрации напряжений $\rho = 0,08$ мм (определен по диаграмме в [2]);
- б) Диаграмма при параметре, определяющем чувствительность металла к концентрации напряжений $\rho = 0,9$ мм (определен по таблице в [2])

Рисунок 5 – Диаграмма ранжирования механических повреждений по методике [2]

Достоинством данной методики является ее применимость в условиях имеющейся информации о механических свойствах металла труб, используемых при строительстве магистральных газопроводов. Кроме того, в методике учитывается концентрация напряжений в дефекте как от его продольной, так и поперечной проекции.

В модифицированной к механическим дефектам методике на основе двухпараметрического интерполяционного критерия «целостность-разрушение» [5] оценку прочности можно выполнять на основе двухпараметрического интерполяционного критерия «целостность-разрушение» в виде:

$$\begin{cases} K_r = F(L_r) \text{ для } L_r \leq L_r^{\max} \\ K_r = 0 \text{ для } L_r > L_r^{\max} \end{cases}, K_r = \frac{K}{K_{\text{mat}}^*}; L_r = \frac{\sigma_n}{\sigma_{0,2}^*}.$$

где K_r – расчетный параметр, отвечающий за разрушение по механизму развития трещины; L_r – расчетный параметр, отвечающий за разрушение по пластическому механизму; $F(L_r), L_r^{\max}$ – критериальная функция и предельное значение L_r ; K – расчетное значение коэффициента интенсивности напряжений дефекта; σ_n – расчетное напряжение в нетто-сечении; K_{mat}^* – величина граничного коэффициента интенсивности напряжений; $\sigma_{0,2}^*$ – величина граничного предела текучести, МПа.

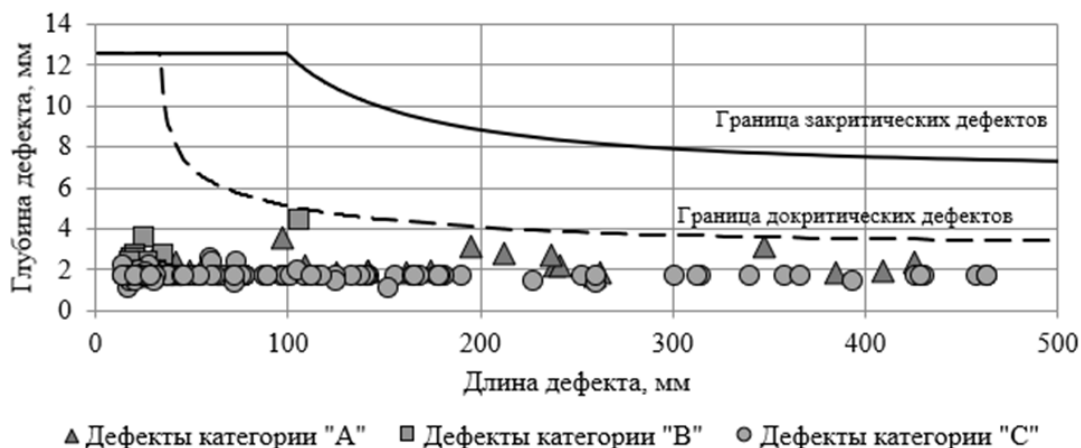


Рисунок 6 – Границы докритических и закритических механических повреждений по степени опасности согласно методике [3]

Как и в методике [3] в данном подходе [5] учитывается как пластическое деформирование, так и разрушение вследствие хрупкой трещины. Кроме того, имеющийся набор исходных данных о механических свойствах труб также позволяет применять рассматриваемый подход для магистральных газопроводов. Недостатком положений, указанных в стандарте [5], для применения их к оценке механических дефектов является то, что его подходы предназначены для расчёта поперечной проекции трещин (в кольцевых швах). Для модификации положений методики [5] требуется вводить коэффициент концентрации напряжений для продольной проекции трещиноподобного дефекта, изменять коэффициенты запаса и учитывать направление главных механических напряжений, а вместе с тем, существенно изменять положения стандарта [5].

Диаграмма ранжирования механических повреждений по данной методике [5] представлена на рисунке 7. Принцип построения кривых и примеров дефектов аналогичен Рисункам 5 и 6.

Сравнительный анализ применения вышеупомянутых методик для ранжирования механических повреждений приведен в таблице.

На основе выполненного анализа различных методик оценки работоспособности труб с механическими повреждениями можно сделать следующие выводы.

1. «Рекомендации...» [1] имеют нерационально консервативный подход, поскольку дефекты, располагающиеся за пределами графика АВС, не подлежат расчётной оценке, а сразу становятся недопустимыми.

2. Методика расчета трещин [2] не учитывает механику хрупкого разрушения, также отсутствует часть важных исходных данных о механических свойствах металла труб магистральных газопроводов, а их получение требует проведения специализированных испытаний.

3. Наиболее предпочтительными методиками для их модификации к оценке работоспособности труб с механическими дефектами являются методики [3,5], основанные на механике разрушения.

4. При расчете по методикам [2], [3,4] и [5] используются нормативные или фактические значения механических свойств трубы. Однако следует отметить, что при образовании механического повреждения в зоне дефекта образуется слой наклепа, поэтому при расчете механических повреждений необходимо учитывать влияние изменения характеристик вследствие охрупчивания металла.

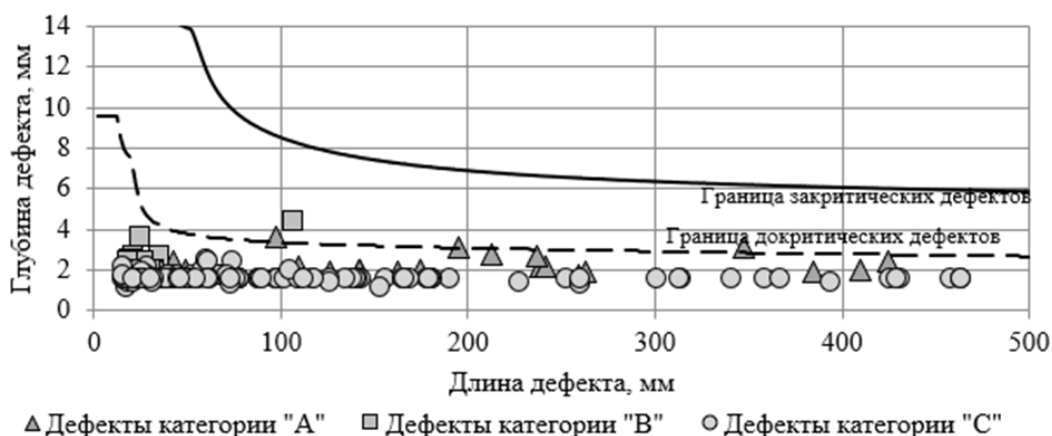


Рисунок 7 – Границы докритических и закритических механических повреждений по методике [5]

Таблица 1 – Распределение дефектов по степени опасности при использовании различных методик

Степень опасности дефекта	Методики				
	[1]	[1]	[1]	[1]	
Закритические дефекты	31	Закритические дефекты	31	Закритические дефекты	31
Дефекты требующие снижения давления (Докритические)	18	Дефекты требующие снижения давления (Докритические)	18	Дефекты требующие снижения давления (Докритические)	18

Выполненный анализ существующих расчетных методик [2-5] оценки работоспособности труб с трещинами показывает, что существует возможность для оптимального подхода оценки механических повреждений, на дне которых образуются микротрещины. При этом, модификация рассмотренных методик к оценке работоспособности труб с механическими повреждениями должна учитывать возможности современных диагностических приборов по выявлению трещин, концентрацию напряжений в зоне дефектов и изменение механических свойств металла при образовании механического повреждения. Важным этапом при внедрении положений модифицированной методики должна стать апробация результатов оценки в лабораторных условиях и путем проведения стендовых испытаний полноразмерных трубных образцов.

Библиографический список:

1. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС. – Введ с 24.11.2006 г. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2007-42 с.
2. РД-23.040.00-КТН-011-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами / АО «Транснефть – Диаскан», ООО «НИИ Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 153 с.
3. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – Взамен ВРД 39-1.10-032-2001, ВРД 39-1.10-023-2001, ВРД 39-1.10-033-2001, введ в действие 31 января 2008 – М.: ОАО «Газпром», 2008 – 42 с.
4. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. – Введ в действие 14 мая 2008 – М.: ОАО «Газпром», 2008 – 30 с.
5. СТО ГАЗПРОМ 2-2.4-715-2013. Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов. – Взамен СТО Газпром 2-2.4-083-2006 и Р Газпром 2-2.3-260-2008, введ в действие 29 декабря 2012 – М.: ОАО «Газпром», 2012 – 226 с.

Определение основного азота в бензиновых фракций смол коксования сланцев

Малькова А.Е., Гужель Ю.А.

Амурский государственный университет, г. Благовещенск

Уменьшение запасов нефти, продукты переработки которой используются в качестве различных видов топлив, влечет за собой освоение других углеводородных ресурсов. Переработка сланцев и угля позволяет получать составы, близкие по свойствам к нефтяным [1,2].

Смеси таких компонентов могут расширить рынок применения ископаемого топлива. Однако это потребует дополнительных исследований дистиллятов на соответствие существующим стандартам качества и технологиям [3].

Соединения азота в нефти создают технологические трудности при переработке сланцевой нефти, отравляя катализаторы переработки; способствуют возникновению проблем со стабильностью при хранении – процессы полимеризации увеличивают вязкость и вызывают появление запаха и цвета продукта [4]. Высокое содержание N может способствовать образованию эмульсий с водой. Свойства дистиллятов переработки сланцев в значительной степени зависят от геохимии залежей горючих сланцев.

N-соединения, классифицируют как основные, слабоосновные и неосновные, их содержание обычно выше, чем в нефти.

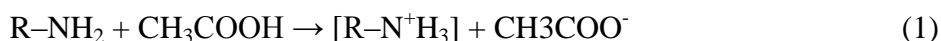
Основными соединениями являются пиридин, хинолин, акридин, амин и их алкилзамещенные производные. Как правило, они составляют около половины общего азота и распределены во фракциях. Уровень N пиррольного типа растет температурой кипения [5].

Во фракции легкого сланцевого масла при температуре <350 °С чаще наблюдаются соединения с одним атомом N. Производные бензохинолина, главным образом акридин и алкилзамещенные гомологи, не могут присутствовать в значительной степени во легких фракциях, так как температура кипения их выше 350 °С.

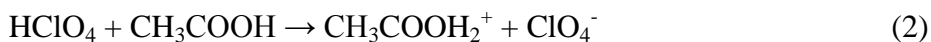
Метод титрования в неводной среде позволяет анализировать слабые азотистые основания, способные к протонированию в кислых органических растворителях. К титруемым соединениям относятся те, константы которых в ряде ионизации в водном растворе выше $\sim 10^{-11}$. Например, амиды, соли N-оснований, амины. Данный метод позволяет быстро получить результаты к большому количеству N-соединений, которые можно сопоставлять с результатами, полученными по методу Кьельдаля.

Стадии реакции:

1) Протонирование N-соединения по реакции (1):



2) Протонирование уксусной кислоты титрантом по реакции (2):



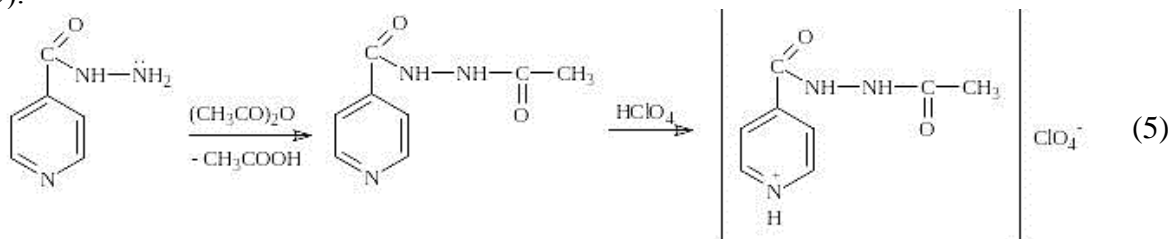
3) Нейтрализация по реакции (3):



4) Регенерация растворителя по реакции (4):



Пример реакции, проходящей при использовании данного метода, представлена в реакции (5).



Это благоприятно для аналитических исследований нефти из сланцевой нефти, поскольку пиридин титруется там, где большинство гомологов пиррола нет [8].

Точность метода в исследовании была продемонстрирована серией определений на редистиллированном пиридине (99,9% мол.) с отклонением результатов от теоретического значения 1%.

Методом определения основного N в данной работе является потенциометрическое кислотно-основное титрование с помощью автоматического титратора Т50.

Титратор оснащен электродами:

— индикаторным стеклянным рН-электродом;
— электродом сравнения — хлорсеребряным с двойным солевым мостиком для неводных сред (внутренний электролит – насыщенный раствор NaClO_4 в ледяной уксусной кислоте);

— электродом температурной компенсации.

В качестве реагентов используются:

— 65% раствор хлорной кислоты в ледяной уксусной кислоте, титр которой устанавливают кислым фталатом калия ($\text{KHC}_8\text{H}_4\text{O}_4$);

— ледяная уксусная кислота;

— толуол.

Сначала делаем анализ холостой пробы:

1) Подготавливаем титратор.

2) 50 мл толуола добавляем в стакан объемом 200 мл, затем медленно подливаем 75 мл ледяной уксусной кислоты (CH_3COOH) и перемешиваем. Следим за тем, что в систему не попадала вода.

3) Полученный образец титруем потенциометрически с перемешиванием 0,02 М раствором CH_3COOH в хлорной кислоте HClO_4 . Из-за относительно высокого коэффициента расширения органических жидкостей рекомендуется применять титрант при температуре, отличающейся не более, чем на $\pm 5^\circ\text{C}$ от условий стандартизации.

После проводим непосредственно анализ имеющегося образца переработки сланцев:

1) Аналогично холостой пробе используем стакан на 200 мл, куда добавляем 10 г образца.

2) Далее для растворения подливаем 50 мл толуола и затем медленно – 75 мл ледяной CH_3COOH .

4) Титруем потенциометрически с перемешиванием 0,02 М раствором CH_3COOH в хлорной кислоте HClO_4 до конечной точки титрования (КТТ). Последней является точка перегиба кривой титрования (рисунок 2). Объем затраченного до КТТ титранта используем в расчете содержания основного N

Содержание основного азота w_N , % масс., находим по формуле (1):

$$w_N = (V_1 - V_{\text{хол}})K_T \frac{C_1}{m} \quad (1)$$

где V_1 – расход титранта, мл;

$V_{\text{хол}}$ — расход титранта в холостом опыте, мл;

K_T — коэффициент титра, равный 1,06;

C_1 — коэффициент пересчета концентрации титра, равный 0,028 мг/л;

m — масса образца, г.

В качестве образца использовались бензиновые фракции разгонки смолы сланцепереработки. Полученные результаты представлены в таблице 1.

Так как продукты сланцепереработки рассматриваются для совместной переработки с нефтью, важно знать количественные показатели. Содержание азота более 0,1% является довольно высоким. Основной азот в сырье, направляемом на каталитические процессы, вызывает обратимое отравление катализатора, за счет нейтрализации его кислотных центров и повышенное коксообразование. Реакции ингибируются, выход целевой продукции уменьшается.

Таблица 1 – Определение основного азота во фракциях смолы переработки сланцев

Проба	w _N % доля
НК—100	0,241
100—120	0,055
120—140	0,147
140—160	0,164

Таким образом, проведенный анализ показал значительное содержание основного азота в бензиновых фракциях смолы сланцепереработки. И при их глубокой переработке повышенное содержание азота потребует большее количество водорода, что будет экономически не выгодно как предприятию, так и потребителю из-за повышения цен.

Библиографический список:

- 1 Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Козлов А.М., Лапидус А.Л., Мовсумзаде Э.М. Каталитическая конверсия Кашпирских горючих сланцев// Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт.– 2010.– №8.– С.3-8.
- 2 Козлов А.М., Карпов А.Б., Саркисян А.Э., Путенихин И.О., Скородумова Е.А. Использование и переработка сланцевого сырья. Смола сланцепереработки// Деловой журнал NEFTEGAZ.RU.– 2021.– № 7(115).– С.34-37.
- 3 Ковалева Д.А., Павловский В.В., Козлов А.М., Карпов А.Б., Семейкина А.Д. Определение общего азота в смоле пиролиза сланцев Перелюбского месторождения// Нефтегазохимия.– 2021.– № 1-2.– С.50-53.
- 4 Бутырская К.Г., Григорьева Н.А., Ханина О.А., Козлов А.М., Карпов А.Б. Определение общего азота в смоле пиролиза сланцев Коцебинского месторождения// Деловой журнал NEFTEGAZ.RU.– 2021.– № 10(118).– С.36-38.
- 5 Лапидус А.Л., Бейлина Н.Ю., Худяков Д.С., Козлов А.М. Исследование смолы полукоксования высокосернистых горючих сланцев Волжского бассейна// Химия твердого топлива.– 2019.– №3.– С. 26-29.

УДК 66.048.1-982

Повышение глубины отгона смол коксования сланцев на аппарате АРН-2

Михайличенко Е.С., Лескова С.А.

Амурский государственный университет, г. Благовещенск

Уменьшение ресурсов традиционных нефтяных топлив и увеличение стоимости сырья – нефти – требует рассмотрения возможности и целесообразности привлечения альтернативных ресурсов, например, сланцевого сырья [1].

Особенностями сланцевого сырья и продуктов его переработки является меньшая стоимость, более равномерная распределенность по территории России, а также значительно более высокие запасы [2]. Тем не менее, меньшая термическая стабильность и повышенное содержание азота не способствует значительному привлечению такого сырья как смесового или индивидуального, в том числе из-за проблем с анализом состава и сложностями с получением узких фракций для анализов [3,4].

В данной работе будут рассмотрены подходы для снижения уровня предельного вакуума на аппарате АРН-2 (рисунок 1) для возможности отбора фракций с температурами кипения ниже 420°C.

Основным узлом аппарата АРН-2 для ректификации нефтепродуктов (рисунок 2) является стальная ректификационная колонна диаметром 50 и высотой 1016 мм. В качестве насадки используются спирали из нихромовой проволоки. Линейно-разделительная способность колонны соответствует 20 теоретическим пластинам. Аппарат АРН-2 оснащен двумя перегонными кубами для загрузки 1,9 и 3,0 литров



Рисунок 1 – Аппарат АРН-2, общий вид

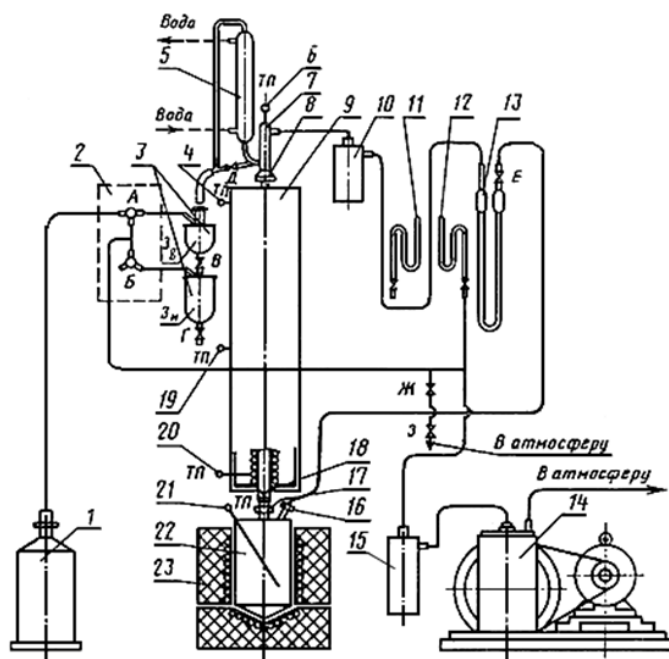


Рисунок 2 – Аппарат АРН-2, принципиальная схема по ГОСТ 11011

Отбор фракций при атмосферном давлении для сланцевых смол осуществляется до температуры 160-180 °С, фракции собирают в колбы и взвешивают с погрешностью не более 0,1 г. При температуре пара 180-200 °С атмосферную перегонку прекращают.

Вакуумную дистилляцию начинают при температуре охлажденного куба не выше 180-200 °С. Фракции, выкипающие при температурах до 260-280 °С, отбирают при остаточном давлении 0,0013-0,0016 МПа (10-12 мм рт.ст.), а фракции, выкипающие выше 260-280 °С, отбирают при остаточном давлении 0,00013-0,00026 МПа (1-2 мм рт.ст.), которое определяется электронным вакуумметром. Преобразование точек кипения в вакууме в точки кипения при атмосферном давлении (0,1 МПа, 760 мм рт. ст.) осуществляется в соответствии с номограммой по ГОСТ 11011.

При нормальной работе аппарата АРН-2 для организации орошения в колонне разница температур между жидкостью в кубе и паром в головке конденсатора должна составлять 80-100 °С для керосиновых фракций, 40-80 °С для дизельных и масляных фракций, что требует определенного перегрева сырья и повышает вероятность разложения остатка. Показания дифференциального манометра (в миллиметрах керосинового столба) при выборе керосино-газойлевых и масляных фракций не должны превышать 100 мм. Увеличение разности давлений в дифференциальном манометре выше 100 мм указывает на нарушение теплового баланса куба и колонны. В этом случае необходимо не увеличивать нагрев куба или постепенно увеличивать нагрев колонны.

Следует повторно отметить, что отличительным свойством смол сравнительно с нефтью при перегонке является то, что смолы разлагаются при повышенных температурах, этот факт не позволяет добиться необходимой глубины перегонки при атмосферном давлении. Для достижения этой цели, при работе со смолами пиролиза, необходимым условием является создание глубокого вакуума. Одной из основных целей при работе над экспериментальной частью на аппарате АРН-2, являлось попробовать добиться значения глубины вакуума соответствующей 0,4-0,5 мм рт. ст. при заявленном в паспорте аппарата значении 1-2 мм рт. ст.

В начале эксперимента по перегонке смолы пиролиза на аппарате АРН-2 удалось добиться максимального значения вакуума вверху колонны соответствующей 1-1,2 мм рт. ст., при показателе вакуума внизу колонны 0,1 мм рт. ст. Подобное различие в показателях давления вверху и внизу колонны могут говорить о возможных проблемах, вызванных повышенным гидравлическим сопротивлением. Одной из основных причин повышенного гидравлического сопротивления может являться чрезмерная закоксованность насадки внутри колонны.

Для решения данной задачи была выгружена насадка, представляющую собой спираль из нихромовой проволоки. При разгрузке колонны пришлось приложить усилия, так как насадка оказалась закоксована после предыдущих опытов на аппарате, и не высыпалась после снятия крышки на дне колонны, как заявлено в паспорте по эксплуатации. Далее мною было произведена прокаливанию насадки при температуре 400-450 °С до удаления, осажденного на ней кокса. Далее, когда процесс очистки насадки от кокса термообработкой (прокаливанием) завершен, для проведения дальнейших опытов, ее необходимо охладить.

После выполнения, описанных выше манипуляций, которые требуются для исправного функционирования аппарата АРН-2 и повышения точности дальнейших опытов, произвелась равномерная загрузка очищенной нихромовой насадки в колонну дистилляции при постоянной вибрации колонны. Результаты последующих опытов показали, что причина того, что не удавалось достичь предполагаемого показателя глубины вакуума 0,5 мм рт. ст., а также большой разницы в показателях давления вверху и внизу колонны, как и предполагалось, заключалась в повышенной закоксованности насадки.

Таким образом, актуальный и регулярный уход при выполнении определенных правил при засыпке насадки позволил отобрать фракции, выкипающие до температур 480°С и наработать их необходимое количество для последующих анализов.

Библиографический список:

- 1 Лапидус А.Л., Бейлина Н.Ю., Худяков Д.С., Козлов А.М. Исследование смолы полукокса высокосернистых горючих сланцев Волжского бассейна// Химия твердого топлива.– 2019.– №3.– С. 26-29.
- 2 Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Козлов А.М., Лапидус А.Л., Мовсумзаде Э.М. Каталитическая конверсия Кашпирских горючих сланцев// Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт.– 2010.– №8.– С.3-8.
- 3 Ковалева Д.А., Павловский В.В., Козлов А.М., Карпов А.Б., Семейкина А.Д. Определение общего азота в смоле пиролиза сланцев Перелюбского месторождения// Нефтегазохимия.– 2021.– № 1-2.– С.50-53.
- 4 Бутырская К.Г., Григорьева Н.А., Ханина О.А., Козлов А.М., Карпов А.Б. Определение общего азота в смоле пиролиза сланцев Коцебинского месторождения// Деловой журнал NEFTEGAZ.RU.– 2021.– № 10(118).– С.36-38.
- 5 Козлов А.М., Карпов А.Б., Саркисян А.Э., Путенихин И.О., Скородумова Е.А. Использование и переработка сланцевого сырья. Смола сланцепереработки// Деловой журнал NEFTEGAZ.RU.– 2021.– № 7(115).– С.34-37.

УДК 678.7

Анализ химического влияния различных модифицирующих добавок для повышения когезионной прочности цис-1,4-полиизопренового каучука

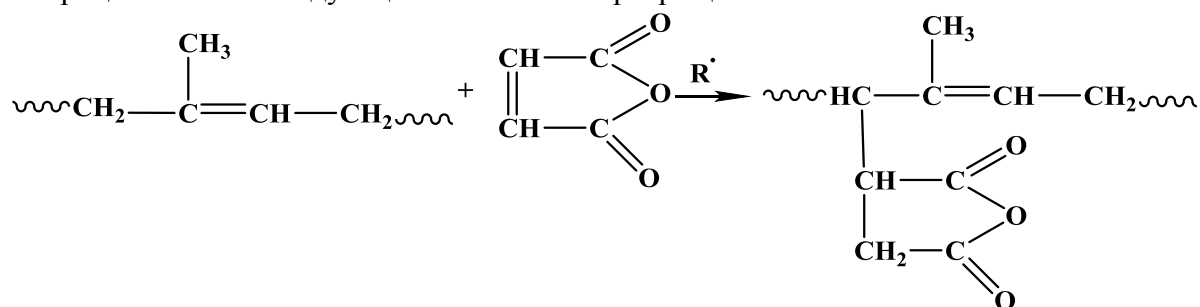
Мищенко Е.С., Сигунова А.А., Карпов А.Б.

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

С каждым годом проблема доведения свойств синтетических каучуков до натурального привлекает все большее внимание. Главный акцент делается на сниженных когезионных свойствах СКИ-3. Проблеме модификации каучука СКИ-3 уделяется большое внимание. Этот интерес обоснован тем, что модификация позволяет решить множество задач, прежде всего – создание композиций, обладающих высокой стабильностью к действию тепла, хорошими упругогистерезисными свойствами, достаточным уровнем когезионной прочности и повышение адгезии резин к металлокорду [1]. Можно выделить следующие пути повышения когезионной прочности, а именно совершенствование микроструктуры, уменьшение содержания некаучуковых примесей, повышение молекулярной массы, сужение молекулярно-массового распределения и прививка функциональных групп.

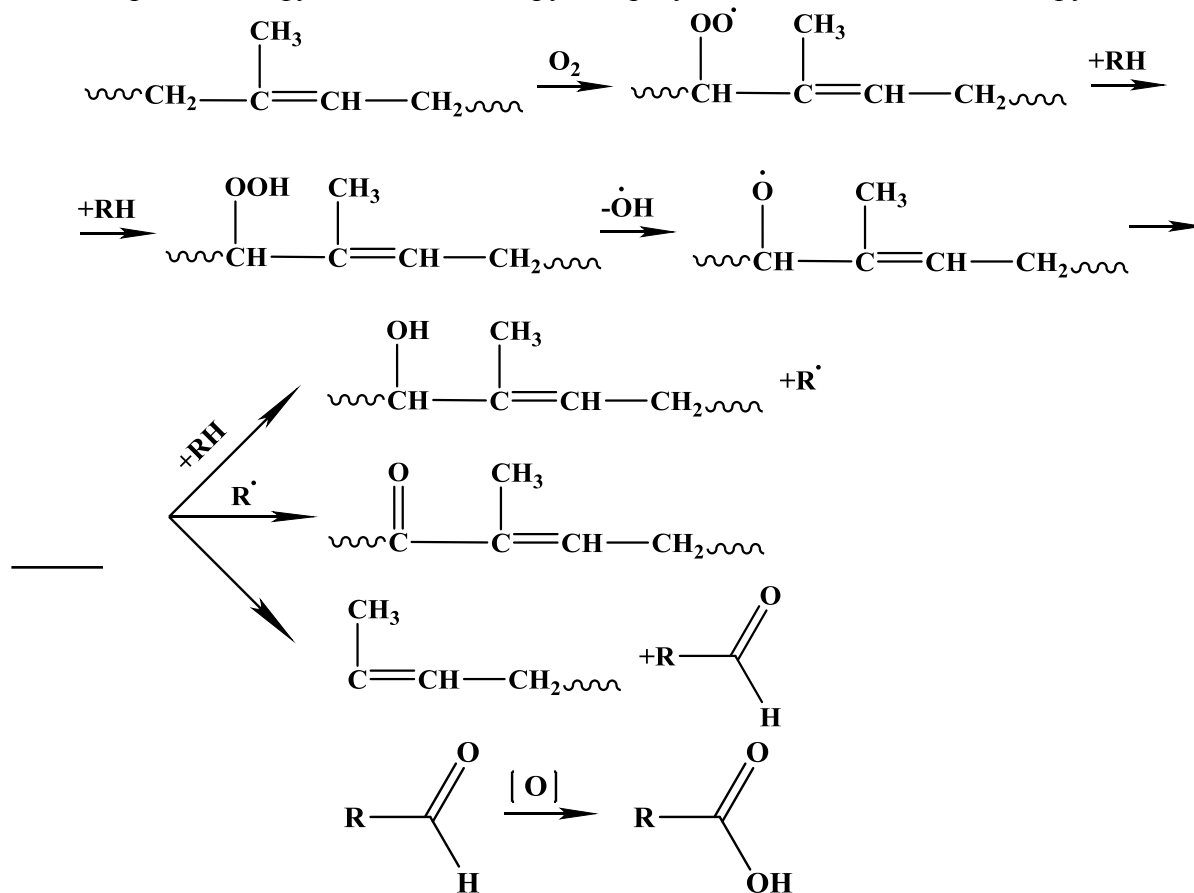
В настоящей работе рассматривается наиболее эффективный способ из предложенных - введение в молекулярную цепь каучука функциональных групп. Увеличения когезионной прочности можно добиться возникновением водородных связей в модифицированном каучуке. Обратимо разрушаясь при переработке резиновых смесей, они не ухудшают их технологических свойств, к тому же способствуют появлению эффекта ориентации и кристаллизации каучука при растяжении [1].

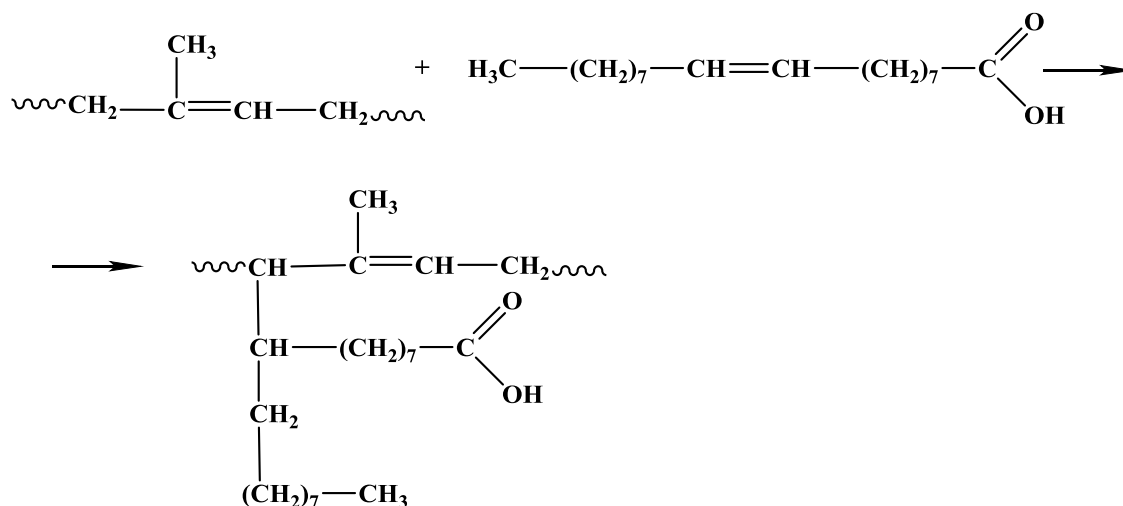
Для начала остановимся на имеющемся способе повышения когезионной прочности, основанный на малеинизации СКИ-3 [1]. Малеиновый ангидрид (МА) содержит ангидридную группу, которая, прививаясь к каучуку, способствует возникновению водородных связей. В основе процесса лежит следующее химическое превращение:



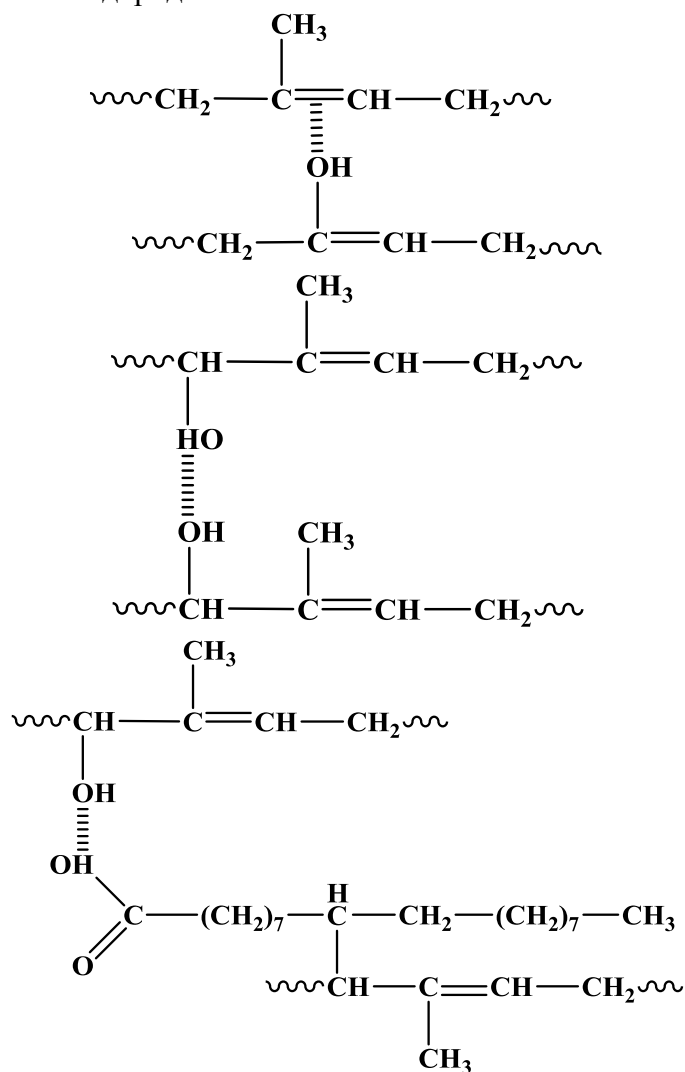
Реакция присоединения МА происходит не по двойным связям в каучуке, а путем замещения атома водорода в α -метиленовых группах [1].

Для создания еще большего количества водородных связей необходимо провести окислительную деструкцию в присутствии катализатора, нафтената кобальта, и инициатора, перекиси бензоила. В ходе параллельного протекания данного процесса будут образовываться дополнительное количество кислородсодержащих групп, таких как гидроксильные, карбонильные, карбоксильные и эпоксидные. Окислительная деструкция включает в себя огромное количество всевозможных реакций в связи с неселективностью реакции окисления, которая протекает по радикально-цепному механизму. Преимущественные направления реакции образования функциональных групп в результате окислительной деструкции:



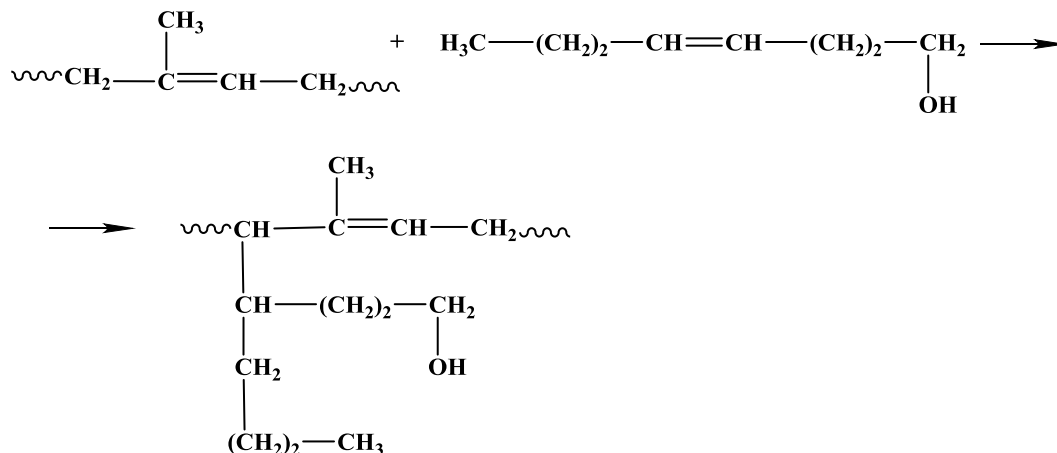


Проводя только окислительную деструкцию, содержание карбоксильных групп составляет 1,6%. В ходе же модификации с применением МА совместно с окислительной деструкцией – 20% [1]. Сравнительная характеристика показывает, что с использованием ЖКТМ также будет повышаться содержание карбоксильных групп. Как уже говорилось ранее, между водородом и электроотрицательным элементом (кислородом) образуются водородные связи. Добавка в виде ЖКТМ позволяет вводить в каучук кислородсодержащие группы, в результате чего образуются водородные связи:



Альтернативным предложенным способом представляется использование кубового остатка ректификации бутиловых спиртов (КОРБС), в состав которого входят н-бутанол, изобутилизобутират, н-бутилбутират, 2-этилгексанол, непредельные спирты C₈, ацетали и

моногликолевые эфиры [3]. Модификация с использованием КОРБСа протекает аналогично. В составе кубового остатка содержатся непредельные спирты C₈-C₉, которые также как и непредельные кислоты могут присоединяться к полимеру. Содержание непредельных спиртов в остатке невелико, в связи с этим количество водородных связей будет меньше, что делает данный способ менее эффективным. Химизм модификации КОРБСом рассмотрим на примере присоединения октен-4-ола:



Сравнительная характеристика модифицирующих добавок показывает, что наиболее эффективным является использование ЖКТМ, это требует меньших объемов добавки в сравнении с КОРБСом, а также предполагается возникновение больших количеств водородных связей относительно добавления МА. Более того, при использовании ЖКТМ повышается количество именно карбоксильных групп, благодаря которым повышается адгезия к металлокорду, искусственным и синтетическим волокнам. Это можно объяснить образованием водородных связей между карбоксильными группами полимера и гидратированной окисной пленкой на поверхности металла. Этот способ может быть успешно интегрирован в производство шин с целью повышения когезионных свойств СКИ-3.

Библиографический список:

1. Чернов К.А. Модификация каучука СКИ-3 и резиновых смесей на его основе полифункциональным кислородсодержащим олигоизопреном: дис. канд. тех. наук: 05.17.06 – КГТУ, Казань, 2005 - 145 с.
2. Жирные кислоты таллового масла [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://utgrus.com/specialnaya-i-obshhaya-ximiya/specialnye-kisloty-i-aldegidy/zhirnye-kisloty-tallovogo-masla/> (дата обращения: 16.01.2022).
3. Комплексная переработка КОРБС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lakeevsn.ru/tekhnologii/kompleksnaya-pererabotka-korbs/> (дата обращения: 16.01.2022).

УДК 665.753.4

Исследование и применение методов кибернетики при термическом крекинге пропана

Мустафаева Р.Э.

Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

Кибернетика является наукой, включающая в себя такие разделы, как сбор информации, её переработка и управление сложными технологическими системами. Для выполнения задач химической технологии разрабатываются различные методы моделирования. Одним из важных этапов построения математической модели технологического процесса является разработка кинетической модели. Одной из задач химической технологии является определение оптимальных режимов процессов и управление ими и поэтому, химическая кибернетика есть составная часть химической технологии. Современная химическая технология включает сложные процессы, т.к. они протекают при высоких давлениях и температурах.

Для получения бензиновых компонентов используют термические процессы. Эти процессы проводятся при атмосферном давлении и высокой температуре 700-900⁰С. Каталитические процессы проводят при более низкой температуре до 500⁰С. Скорость каталитического процесса выше термического, а качество продукта выше. При моделировании химических процессов осуществляющие оптимизацию, масштабирование, проектирование, управление процессами, также важно использовать теорию рециркуляции. Теорию рециркуляции до настоящего времени при моделировании процессов не учитывали. Кроме того, экзотермические процессы требуют поддержания постоянной температуры. Это осуществляется за счет охлаждающих агентов, например, водорода.

Пиролиз является самым известным способом крекинга. Крекинг-пиролиз- деструкция носят одинаковый характер. К деструктивной переработке относят следующие процессы:

1. Термические процессы, идущие при высоком давлении (2-4МПа)
2. Процессы коксования тяжелых нефтяных остатков проводят при низком давлении (0.5МПа)
3. Пиролиз жидкого и газообразного сырья осуществляют при низком давлении (0.3МПа)

Все эти процессы идут при высокой температуре с разрывом молекул нефтяного сырья. Для получения бензиновых компонентов используют термические процессы, идущие под высоким давлением с использованием газойля, лигроина, мазута.

Пиролиз является более жёстким вариантом термического крекинга. Этот процесс проводится при атмосферном давлении и температуре 700-900⁰С. Основной целью этого процесса является получение этилена и пропилена. Побочными продуктами являются бензол, толуол, ксилол. [1]

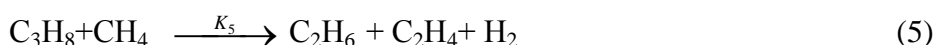
Каталитические процессы включают в себя каталитический крекинг, каталитический риформинг, каталитическую изомеризацию, каталитическое алкилирование и каталитическую гидрогенизацию, которую называют также гидроочисткой. [2]

Целью процесса каталитического крекинга являются получение бензина с высоким октановым числом. При этом, параллельно получают фракции газ и газойль. Температура 450-500⁰С. Скорость каталитического процесса выше термического, а качество продукта более высокое, что является большим преимуществом.

При проведении процесса термического превращения часть сырья остается не превращённым. Эта часть возвращается в реакционную среду, т.е. циркулирует.

Поэтому, при моделировании химических процессов осуществляют не только оптимизацию, масштабирование, проектирование и управление, процессами, но и используют теорию рециркуляции. [3]

Рассмотрим стехиометрическую схему реакции термического крекинга пропана.



Как видно, процесс состоит из семи этапов.

Уравнения скоростей реакции по этапам:

$$r_1 = K_1[C_3H_8], \quad K_1 - \text{моль/сек} \cdot \text{м}^3 \quad (8)$$

$$r_2 = K_2 [C_3H_8] \quad K_2 - \text{моль/сек} \cdot \text{м}^3 \quad (9)$$

$$r_3 = K_3 [C_3H_8] [H_2] \quad K_3 - \text{моль/сек} \cdot \text{м}^3 \quad (10)$$

$$r_4 = K_4 [C_2H_6] \quad K_4 - \text{моль/сек} \cdot \text{м}^3 \quad (11)$$

$$r_5 = K_5 [C_3H_8] [CH_4] \quad K_5 - \text{моль/сек} \cdot \text{м}^3 \quad (12)$$

$$r_6 = K_6 [C_3H_6] [H_2] \quad K_6 - \text{моль/сек} \cdot \text{м}^3 \quad (13)$$

$$r_7 = K_7 [C_2H_4] [H_2]^2 \quad K_7 - \text{моль/сек} \cdot \text{м}^3 \quad (14)$$

K_1 - K_7 - константы скоростей реакций, моль/сек \cdot м³

r_1 - r_7 - скорости по этапам реакций, моль/сек \cdot м³

В квадратных скобках указаны концентрации соответствующих веществ, моль/моль.

Составим уравнения балансов каждого вещества:

$$\frac{\partial [C_3H_6]}{\partial t} = -r_1 - r_2 - r_3 - r_5 \quad (15)$$

$$\frac{\partial [CH_4]}{\partial t} = r_1 + r_3 - r_5 + r_6 + 2r_7 \quad (16)$$

$$\frac{\partial [C_2H_4]}{\partial t} = r_1 + r_4 + r_5 + r_6 - r_7 \quad (17)$$

$$\frac{\partial [C_3H_6]}{\partial t} = r_2 - r_6 \quad (18)$$

$$\frac{\partial [H_2]}{\partial t} = r_2 - r_3 + r_4 + r_5 - r_6 - 2r_7 \quad (19)$$

$$\frac{\partial [C_2H_6]}{\partial t} = r_3 - r_4 + r_5 \quad (20)$$

С учетом уравнений (8-14) получим систему уравнений для кинетической модели процесса:

$$\frac{\partial [C_3H_8]}{\partial t} = -[C_3H_8](K_1 + K_2 + K_3[H_2] + K_3[CH_4]) \quad (21)$$

$$\frac{\partial [CH_4]}{\partial t} = [C_3H_8](K_1 + K_3[H_2] - K_3[CH_4]) + [H_2](K_6[C_3H_6] + K_7[C_2H_4][H_2]) \quad (22)$$

$$\frac{\partial [C_2H_4]}{\partial t} = [C_3H_8](K_1 + K_3[CH_4] + K_4[C_2H_6] + K_6[C_3H_6][H_2] - K_7[C_2H_4][H_2]^2) \quad (23)$$

$$\frac{\partial [C_3H_6]}{\partial t} = K_2[C_3H_8] - K_6[C_3H_6][H_2] \quad (24)$$

$$\frac{\partial [H_2]}{\partial t} = [C_3H_8](K_2 - K_3[H_2] + K_3[CH_4] + [H_2])(-K_6[C_3H_6] - K_7[C_2H_4][H_2]^2 + K_4[C_2H_6]) \quad (25)$$

$$\frac{\partial [C_2H_6]}{\partial t} = [C_3H_8](K_3[H_2] + K_3[CH_4]) - K_4[C_2H_6] \quad (26)$$

Используя уравнения кинетической модели процесса термического крекинга пропана (21-26) и на основе экспериментальных данных, рассчитываем энергию активации и предэкспоненциальный множитель для каждого этапа реакции.

Как было отмечено выше, во время процесса крекинга пропана не происходит полное превращение пропана. Поэтому, следует решать еще и вопросы рециркуляции. Это задача состоит из этапа разделения рециркулята от продуктов реакции и этапа влияния добавки рециркулята на процесс термического крекинга.

Очевидно, что часть сырья, которая не прореагировала (в данном случае пропана) выходит из реактора в смеси с продуктами реакции. Необходимо сначала выделить её и только после этого рециркулировать и добавить к свежему сырью.

Эта важная задача может быть решена способом адсорбции. Надо отметить, что до настоящего времени, при моделировании процессов с рециркуляцией, не были учтены процессы, идущие в разделительном узле технологической системы, где разделение рециркулята от продукта реакции проводится адсорбционным методом.

Разумеется, что при проведении процессов термического крекинга, реформинга и других, в реакционную среду подается тепло. Оно осуществляется за счет трубчатых печей, или за счет нагрева сырья до поступления в реактор, или же при помощи теплоносителей.

Процессы, при которых идут экзотермические реакции, требуют постоянной температуры. Для этого из системы все время выводится тепло. Это происходит за счет подачи охлаждающего агента или в реакторе создается режим регулирования температуры, например, за счет подачи холодного водорода.

Библиографический список:

1. Ибрагимов Ч.Ш., Бабаев А.И. «Научные основы и практические задачи химической кибернетики» Баку, 2015.
2. Самидович Е.В. Технология переработки нефти и газа. Химия. Москва, 1980
3. Алиева А.М, и др. Применение методики оптимального проектирования, процессов пиролиза парафиновых углеводородов к процессу пиролиза пропана. Теоретические основы химической технологии. т.38 №6, 1985, с. 693-698

УДК 622.692

Влияние термической и химической обработки на реологические свойства и давление возобновления перекачки высокопарафинистой нефти, транспортируемой по нефтепроводу «Южная Лыжа – Северная Кожва»

Некучаев В.О., Тарсин А.В.,

Михеев Д.М., Люосев В.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Российская Федерация занимает одно из первых позиций в мире по трудноизвлекаемым запасам нефти. С каждым годом доля аномальных нефтей в общем объеме добычи нефти увеличивается. Предприятие ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» разрабатывает 64 месторождения в Республике Коми и Ненецком автономном округе, нефти которых относятся к различным типам и классам и обладают широким спектром физико-химических и реологических свойств. Общая черта этих нефтей заключается в том, что все они обладают аномальностью: высокой вязкостью, положительной температурой застывания и высоким содержанием парафина. Транспорт таких нефтей в сложных климатических условиях Крайнего Севера сопряжен с технологическими проблемами при остывании нефти в процессе ее перекачки ниже температуры кристаллизации [1].

Цель работы: исследование реологических свойств и определение давления возобновления перекачки высокопарафинистой нефти, транспортируемой по нефтепроводу «Южная Лыжа – Северная Кожва», с учетом влияния термической и химической обработки.

Межпромысловый нефтепровод «Южная Лыжа – Северная Кожва» введен в эксплуатацию в 2001 г. и предназначен для транспорта смеси нефтей Южно-Терехевейского и Южно-Лыжского месторождений. Техническая характеристика данного нефтепровода представлена в таблице 1.

Образующаяся нефтяная смесь является нефтяной эмульсией (обводненностью до 5%), высокопарафинистой, высокозастывающей. Свойства смеси, перекачиваемой по нефтепроводу «Южная Лыжа – Северная Кожва», представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Техническая характеристика нефтепровода «Южная Лыжа – Северная Кожва»

Дн, мм	δ, мм	L, м	Тип прокладки	Рпроектное, МПа	Категория трубопровода
273	8	20800	подземный	≤4,6	III

Таблица 2 – Свойства смеси нефтей Южно-Лыжского и Южно-Терехевейского месторождений, перекачиваемой по межпромысловому нефтепроводу УППН «Южная лыжа» – ППСН «Северная Кожва»

Показатель	Результат
Плотность при T=20 °С	831,3 кг/м ³
Массовая доля парафина	21,91%
Массовая доля асфальтенов	0,32%
Массовая доля смол	7,29%
Температура застывания	+ 35°С

Для снижения температуры застывания и улучшения реологических свойств перекачиваемой смеси нефтей в поток вводится депрессорная присадка (ДП) марки Flexoil CW 288 с дозировкой 35 г/т и производится термообработка нефти до 60-70 °С. Схема ввода химического реагента и нагрева нефти на УППН «Южная Лыжа» при перекачке нефти по межпромысловому нефтепроводу «Южная Лыжа – Северная Кожва» представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема ввода химического реагента и нагрева нефти на УППН «Южная Лыжа» при её перекачке по межпромысловому нефтепроводу «Южная Лыжа – Северная Кожва»

Для сравнительной оценки влияния условий обработки нефти были отобраны 4 пробы транспортируемой нефти:

- Проба №1 – исходная смесь нефтей Южно-Лыжского и Южно-Терехевейского месторождений, термообработанная при 50 °С;
- Проба №2 – нефть, термообработанная при 60 °С;
- Проба №3 – нефть, термообработанная при 65 °С с вводом ДП (35 г/т);
- Проба №4 – нефть, термообработанная при 70 °С с вводом ДП (50 г/т).

Измерения физико-химических свойств и реологических параметров образцов нефтей осуществлялись на ротационном вискозиметре Thermo Haake VT 550.

Таблица 3 – Результаты измерения статического напряжения сдвига (Па) проб нефтей

t, °С	Проба №1	Проба №2	Проба №3	Проба №4
25	16,9	16,1	13,28	12
30	6,8	3,06	2,94	2,3
35	1,7	1,55	0,79	0,75
40	0,98	0,64	0,4	0,38
45	0,67	0,37	0,18	0,17
50	0,33	0,26	0,17	0,15

Таблица 4 – Результаты измерения динамического напряжения сдвига (Па) проб нефтей

t, °C	Проба №1	Проба №2	Проба №3	Проба №4
25	11,5	9,99	6,25	6
30	6,56	1,41	1,13	1
35	1,07	0,75	0,35	0,3
40	0,58	0,44	0,18	0,16
45	0,36	0,24	0,07	0,05
50	0,16	0,1	0,09	0,07

Таблица 5 – Результаты измерения динамической вязкости (мПа*с) проб нефтей

t, °C	Проба №1	Проба №2	Проба №3	Проба №4
25	51,2	45,4	43,3	40
30	36,8	25,9	19,4	18
35	27,3	18,2	16	14,8
40	16,1	13,1	11,9	11
45	11,2	9,8	8,89	8
50	7,67	7,4	6,1	5,8
60	5,2	4,6	4,32	4
70	3,75	3,55	3,21	3

По результатам измерений реологических характеристик (таблицы 3 – 5) были построены графики зависимости статического, динамического напряжений сдвига и динамической вязкости нефти от температуры (рисунки 2 – 4). Из них следует, что характеристики нефти с повышением температуры и увеличением дозировки депрессора уменьшаются. Поэтому проба №4 обладает лучшими реологическими свойствами по сравнению с остальными.

Для определения статического напряжения сдвига парафинистой нефти используется кривая течения, на которой можно выделить три характерные точки на оси напряжения сдвига для нулевой скорости сдвига. Статическое напряжение сдвига характеризует напряжение в начальный момент течения жидкости, когда она выводится из состояния покоя (второе название – предел текучести). Предельное динамическое напряжение сдвига – это то минимальное напряжение, которое необходимо для течения системы с уже разрушенной структурой (модель Бингама).

Как правило, при расчете давления сдвига застывшей нефти в трубопроводе температура нефти в сечении трубы предполагается постоянной. В этом случае давление можно вычислить по формуле [2]:

$$P_c = \frac{2L\tau}{R}, \quad (1)$$

где P_c – давление, сдвинувшее застывшую нефть, τ – начальное напряжение сдвига, R и L – соответственно радиус и длина трубы.

Известно, что начальное напряжение сдвига в соответствии с формулой Котена экспоненциально растет с уменьшением температуры:

$$\tau = \tau_0 e^{-\alpha T}. \quad (2)$$

Поэтому может оказаться, что напряжение сдвига остывшей нефти у стенок трубы будет довольно большим, а более нагретая нефть вблизи оси трубы будет вести себя практически как ньютоновская жидкость. При пуске такого трубопровода в движение может придти не весь объем нефти в трубе, а лишь какая-то часть еще не остывшей нефти вблизи оси трубы.

Для проб нефтей были найдены постоянные величины в формуле Котена (таблица 6) путём аппроксимации зависимости статического напряжения сдвига от температуры и построены графики зависимости давления сдвига от температуры (рисунок 6).

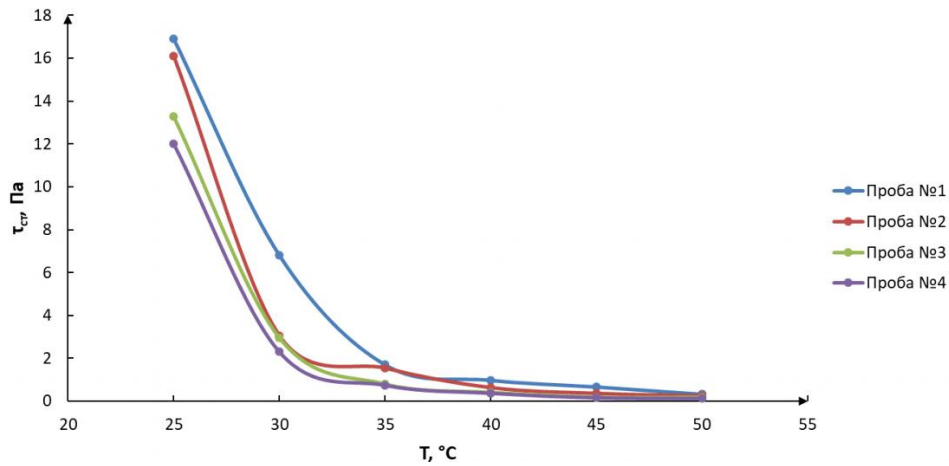


Рисунок 2 – Зависимость статического напряжения сдвига от температуры

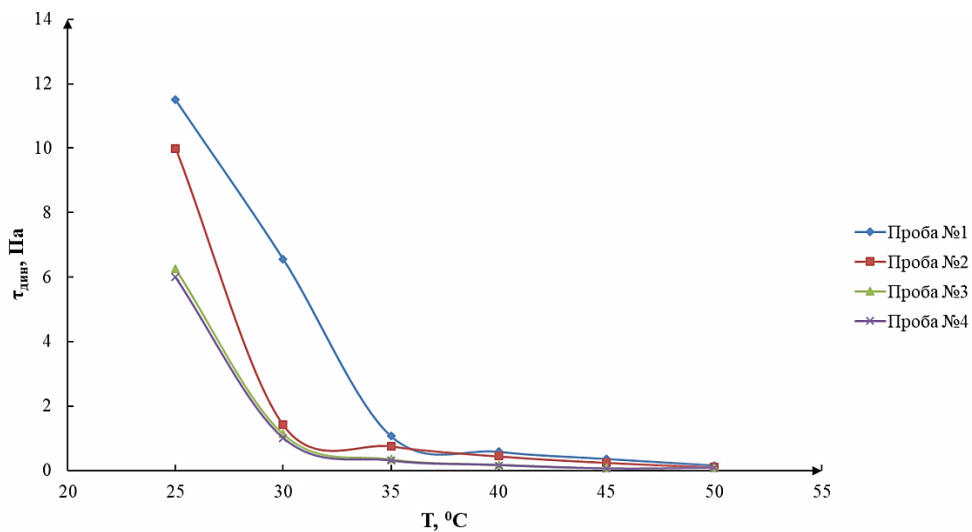


Рисунок 3 – Зависимость динамического напряжения сдвига от температуры

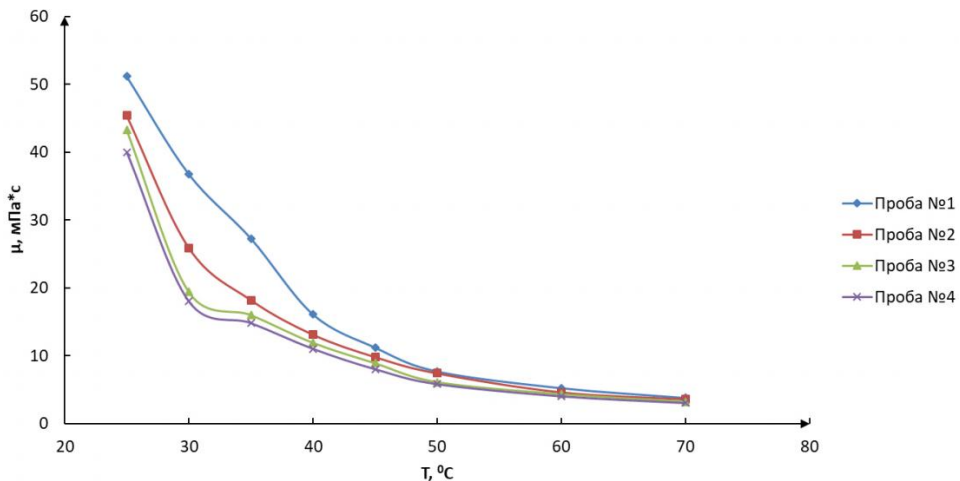
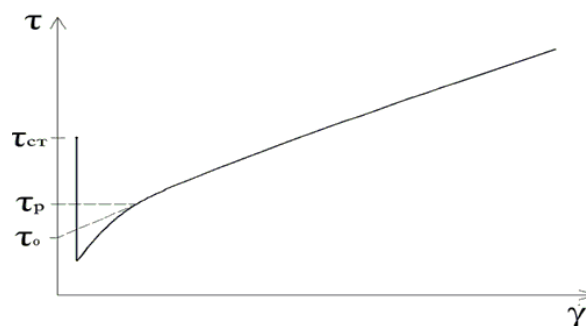


Рисунок 4 – Зависимость динамической вязкости от температуры

Для качественной оценки зависимости температуры нефти от радиуса можно численно решить уравнение теплопроводности, пренебрегая для простоты тепловыделением при кристаллизации парафинов в нефти и зависимостью температуры нефти от длины трубы.

Наиболее естественным краевым условием для данной задачи является третье краевое условие, учитывающее влияние стенок трубопровода на процесс остывания нефти. Градиент температуры нефти вблизи стенок трубы пропорционален разности температуры нефти у стенки трубы и температуры грунта вне трубы. При расчете принимаем, что радиус трубы $R = 0,1365$ м, начальная температура нефти в трубе 35 °C, а температура грунта 5 °C.



$\tau_{ст}$ – статическое напряжение сдвига; τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига;
 $\tau_р$ – напряжение сдвига, при котором разрушение структуры заканчивается

Рисунок 5 – Кривая течения вязкопластичной нефтяной системы

Таблица 6 – Постоянные величины в формуле (2)

	τ_0 , Па	α , 1/°C
Проба №1	632,17	0,155
Проба №2	505,86	0,159
Проба №3	631,84	0,176
Проба №4	516,73	0,174

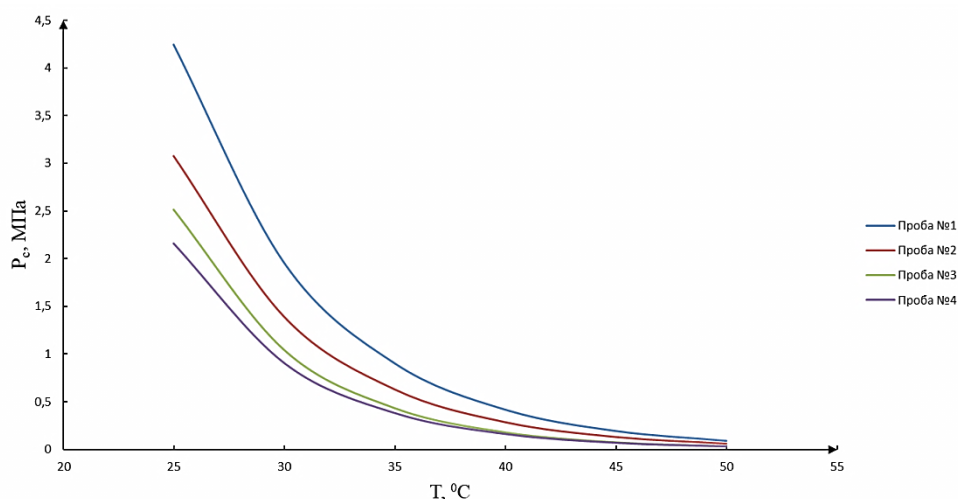


Рисунок 6 – Зависимость давления сдвига от температуры

Если учитывать неоднородность температуры нефти по сечению трубы (температура нефти вблизи стенок трубы может быть существенно меньше ее температуры в центре трубы), то может оказаться, что при постепенном повышении пускового давления этого давления будет достаточно для сдвига более нагретой нефти в центре трубы, но недостаточно для сдвига более холодных слоев вблизи стенок трубы. В этом случае начальное давление сдвига будет существенно меньше давления сдвига, получаемого в предположении, что температура нефти во всем сечении трубы равна температуре нефти у ее стенки, что хорошо видно на рисунке 7.

Таким образом, с повышением температуры термообработки и увеличением дозировки депрессорной присадки при транспорте нефти Южно-Лыжского и Южно-Терехевейского месторождений наблюдаются улучшение реологических свойств и, как следствие, снижение пускового давления сдвига. Относительное уменьшение давления сдвига второй пробы по отношению к первой составило 31 %, третьей – 56 %, четвертой – 61 %.

Начальное давление сдвига при постепенном неоднородном охлаждении остановившейся нефти по радиусу трубы и учете температурной зависимости начального напряжения сдвига будет иметь минимальное значение не для стенки трубы, а для определенного меньшего значения радиуса. При этом само значение давления сдвига по этому радиусу будет меньше, чем давление сдвига по радиусу трубы для данного времени остывания нефти.

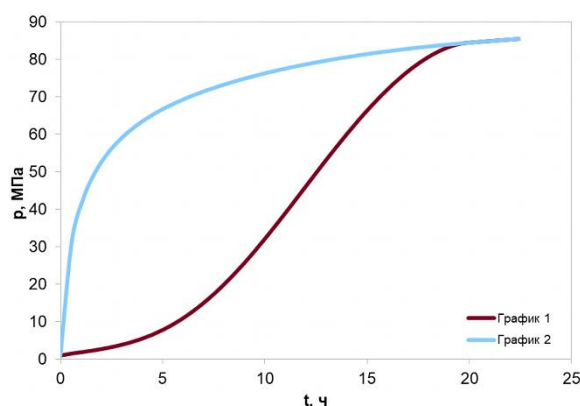


график 1 – при учёте неоднородности температуры нефти по сечению трубы;
 2 – при предположении, что температура нефти во всем сечении трубы равна температуре нефти у стенки трубы

Рисунок 7 – Зависимость минимального начального давления сдвига от времени

Повышение дозировки депрессора с 35 г/т до 50 г/т незначительно снижает динамическую вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига. При температуре нагрева нефти на уровне 70 °С и неравномерности дозирования реагента применение депрессора незначительно снижает сдвиговые напряжения и вязкостные характеристики нефти.

Библиографический список:

1. Исследование причин снижения эффективности депрессорной присадки при перекачке парафинистых нефтей / А. Ю. Ляпин, В.О.Некучаев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 2. С. 157–163.
2. Дегтярев, В. Н. Вопросы пуска нефтепровода с парафинистой нефтью после его длительной остановки. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов» [Текст] / В. Н. Дегтярев. – М.: РНТС, ВНИИОЭНГ, 1982. – 61 с.: ил.
3. Отчёт по результатам применения реагентов АО «Чемпион Экс-элемент» при транспортировке нефти по межпромысловым нефтепроводам ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» в 2020 г. – 139 с. : ил.

УДК 661.961.6

Перспективы производства водорода на Сосногорском ГПЗ

Павловский Г.Е.

Сосногорский ГПЗ, г. Сосногорск

Установка по производству термического технического углерода введена в эксплуатацию в 1949 году [рисунок 1]. Производственная мощность УПТТУ - 10,0 тыс. тонн тех. углерода в год. В качестве сырья используется газ горючий природный с Вуктыльского месторождения или сухого отбензиненного газа с газом стабилизации УСК.

Продукцией установки является термический технический углерод марок Т900, Т900-Т, N-990, N-991.

Термический технический углерод Сосногорского ГПЗ является выражено экспортно-ориентированным, доля его реализации на экспорт с 2019 года превышает 90%. Объем рынка термического технического углерода в мире достигает 90-100 тыс. тонн. Доля Сосногорского ГПЗ достигает 8% от общего объема рынка в мире [рисунок 2].

Термический способ характеризуется тем, что образование тех. углерода происходит при разложении углеводородного сырья (природного газа) под воздействием высокой температуры при контакте с насадкой газогенераторов, в отсутствие воздуха. Данный процесс называется пиролизом.



Рисунок 1 - Газогенераторы производства термического технического углерода.



 TOKAI CARBON CO., LTD. (Канада)	44%	Японские производители	20%
<i>YaKeLa Carbon (Китай)</i>	13%	Сосногорский ГПЗ (Россия)	8%
 ORION ENGINEERED CARBONS (США)	10%	Другие производители (реализация преимущественно на внутренних рынках)	5%

Рисунок 2 - Объемы производства термического техуглерода в мире

Получение термического тех. углерода происходит в газогенераторах, схема, одного из которых приведена на [рисунке 3]. Процесс является циклическим: для разогрева насадки до 1550 °С проводится процесс топки в течение 10 мин.; затем прекращается подача газа и воздуха на топку, закрывается дымовой клапан, открывается клапан отходящих газов и открывается клапан для подачи сырьевого газа на пиролиз. Проходя систему каналов газогенератора без доступа воздуха происходит разложение углеводородного сырья с образованием тех. углерода и отъемом тепла насадки газогенератора. Охлаждение образовавшейся углеродогазовой смеси (до $t = 350 - 450$ °С) осуществляется водой в скоростном охладителе – скруббере «Вентури» с целью прекращения реакции пиролиза. В течение 5 мин. насадка остывает, далее происходит процесс сдувки углеродогазовой смеси технологическим воздухом.

На [рисунке 4] представлена упрощенная схема получения термического технического углерода на Сосногорском ГПЗ.

Установка по производству термического технического углерода состоит из:

- пирометрического отделения;
- отделения улавливания;
- транспортной галереи;
- отделения обработки;
- складов готовой продукции;
- системы нейтрализации отходящих газов.

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.

Побочным продуктом от производства термического тех. углерода являются отходящие водородосодержащие газы. Содержание водорода во влажном отходящем газе оценивается до 60 %. Содержание водорода в сухом отходящем газе оценивается примерно 89 % объемных [таблица 1].

В составе отходящих газов помимо водорода также присутствуют не разложившиеся в процессе пиролиза углеводородные компоненты.

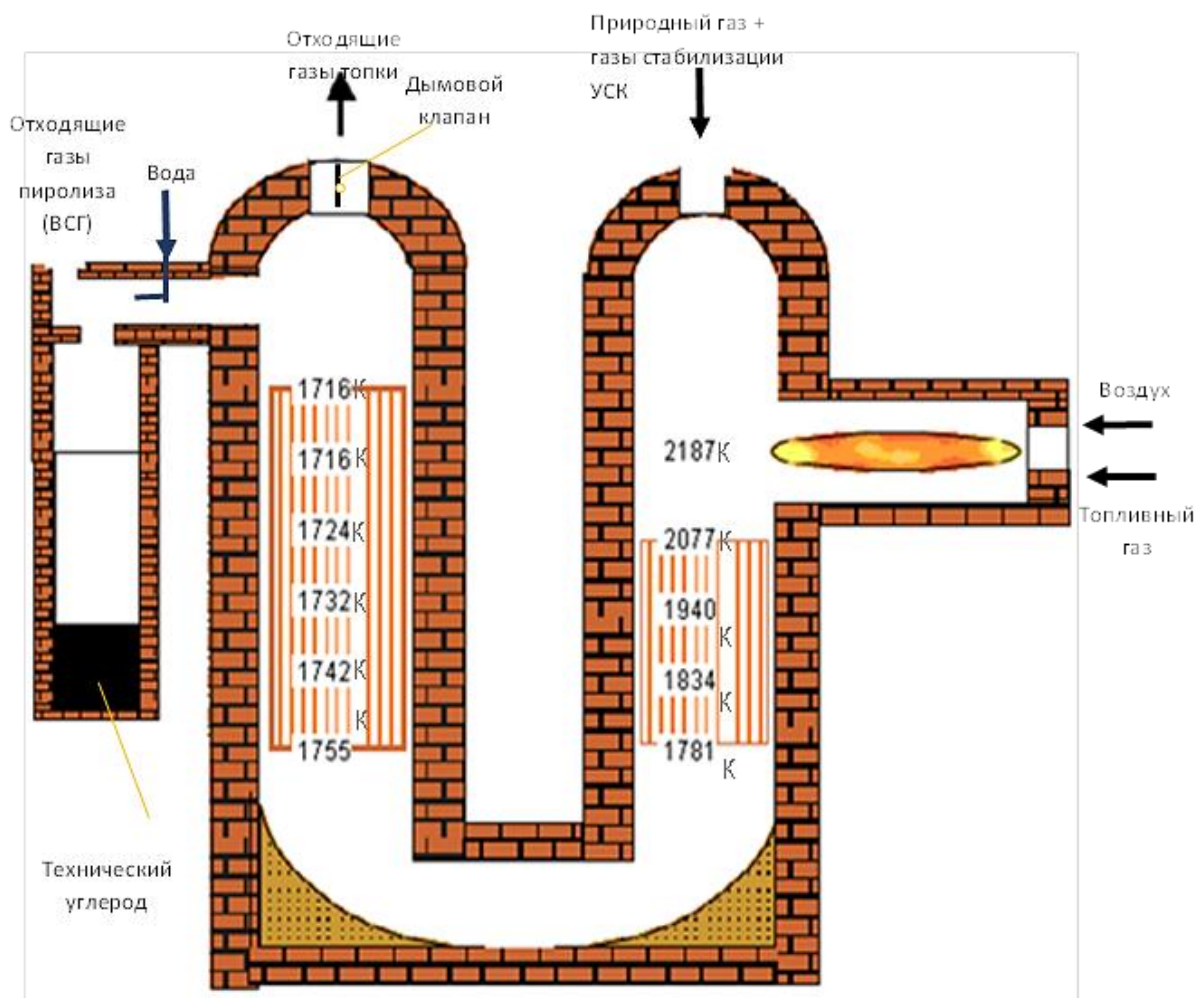


Рисунок 3 - Схема работы газогенератора УПТТУ

Таблица 1 - Компонентный состав и свойства «сухих» отходящих газов УПТТУ СПЗ

№	Показатель	Ед.изм.	Сбросной ВСГ УПТТУ (отходящие газы пиролиза на дожиг)
1	Содержание H ₂	% об.	89,42
2	Содержание O ₂	% об.	0,49
3	Содержание CH ₄	% об.	3,79
4	Содержание N ₂	% об.	3,71
5	Содержание C ₂ H ₄	% об.	0,34
6	Содержание C ₂ H ₂	% об.	0,75
7	Содержание CO	% об.	1,44
8	Содержание CO ₂	% об.	0,07
9	Температура	°С	250-450
10	Давление	кгс/см ²	3,1-18,4*10 ⁻²

По предварительным расчетам потенциальные объемы товарного водорода в водородосодержащих газах УПТТУ составляют 25 млн. м³/год, которые на данный момент утилизируются путем сжигания в печах дожига.

Для выделения водорода на термическом производстве Сосногорского ГПЗ товарного качества потребуется: дополнительная очистка отходящих газов от неуловленного тех. углерода; осушка отходящих водородосодержащих газов; системы отделения водорода от других компонентов отходящих газов; оборудования для дальнейшего компримирования чистого водорода; системы хранения, отгрузки [рисунок 5].

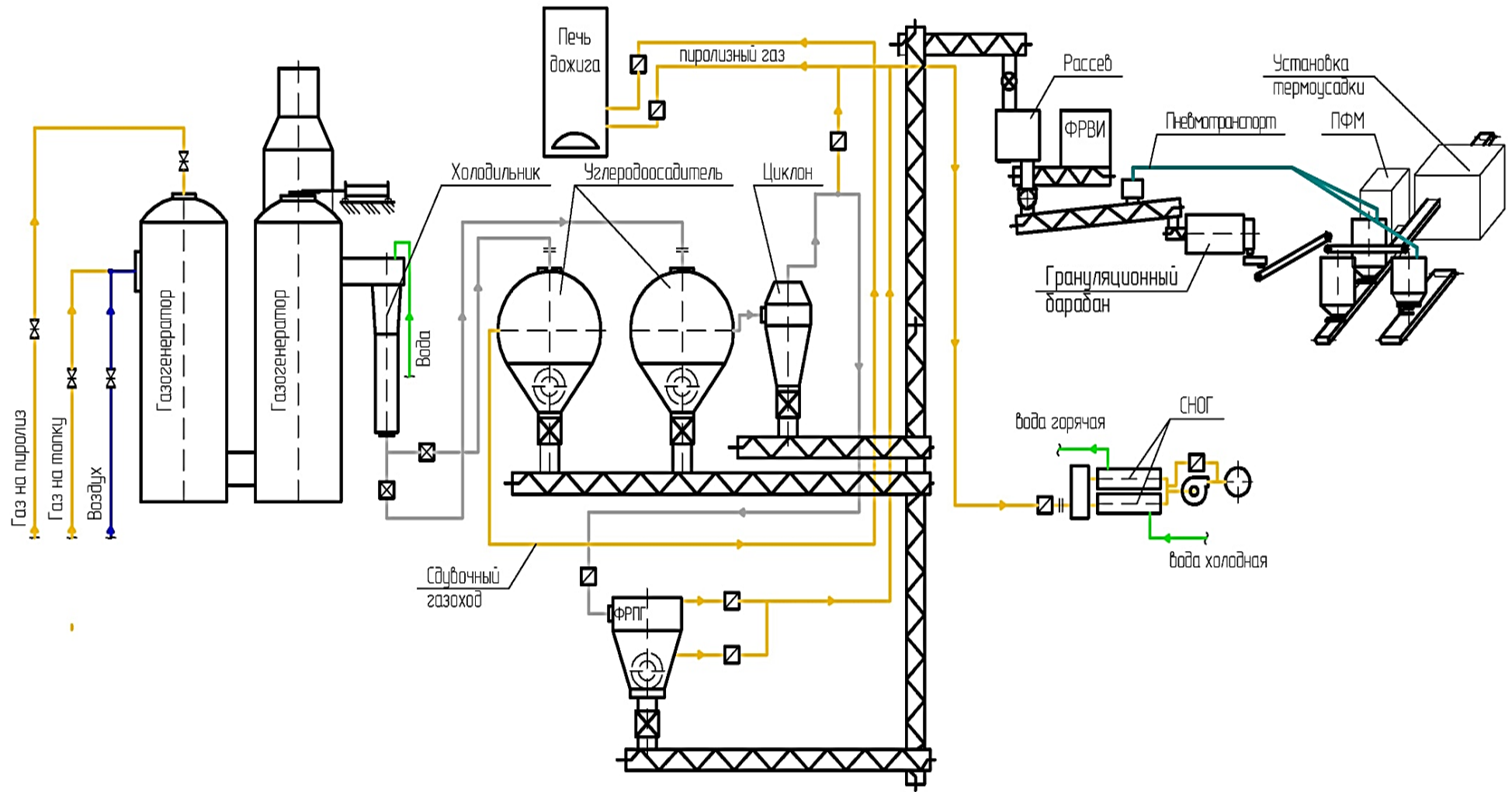


Рисунок 4 - Схема получения термического технического углерода на Сосногорском ГПЗ



Рисунок 5 - Принципиальная схема производства водорода на базе установки производства термического технического углерода Сосногорского ГПЗ

При этом необходимо учитывать требования производственной безопасности при производстве товарного водорода ввиду его высокой взрывопожароопасности.

После подбора оборудования и вложения средств в реализацию проекта объем производства товарного водорода оценивается в 25 млн.м³/год (по предварительным расчетам себестоимость ВСГ составляет 32% от стоимости газа, поставляемого ПАО «Газпром» на внутренний рынок), при этом следует понимать, что технологический процесс установки термического технического углерода Сосногорского ГПЗ направлен на производство качественного тех. углерода, а водородосодержащий газ является побочным продуктом, поэтому объемы производства водорода могут корректироваться в зависимости от объемов производства термического технического углерода.

Для определения целесообразности реализации проекта по выделению водорода из отходящих газов Сосногорского ГПЗ и доведения его качества до товарного необходима оценка эффективности данной технологии.

Библиографический список:

1. В.Ю. Орлов, А.М. Комаров, Л.А. Ляпина, Производство и использование технического углерода для резин. Ярославль, Александр Рутман, 2002.
2. В.П. Зуев, В.В. Михайлов, Производство сажи. М., «Химия», 1965.
3. М.К. Письмен, Производство водорода в нефтеперерабатывающей промышленности. М., «Химия», 1976.

УДК 622.691.4:005.591.1

Технические решения по оптимизации объектов линейной части МГ

Пасынков А.Н., Сарычев И.Л.

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

Постоянный рост потребления газа в мире обеспечивает стабильное развитие газовой отрасли в нашей стране.

Основным приоритетным направлением в развитии газопроводов стало увеличение давления транспортируемого газа. Реализованы уникальные объекты по добыче, переработке и транспорту газа. Одним из таких проектов является «Система магистральных газопровода «Бованенково-Ухта», протяженность которой в однопутном исполнении более 2000 километров. Впервые на данном газопроводе условным диаметром 1400 мм, запроектировано рабочее давление 11,8 МПа.

В этом направлении мы видим явный прогресс, но другие технические решения, принимаемые при проектировании газопроводов, изменились незначительно, либо остались без изменений.

Опыт эксплуатации «Система магистральных газопровода «Бованенково-Ухта», выявил ряд проблем, требующих учета при проектировании новых объектов.

В перспективе строительство новой нитки МГ «Бованенково-Ухта» III, не менее масштабного объект транспорта газа, который несомненно войдет в историю газовой промышленности нашей страны.

Технические решения, принятые сегодня при проектировании новых объектов транспорта газа, будут влиять на эксплуатацию и развитие газовой отрасли в будущем.

Одним из таких решений предлагаемых ООО «Газпром трансгаз Ухта» является применение трубопроводной арматуры (ТПА) с собственными ресиверами импульсного газа.

В следствии просадки и пучения грунта крановой площадки нарушается проектное положение импульсной обвязки шарового крана.

При проектировании на территориях распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), пучинистых и просадочных грунтов, обводненных участков, для исключения влияния возможных подвижек грунта на импульсную обвязку, исключения «паутины» импульсной обвязки взамен устройства стояков отбора газа, линий импульсного газа, подземного аккумулятора импульсного газа, блока фильтра-осушителя, предусматривается:

комплектование каждого пневмогидроприводного (пневмоприводного) крана индивидуальными фильтром-осушителем и ресивером импульсного газа с установкой на приводе и выполнением отборов управляющего газа из корпуса крана до и после затвора;

отбор газа для подключения манометров и датчиков давления от трубопроводов собственного отбора газа ТПА.

Применение ТПА с собственными ресиверами повысят надежность объектов линейной части магистрального газопровода, снизят затраты на обслуживание и ремонт в процессе эксплуатации.

В продукции основных поставщиков шаровых кранов имеются модификации пневмогидравлических приводов, укомплектованных ресиверами, и обеспечивающих работу кранов при отсутствии управляющего газа. Ресиверы изготавливаются из труб внутренним диаметром не более 150 мм, что позволяет не относить их к сосудам, работающим под избыточным давлением.

Все современные магистральные газопроводы имеют ряд основных узлов, которые позволяют вести непрерывный технологический процесс с заданными параметрами.

Усовершенствование этих узлов (крановый узел, узел подключения КС) позволит существенно уменьшить металлоемкость перспективных проектов, упростить схему этих узлов, и сократить затраты на техническое обслуживание и ремонт при эксплуатации объектов в будущем.

Сохранение природного газа с использованием МКС – это масштабная программа ПАО «Газпром» по снижению экологических рисков и повышению энергоэффективности.

В настоящее время узлы подключения МКУ оборудуются на продувочных (свечных) трубопроводах линейных крановых узлов участков магистральных газопроводов, конструктивная сложность их исполнения, обусловленная наличием дополнительных соединительных деталей и трубопроводной арматуры (тройники, отводы, катушки, краны) в байпасной и свечной обвязке КУ, сопровождающаяся необходимостью постоянного выполнения монтажных и демонтажных работ с применением сварки.

В следствии дооборудования КУ в соответствии с типовыми схемами происходит уменьшение полезной площади в рамках площадки КУ, и как следствие, возникает затруднение передвижения обслуживающего персонала при проведении работ.

Невозможность подключения МКС, обусловленная несоответствием диаметров фланца и рукавов высокого давления технологической обвязки, применяемых на действующих МКС (комплекуются на заводе-изготовителе рукавами высокого давления DN 150).

Технические требования (ГОСТ 34070-2017), предъявляемые к энергосберегающим мероприятиям с применением мобильных компрессорных станций (МКС), предполагают дооборудование крановых узлов байпасной линией с возможностью подключения МКС для схем перекачки газа «в параллельную нитку газопровода» и «в смежный участок газопровода».

ООО «Газпром трансгаз Ухта» предложена схема обвязки кранового узла с возможностью подключения МКС, реализуемая как при новом строительстве, так и при реконструкции и капитальном ремонте крановых узлов (Рисунок 1).

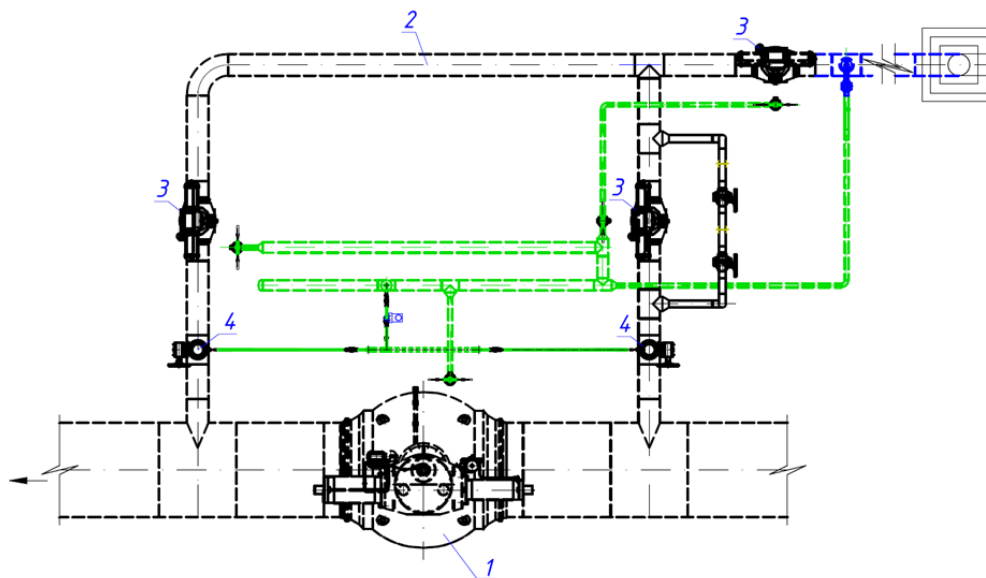


Рисунок 1 - Схема обвязки кранового узла с возможностью подключения МКС

На байпасном (свечном) трубопроводе линейного КУ взамен двух стояков отбора импульсного газа DN 50 методом сварки сооружают два стояка отбора импульсного газа DN 150, совмещенные с узлами подключения МКС. Стояк отбора импульсного газа DN 150, совмещенный с узлом подключения МКС.

В байпасный трубопровод приваривают тройники. К тройникам через переходы присоединяют трубы DN 150, к которым присоединяют изолирующие монолитные муфты DN 150. К изолирующим муфтам присоединяют отводы 90° DN 150, позволяющие выполнять подключение рукавов высокого давления МКС в горизонтальной плоскости, между которыми монтируются краны шаровые ручные DN 150 для перекрытия (отсечения) потока газа. К отводам 90° DN 150 через трубы (катушки) DN 150 монтируют узлы фланцевые глухие DN 150, предназначенные для непосредственного присоединения рукавов высокого давления МКС для проведения работ по перекачке.

Данное решение позволит выполнить подключение к крановым узлам передвижных компрессорных станций (МКС) для перекачки газа, сократить время проведения ремонтных работ, сократить объёмы стравливаемого газа из участка магистрального газопровода, подлежащего ремонту.

В проектах реконструкции и строительства рассмотреть возможность оптимизации расстановки крановых узлов (КУ) с увеличением предельных расстояний между ними до 60 км.

Увеличение предельных расстояний между линейными КУ до 60 км возможно на основании результатов соответствующих расчетов и при необходимости изменения параметров трубопроводной обвязки линейных кранов. Предложение направлено на повышение надёжности объектов линейной части, снижение рисков инцидентов и аварий, снижение эксплуатационных затрат.

С целью повышения надёжности проектируемого МГ «Бованенково-Ухта» III и минимизации строительства объектов в сложных геологических условиях многолетнемерзлых грунтов, предлагаем рассмотреть техническое решение по исключению строительства подводных переходов, включая площадки крановых узлов, через реки обеспеченные резервированием по СМГ «Бованенково-Ухта» I, II нитки при выполнении следующих этапов работ (Рисунок 2):

- демонтаж камер запуска-приема ОУ и ВИП на резервной нитке подводного перехода;
- переподключение МГ «Бованенково-Ухта II» к резервной нитке;
- подключение МГ «Бованенково-Ухта III» к основной нитке МГ «Бованенково-Ухта II».

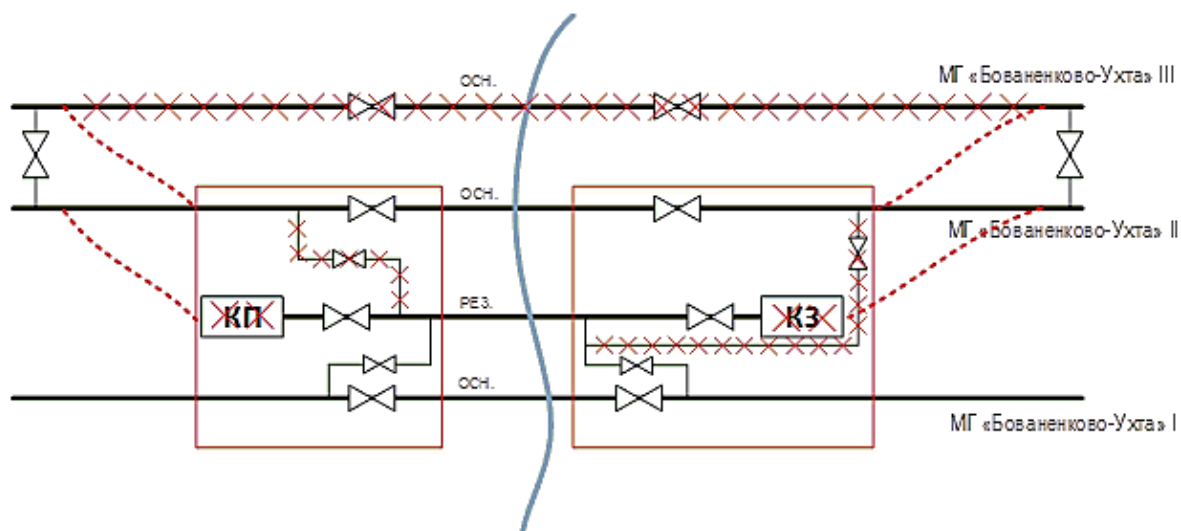


Рисунок 2 - Техническое решение по исключению строительства подводных переходов, включая площадки крановых узлов, через реки обеспеченные резервированием по СМГ «Бованенково-Ухта» I, II нитки при выполнении следующих этапов работ

Предлагаемое решение обусловлено опытом эксплуатации СМГ «Бованенково-Ухта» I, II нитки в период эксплуатации 2014-2021 гг., а также сравнительным анализом затрат на реализацию.

Данное решение позволит повысить надежность проектируемых газопроводов и минимизировать капитальные вложения в строительство объектов в сложных геологических условиях многолетнемерзлых грунтов.

Библиографический список:

- ГОСТ 34070-2017. Межгосударственный стандарт. Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Технические требования"
- СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*

УДК 622.691.4.052

Влияние перепадов производительности магистральных газопроводов на показатели энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов с различной номинальной мощностью

Пинигин Д.А., Закирзаков А.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Вопрос энергоэффективности оборудования при транспорте углеводородных ресурсов на данный момент актуален, ввиду высокой энергоемкости экономики Российской Федерации.

Природный газ, добываемый на территории России, поставляется в единую газотранспортную систему. В 2020 году в систему было поставлено 625 млрд. м³ природного газа, но в тоже время часть ресурса используется на собственные технологические нужды, использованный объем газа в этом же году составил 32,5 млрд. м³, что суммарно составляет 5% от всего добытого объема природного газа.

Данный показатель согласно вопросам энергосбережения, изложенным в [1] в течение всего времени постоянно уменьшается, но сейчас необходимо искать новые возможности энергоресурсосбережения при магистральном транспорте природного газа.

Экономия природного газа в ПАО «Газпром» в млрд. м³ является одной из важнейших целей компании в области транспорта природного газа (таблице 1).

Таблица 1 – Тенденция экономии природного газа при транспорте газа

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2,4	1,8	1,9	2,1	2,7	1,9	3	3,3	3,3	3,3

Рассматривая структуру экономии потребления природного газа стоит обратить внимание, что газотурбинные газоперекачивающие агрегаты в парке газоперекачивающих агрегатов ПАО «Газпром» по суммарной мощности составляют 80%.

Уменьшение расхода топливного газа играет важнейшую роль в вопросе энергосбережения магистрального транспорта природного газа.

В соответствии с [2] для оценки эффективности потребления природного газа на собственные нужды газотурбинных газоперекачивающих агрегатов используются показатели:

- коэффициент полезного действия газотурбинного газоперекачивающего агрегата, %:

$$\eta_{\text{ГПА}} = \eta_{\text{ГТУ}} \cdot \eta_{\text{пол}}$$

где $\eta_{\text{ГТУ}}$ – эффективный коэффициент полезного действия газотурбинного привода, %; $\eta_{\text{пол}}$ – полнотропный коэффициент полезного действия центробежного компрессора, %.

- удельный расход топливного газа газотурбинным приводом газоперекачивающего агрегата, м³/кВт·ч:

$$E_{\text{ТГ}}^{\text{ГТУ}} = \frac{3600}{(\eta_{\text{ГПА}} \cdot Q_{\text{п}}^{\text{р}})}$$

где $Q_{\text{п}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания природного газа для привода агрегата, кДж/м³.

Постоянное изменение режима работы газотурбинных газоперекачивающих агрегатов при изменении режима работы компрессорных станциях в связи с изменениями объемной производительности газоперекачивающих агрегатов неукоснительно ведет к уменьшению надежности и безопасности агрегатов из-за усталостного снижения механических показателей энергоэффективности.

Проведём анализ изменения показателей энергоэффективности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц-16, установленных по параллельной схеме обвязки центробежных нагнетателей, и газотурбинного газоперекачивающего агрегата ГПА-12Р «Урал», установленных по типовой смешанной схеме обвязки.

На рисунке 1 представлены результаты расчета показателей энергоэффективности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов со среднегодовыми значениями.

Изменение суточной производительности магистрального транспорта природного газа через компрессорную станцию в течение года представлено на рисунке 2.

Удельный расход топливного газа на газоперекачивающих агрегатах ГПА-Ц-16 и ГПА-12Р «Урал» представлен на рисунке 3.

Выводы:

1) Изменение показателя энергоэффективности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов в общем и целом более заметно при меньшем количестве агрегатов в компрессорном цехе, то есть увеличение номинальной мощности на единицу газоперекачивающего оборудования. Коэффициент полезного действия ГПА-12Р «Урал» имеет среднее от среднегодового показателя в 25,7% – ±3%, а вот ГПА-Ц-16 имеет отклонение ±5,3% от среднегодового КПД равного 21,5%.

2) Суточная производительность газоперекачивающих агрегатов ГПА-12Р «Урал» с меньшей номинальной мощностью в целом имеет меньший процент изменения, так как при большем количестве рабочих газоперекачивающих агрегатов, существует большая возможность для регулирования режима работы.

3) В этом же случае лучшим показателем удельного расхода топливного газа также обладает газоперекачивающий агрегат ГПА-12Р «Урал», так как на работу газоперекачивающего агрегата требуется меньший расход топлива ввиду уменьшения номинальной мощности оборудования

4) Анализ полученных данных расчета позволяет отметить преимущества газоперекачивающих агрегатов с меньшей номинальной мощностью – ГПА-12Р «Урал» по сравнению с газоперекачивающим агрегатом ГПА-Ц-16 с номинальной мощностью 16 МВт.

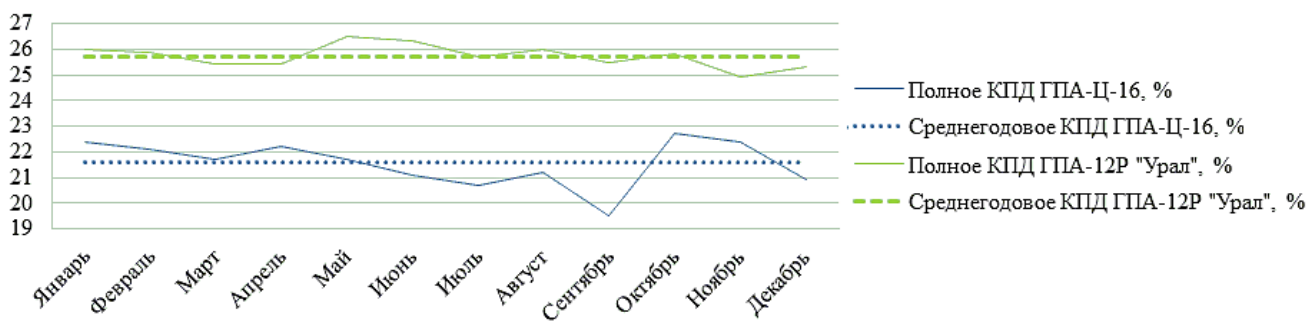


Рисунок 1 – Изменение полного КПД газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

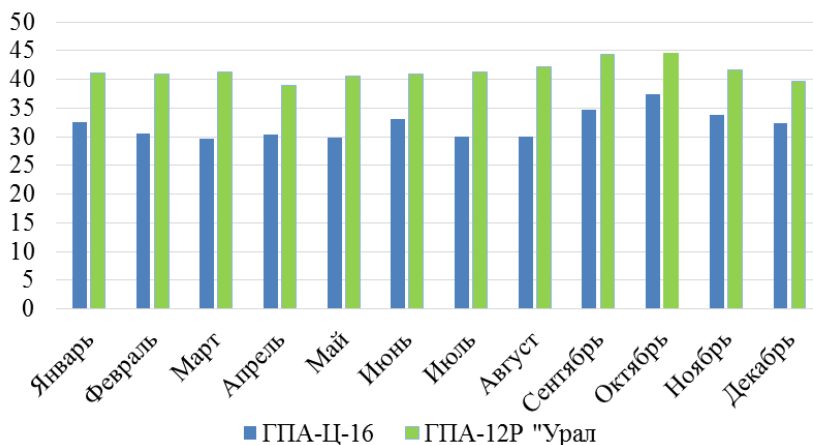


Рисунок 2 – Суточная производительность газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

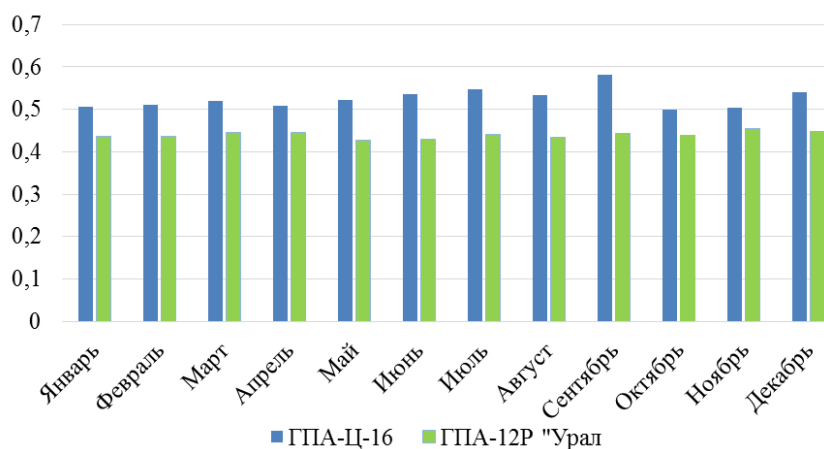


Рисунок 3 – Изменение удельного расхода топливного газа газоперекачивающих агрегатов

Данные выводы позволяют выявить характерные преимущества эксплуатации компрессорных цехов с газоперекачивающими агрегатами средней номинальной мощности 10-12 МВт при значительных перепадах производительности, но также требуется провести дополнительные исследования по таким показателям как надежность газоперекачивающего оборудования и эксплуатационные затраты, что позволит рассмотреть полную картину эффективности данного типа мощности агрегатов.

Библиографический список:

- Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009г. №261-ФЗ
- СТО Газпром 2-3.5-113-2007. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем. – М.: ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2007. – 198 с.

Мировые тенденции в нефтехимии: синтез высших углеводородов по методу Фишера-Тропша (СФТ)

Ратиер Н.И.

Ухтинский государственный технический университет, г. Воркута

Глобальная экологическая повестка, взявшая курс на декарбонизацию мировой экономики, может дать старт развитию отечественной нефтехимии. Эта отрасль относится к числу наиболее быстроразвивающихся в мире. Однако, Россия существенно отстаёт от мировых лидеров. Одним из критериев, характеризующих рост в этой отрасли, является годовое производство этилена. По данным Минэнерго России, суммарное производство этилена в мире составляет 175 млн.т. (данные на 2021 г.). Лидером являются США- 36 млн.т. В Китае производят 20 млн.т. В Саудовской Аравии – 18 млн.т. На Россию сегодня приходится 4,8 млн.т.

По оценке специалистов Минэнерго России, в ближайшие 15 лет будет увеличиваться спрос на нефтехимическую продукцию. Он даже будет опережать спрос на увеличивающееся потребление нефти. Поэтому в структуре использования углеводородов произойдут изменения: будет уменьшаться доля использования нефти в качестве моторного топлива (в связи с использованием возобновляемых источников энергии) и увеличиваться доля использования нефти в нефтегазохимической продукции.

Современная нефтехимия позволяет получать из углеводородов широчайший спектр продуктов и материалов. Под химическими продуктами подразумеваются функциональные производные углеводородов — спирты, альдегиды, кетоны, кислоты, галоид- и нитропроизводные, а также неорганические материалы — аммиак, водород. К материалам относят: пластмассы, каучуки, волокна, моющие средства, душистые вещества, лекарства, средства борьбы с сельскохозяйственными вредителями. Эксперты утверждают, что сегодня четыре из пяти окружающих человека предметов, созданы с помощью нефтехимии. Это, прежде всего, пластмассы, или, пластик, представляющие собой полимеры.

Создание технологии синтеза полимеров из углеводородов и композиций на их основе открыло новую эру в истории человечества. С помощью полимерных материалов и композитов на их основе создают технику нового поколения в авиационной, оборонной, космической промышленности, в строительной отрасли, в автомобилестроении.

В связи с распространением тренда к все более широкому использованию альтернативных источников энергии следует обратить внимание на возможность получения из углеводородов нефти водорода. По мнению учёных именно водород как экологически чистое топливо может стать ведущим энергоносителем в будущем. Поэтому водородная энергетика рассматривается Евросоюзом, как одна из стратегий решения экологических проблем.

Сегодня наиболее экономически выгодным считается производство водорода из ископаемого сырья. По данным Международного энергетического агентства, в структуре мирового производства чистого водорода 75 % приходится на природный газ, 23 % — на уголь. Мировой спрос на чистый водород в настоящее время находится на уровне 75 млн. тонн в год.

В октябре 2020 года Правительством РФ была утверждена дорожная карта по развитию водородной энергетики в России до 2024 г. Главная задача – расширение производства и потребления водорода, а также вхождение страны в число мировых лидеров по его производству и экспорту. Поэтому важнейшим направлением, на котором стоит сосредоточить усилия, является разработка технологий производства водорода (в том числе, из ископаемого сырья).

Огромные ресурсы природного газа в России идут либо на топливо, либо попросту сжигаются или закачиваются обратно в пласт. Такой подход в современных реалиях создает не только экологические, но и экономические проблемы.

Поэтому сегодня глобальной задачей отечественной нефтехимии является расширение химической переработки метансодержащих газов, разработка эффективных технологий органического синтеза на основе углеводородов, расширение и модернизация существующих нефтехимических производств.

Одним из наиболее актуальных направлений развития нефтехимии является получение химических продуктов из смеси CO и H₂ - синтез-газа – по методу Фишера-Тропша.

Технология превращения синтез-газа была разработана около 100 лет назад. Уже в начале 20 века по этому методу получали жидкое синтетическое топливо. Однако, широкого внедрения в промышленность технология до сих пор не получила. Интерес к ней развивался по синусоиде. Причин тому множество: и исключительно инженерно-технические, и экономические, и геополитические. Сегодня мы наблюдаем возрождение интереса, что обусловлено, на наш взгляд, мировой и национальной энергетической конъюнктурой.

Технологические возможности метода.

Сегодня известна целая группа методов получения синтетических топлив из синтез-газа под общим названием GTL. Это методы получили названия по виду используемого сырья: GTL (gas-to-liquid, «газ в жидкость»), CTL (coal-to-liquid, «уголь в жидкость»), BTL (biomass-to-liquid, «биомасса в жидкость»).

Технология GTL представляют собой стадийный процесс:

1. Получение синтез-газа (конверсией углеводородсодержащего сырья).

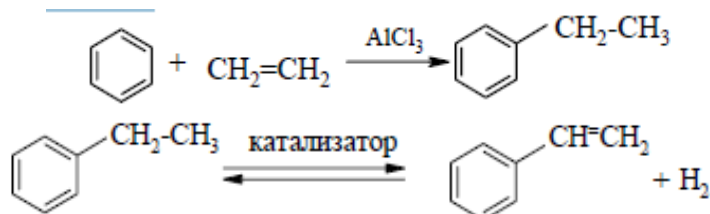
Синтез-газ может быть получен из разнообразного сырья: нефти, угля, торфа, тяжелых нефтяных остатков, биомассы, отходов с/х производства и др., т.е. из возобновляемых биоресурсов. С последним и связывают перспективность технологии.

2. Получение синтетических углеводородов (синтез Фишера-Тропша). На сегодня большинство производств сосредоточено именно на получении синтетических топлив. Однако, могут быть получены метанол и диметилвый эфир и огромный спектр веществ на их основе.

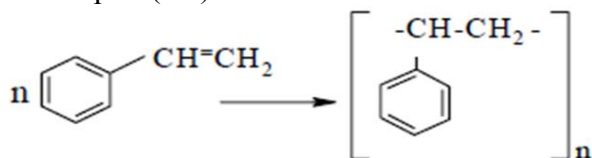
3. Облагораживание продукции, полученной на второй стадии (гидрокрекинг, гидроизомеризация) для придания высоких товарных свойств, разделение продуктов [1].

Существенным достоинством метода является отсутствие в продуктах синтеза серы, азотсодержащих и, иногда, ароматических углеводородов. Получают газообразные, жидкие, твердые фракции, которые являются самостоятельными продуктами, а также могут быть использованы в качестве сырья для дальнейших нефтехимических синтезов.

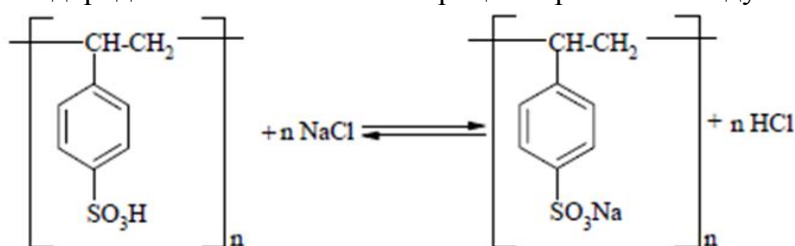
Из лёгкой газообразной фракции в промышленности получают ароматические углеводороды (бензол и его гомологи). Так, из бензола получают этилбензол, а из него стирол. С этой целью проводят каталитическое алкилирование бензола этиленом. Затем каталитическое дегидрирование.



На основе стирола получают многочисленные виды полимеров: полистирол, модифицированные стиролом полиэфиры, акрилонитрилбутадиенстирол (АБС), стирол-акрилонитрил (САН) и бутадиенстирол (БС).

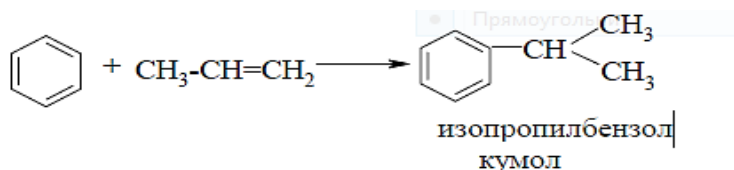


Из высокомолекулярных полимеров стирола, содержащих сульфогруппы и карбоксильные группы получают смолы – катиониты и аниониты. Эти вещества способны обменивать протоны водорода на ионы металлов. Процесс протекает следующим образом:

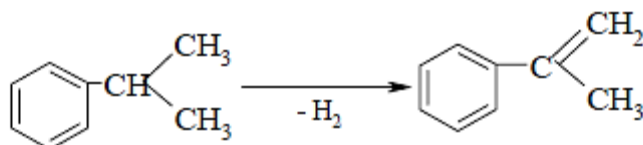


Катиониты и аниониты (иониты) находят широкое применение при обессоливании и умягчении воды, для извлечения ценных металлов из разбавленных растворов их солей, в производстве лекарственных веществ, в аналитической практике, в качестве катализаторов.

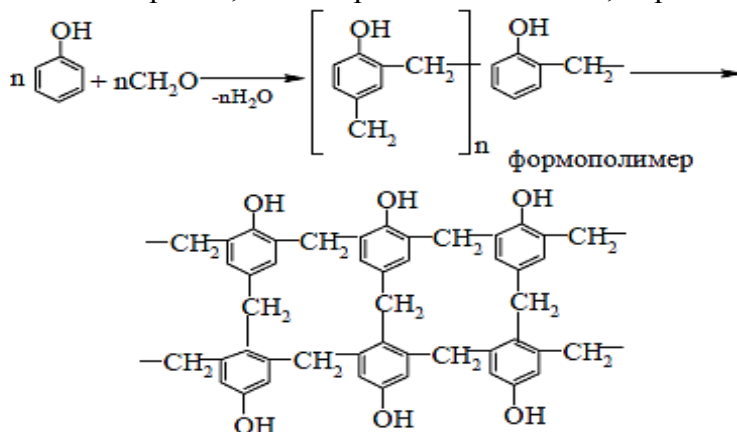
В промышленном масштабе ведут алкилирование бензола пропиленом для получения изопропилбензола (или кумола). Для этого синтеза расходуют почти половину производимого бензола.



При дегидрировании кумола получают метилстирол, из которого получают синтетические каучуки. Во время второй мировой войны кумол добавляли в топлива для улучшения его качества



Сегодня кумол, главным образом, используют для производства фенола. Реакцией конденсации фенола с формальдегидом получают фенолформальдегидные смолы. На их основе делают лаки, клеи, краски, обладающие рядом ценнейших свойств: термостабильность, устойчивость к агрессивным средам, диэлектрические свойства, хорошая формуемость [3].



Достоинством синтеза по методу ФТ является получение олефинов с нечетным числом атомов углерода, что невозможно с помощью традиционных методов.

Производимая нефтя (смесь углеводородов C₅-C₁₀) содержит большое количество линейных парафинов, изопарафинов, не содержит ароматических и циклических углеводородов. Она не загрязняет катализаторы, может применяться в качестве растворителя, а также добавки к прямогонному бензину для улучшения его качества [2].

Дизельное топливо, является, как правило, основным целевым продуктом процесса и имеет высокое цетановое число. Такое дизельное топливо практически не содержит серы и ароматических углеводородов, а также имеет низкую точку вскипания 90 % топлива и низкую плотность.

Получают воски (церезины), широко используемые в фармакологии, парфюмерии, производстве свечей, мастик, пластификаторов и пр. Низкие значения разлива и летучести восков обусловили их применение в качестве базового сырья для производства смазок [3]. Синтетические воски, получаемые в процессе СФТ, характеризуются высокой степенью чистоты и низкой аллергенная активностью. Также эти тяжелые парафины характеризуются низкими показателями розлива и летучести и являются лучшим базовым сырьем для производства смазок по сравнению с продуктами нефтепереработки [3]. Отсутствие серы и ароматических углеводородов делает экономически выгодным производство основы для масел, т.к. не требуется последующая очистка [4].

Таким образом, нефтехимическая промышленность производит синтетические материалы, прочно вошедшие в жизнь современного человека. Нефтехимическое производство это способ сложной переработки углеводородов, сырьём для которого служат продукты, получившиеся в результате базовых процессов, главным образом, это лёгкие фракции углеводородов - от газов до прямогонных бензинов. На долю России приходится около 24% мировых запасов газа. Многие месторождения расположены в неблагоприятных климатических зонах с неразвитой инфраструктурой. Поэтому существенная часть газов до настоящего времени остаётся невостребованной. Современная экологическая повестка требует новых подходов к монетизации российского газа, в числе которых могут быть GTL-технологии.

Библиографический список:

1. Краснова К.М. Технология GTL - история и перспективы развития // Материалы презентации ФГУНПП "Аэрогеология". - 2006. - №7. – С. 34-36.
2. Мордкович В.З., Синева Л.В., Кульчаковская Е.В., Асалиева Е.Ю. Четыре поколения технологии получения синтетического жидкого топлива на основе синтеза Фишера - Тропша // Катализ в промышленности. - 2015. - №5. - С. 25-28.
3. Синева Л.В., Мордкович В.З., Ермолаев В.С., Ермолаев И.С., Митберг Э.Б., Соломоник И.Г. // Катализ в промышленности. - 2012. - № 6.- С. 13-22.
4. Соломоник И.Г., Мордкович В.З., Ермолаев В.С., Синева Л.В., Митберг Э.Б. Пат. 2422202 РФ. Катализатор синтеза Фишера – Тропша и способ получения углеводородов на этом катализаторе. – 2011. - №14. – С. 18.

УДК 620.95

Варианты подготовки биогаза к сжижению

Рудакова А.Э., Митрофанова В.И.

Амурский государственный университет, г. Благовещенск

В последнее время в Европейских государствах большое внимание уделяется «голубым» методам получения тепла и электричества, к которым относят и использование биогаза, производимый при безвоздушном сбраживании осадков сточных вод, а также при переработке отходов животноводческих ферм и комплексов. В качестве положительных черт такого источника энергии следует отметить невысокую стоимость и возможное субсидирование органами властей использование такого источника энергии, однако состав и малое давление на выходе из азротенков без дополнительного компримирования затрудняют его квалифицированное применение.

Смесь такого состава (таблица 1) невозможно отдавать для трубопроводного транспорта вместе с природным газом и применять на типовых горелках из-за нетрадиционного состава и низкой калорийности. Поэтому необходима либо использование газа непосредственно на местах производства, либо дорогостоящая подготовка для доведения биогаза до требований устройств, использующих природный газ.

Одним из рассматриваемых способов повышения калорийности биогаза является его смешение с природным, но данного способа есть свои ограничения. Более актуальными следует считать методы, лишь основанные на общеприменимых для традиционных энергоносителей. Широко применяемыми процессами подготовки по [1,2] считаются процессы, основанные на селективных поглощениях загрязняющих веществ твердыми или жидкими поглотителями, но такие способы чаще всего неэффективны для биогаза, который характеризуется низким напором и используемым на месте получения.

Поэтому в качестве рассматриваемых методов первичной переработки биогаза необходимо рассмотреть применение мембранных модулей, удаляющих из газа значительную долю CO₂, серосодержащих соединений и воды, но традиционные схемы едва ли пригодны из-за недостаточного напора перерабатываемого энергоносителя. Поэтому для такого случая оптимальным может являться предварительное компримирование газа до давления 16 атм с последующим предварительным мембранным разделением.

Таблица 1 – Состав биогаза, полученного при анаэробном брожении в аэротенках (определено по ГОСТ 14920) [3]

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Результат
1	Компонентный состав: - CH ₄ + C ₂ H ₆ - CO ₂ - N ₂ - O ₂ - H ₂ S - H ₂	% об	66,0 27,9 5,2 0,8 0,1 менее 0,1
2	Массовая концентрация H ₂ S	г/м ³	1,4
3	Относительная влажность	%	63

Данная схема предполагает удаление до 30% об. газа-пермеата, в котором будет повышаться доля CO₂, H₂S и паров воды. Следует отметить, что также возможна и очистка пермиата от сероводорода традиционными методами, либо его утилизация в котлах для генерации тепла или электроэнергии.

Однако, при направлении ретанта на сжижение, поток не будет соответствовать предъявляемым требованиям – будет значительное превышение по диоксиду углерода и водяным парам, поэтому необходима его глубокая очистка, также неблагоприятное воздействие присутствующей влаги связано с накоплением льда внутри труб и на запорно-регулирующих устройствах, что способно вызвать остановку агрегатов с последующей их оттайкой. Одним из методов, достигающим нужных параметров является абсорбционная очистка газа.

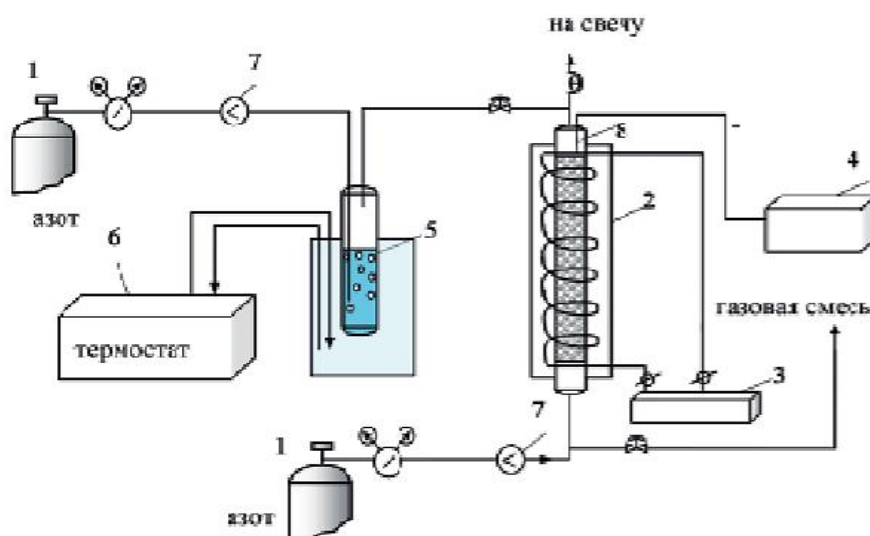
Однако, от закупаемых поглотителей в настоящее время потребителем ожидаются высокие показатели по адсорбционным свойствам. Кроме малого влагосодержания в осушенном газе, адсорбенты (чаще всего это цеолиты) должны обладать существенной статической и динамической емкостью, одновременно должны соблюдаться требования по препятствованию истирания и раздавливания, отсутствием значительного снижения возможности поглощения водяных паров и диоксида углерода в течении всего времени использования, а также, по возможности, пониженными температурами регенерации для снижения расхода топливного газа. Важным параметром является также возможность службы адсорбента в течении не менее 4 лет для снижения затрат на приобретение новых и утилизации старых адсорбентов. На работающих установках применяют цеолиты UOP, AXENS, CECA, BASF, обладающие высокой емкостью по воде и углекислоте. Необходимо уточнить, что синтетические цеолиты считаются лучшими поглотителями углекислоты и водяных паров и отличаются от альтернативным им силикагелям и адсорбентам на основе оксида алюминия. Так, например, цеолиты могут поглощать водяные пары даже из нагретых газов, а также для них характерны высокая избирательность при адсорбционных процессах и устойчивость к растрескиванию, особенно при использовании защитных слоёв [4].

При выборе оптимальных адсорбентов уделяют внимание как характеристикам свежих адсорбентов, так и исследования показателей после адсорбции и регенерации. При сравнениях определяются такие свойства сорбентов, такие как насыпная плотность; температура точки росы по воде обезвоженного газа и ее изменение; статическая и динамическая адсорбционные ёмкости; механическая прочность на истирание и раздавливание; склонность к коксообразованию, а также содержание кокса в конце циклов адсорбции и регенерации.

Однако следует отметить, что комплекс полноценных данных об адсорбентах можно получить после лабораторных испытаний цеолитов и такие данные позволяют выбрать оптимальный адсорбент и улучшить условия его использования. Для этого были проведены эксперименты по адсорбционной очистке биогаза на модельных смесях, эмитирующих ретант биогаза. Однако, из-за состава сырья возможно закоксовывание адсорбентов и уменьшение адсорбционной емкости, поэтому необходимо планировать эксперименты на возможность отложения кокса на цеолитах.

Эксперимент по закоксованию включает в себя отдувку остаточных поглощенных веществ из адсорбента в токе азота при 340-360°C, охлаждение адсорбента в азоте, подача газа через слой сорбента и выжиг коксовых отложений для их определения по [5]. В качестве компонент-коксообразователей в биогазе выступают тяжелые и ароматические углеводороды, например, н-бутан и бензол (в парах) как вещества.

При закоксовывании первоначально азот из баллона подается в два последовательно соединенных газопромывателя (на рисунке 1 показан один). В водяной бане поддерживаются изотермические условия за счет тающего льда для получения модельной смеси и регулирования влажности газа. Смесь подается в ректор, находящийся в электрической печи, температура в которой поддерживается с помощью ПИД-регулирования. После выполнения эксперимента в течение одних суток выполняется удаление поглощенных адсорбентом углеродсодержащих соединений инертным газом в течение часа при температуре 320-360°C. После выполнения десорбции выполняется определение увеличения массы адсорбента и вычисляются отложения кокса. На основе экспериментальных данных показано, что подбор цеолита не только по адсорбционной ёмкости, но и по отложениям кокса в процессе десорбции позволяет уменьшить коксообразование до 15% и увеличить периоды адсорбции во время процесса.



- 1 – баллон с инертным газом; 2 – электрическая нагревательная печь;
 3,4 – ПИД-регуляторы ОВЕН для измерения и контроля температуры; 5 – барботер;
 6 – водяная баня с тающим льдом; 7 – измерители потока; 8 – реактор

Рисунок 1 – Схема лабораторной установки определения адсорбционных характеристик

Таким образом, подбор технологии для подготовки биогаза к сжижению и оптимизации адсорбента позволяют повысить эффективность процесса и увеличить срок службы цеолитов.

Библиографический список:

- 1 Козлов А.М., Карпов А.Б., Швыдко О.А. Способ производства сжиженного природного газа. Патент на изобретение RU 2659870 С1. Дата публикации 04.07.2018.
- 2 Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М. Разработка комбинированного способа предварительной подготовки природного газа перед сжижением. Материалы VIII Международной научно-технической конференции «Низкотемпературные и пищевые технологии в XXI веке». С-Пб.: ИТМО. 2017. С. 132-134.
- 3 Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Козлов А.М. Современные методы анализа газов и газоконденсатов. Лабораторный практикум. С-Пб.: Лань. 2018. 120 с.
- 4 Трифонова И.Н., Козлов А.М. Определение ёмкости цеолитов для глубокой очистки газа перед ожижением. Тезисы докладов X всероссийской конференции «Новые технологии в газовой промышленности». М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2013. 151 с.
- 5 Козлов А.М., Федорова Е.Б., Карпов А.Б., Козлов К.М. Катализатор процесса окислительной ароматизации низших алканов. Патент на изобретение RU 2603775 С1. Дата публикации: 27.11.2016.

Оценка остаточного ресурса трубопровода по критерию трещиностойкости

Савич В.Л.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Малинин В.Г.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта**Орловский государственный аграрный университет им. Н.В. Парахина, г. Орел*

Одной из важнейших задач при эксплуатации трубопроводных систем, определяющих их технологическую безопасность, является оценка остаточного ресурса.

Данная задача становится наиболее актуальной для газопроводов, находящихся в длительной эксплуатации под воздействием различных факторов, отрицательно играющих на целостности конструкции. В результате их воздействий материал трубопровода накапливает внутри себя различные виды дефектов и для своей релаксации, чтобы не допустить мгновенного разрушения, накопленную энергию на структурном уровне стремится преобразовать в упруго-пластических областях. В результате различных механизмов преобразований энергии на первом этапе материал становится более пластичным, что позволяет значительно снизить нагрузку на структуру материала и сохранить целостность конструкции.

Таким образом, пластические свойства материала являются гасителями процессов развития неприятностей на структурном уровне. Однако в определенный момент времени под воздействием силовых факторов, согласно многочисленным исследованиям [1, 2, 3, 4], происходит процесс преобразования накопленных микрповреждений в видимый дефект.

Одним из распространенных видов дефекта для надземного трубопровода, является поверхностная трещина, ориентированная вдоль его оси. Указанный дефект образуется под действием внутреннего давления, в результате которого возникают растягивающие кольцевые напряжения, которые по характеру являются циклическими [5, 8].

Опираясь на исследования [4, 6, 7] для оценки живучести трубопроводов с трещиноподобным дефектом применяется формула Пэриса-Эрдогана.

$$\frac{dl}{dN} = 10^{-8}(\Delta K_1^v)^2. \quad (1)$$

где l – длина трещины; N – ресурс, число циклов; ΔK_1^v – размах коэффициента интенсивности напряжений (КИН); v – тип подхода к расчету КИН (k – классический; m – структурный).

Для трещин с малой глубиной коэффициент интенсивности напряжений классической механики разрушения представлен:

$$K_1^k = \sigma\sqrt{\pi l}. \quad (2)$$

В рамках структурно-энергетического подхода, коэффициент интенсивности напряжений имеет вид:

$$K_1^m = \sigma f(J) \sqrt{\frac{\pi b}{1 + 5,6 \left(\frac{b}{l}\right)^2}}, \quad (3)$$

$$f(J) = \frac{2h}{d} \frac{d^2}{D^2 - d^2} \left[2 \left(J_0 + \frac{2b}{D} J_1 \right) \right],$$

здесь: h – толщина стенки трубопровода; b – глубина погружения несквозной трещины; D , d – соответственно внешний и внутренний диаметры; $f(J)=f$ – параметр перераспределения энергии на структурном уровне (ППЭ) с учетом геометрических параметров трубопровода; J_i – комплексный энергетический критерий напряженного состояния в упругой (J_0) и пластической (J_1) областях.

Поскольку коэффициент интенсивности напряжений, представленный формулой (3) учитывает длину и глубину трещины, то остаточный ресурс определяется с учетом взаимного влияния указанных геометрических параметров трещины.

$$\frac{dl}{dN} = 10^{-8}(\Delta K_1^m)^2, \{N_1\}$$

$$\frac{db}{dN} = 10^{-8}(\Delta K_1^m)^2, \{N_2\}.$$
(4)

В рассматриваемой работе предполагается не только определение остаточного ресурса трубопровода, но и сопоставление результатов расчетов числа циклов с учетом предлагаемых коэффициентов интенсивности напряжений.

С учетом того, что энергетический коэффициент интенсивности напряжений является двухфакторным по геометрическим параметрам, то и количество циклов представлено двумя вариантами N_1 и N_2 , связанные соответственно с длиной и глубиной трещины.

В этом случае нами предлагается использовать комплексный параметр определения числа циклов, в котором учитывается с одной стороны – вероятность совместного развития, с другой -теорию удельной энергии формоизменения, что отображено в формуле (5).

$$N = \frac{N_1 N_2}{\sqrt{N_1^2 + N_2^2 + N_1 N_2}}.$$
(5)

После ряда математических операций, связанных с решением дифференциальных уравнений с разделяющимися переменными, получаем системы интегральных выражений.

$$\int_{l_0}^{l_k} \frac{dl}{l} = 10^{-8} \pi \sigma^2 \int_0^N dN.$$
(6)

$$\begin{cases} \int_{l_0}^{l_k} \frac{l^2 + 5,6b^2}{bl^2} dl = 10^{-8} \pi (f\sigma)^2 \int_0^{N_1} dN, \\ \int_{b_0}^{b_k} \frac{l^2 + 5,6b^2}{bl^2} db = 10^{-8} \pi (f\sigma)^2 \int_0^{N_2} dN. \end{cases}$$
(7)

Здесь b_0, l_0 – начальные параметры трещины; b_k, l_k – конечные (критические) параметры трещины.

Решая систему выражений (6-7), получаем варианты определения остаточного ресурса:

$$N = \frac{10^8}{\pi \sigma^2} \ln \left(\frac{l_k}{l_0} \right),$$
(8)

$$N_1 = \frac{10^8}{\pi (f\sigma)^2} \left(\frac{l_k - l_0}{b_0} + 5,6b_0 \left[\frac{l_k - l_0}{l_k l_0} \right] \right),$$
(9)

$$N_2 = \frac{10^8}{\pi (f\sigma)^2} \left(\ln \left(\frac{b_k}{b_0} \right) + 5,6 \left[\frac{b_k^2 - b_0^2}{l_0^2} \right] \right).$$
(10)

$$N = \frac{N_1 N_2}{\sqrt{N_1^2 + N_2^2 + N_1 N_2}}$$

Уравнение (8) представляет собой классическую методику, с помощью которой определяют остаточный ресурс рассматриваемого объекта.

Уравнения (5, 9, 10) формируют усовершенствованный подход к определению остаточного ресурса. В основе закладывается совместный механизм развития трещины двух ее геометрических параметров – длины и глубины.

Результаты расчетов по формулам (8, 9, 10, 5) продемонстрированы на рисунках (1-3) при первоначальных данных, представленных на рисунке 1 для трубопровода со следующими параметрами: внешний диаметр $D=1420$ мм, толщина стенки $h=16$ мм, сталь 09Г2С; кольцевые напряжения $\sigma=250$ МПа. Критические параметры дефекта: длина дефекта $l_k=43,25$ мм, $b_k=10,63$ мм

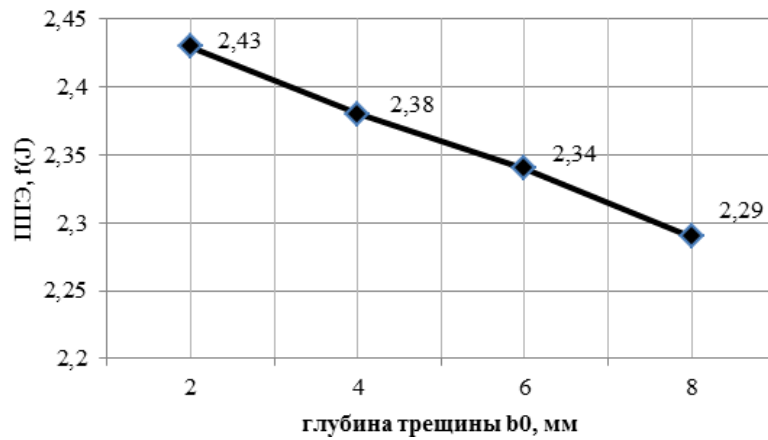


Рисунок 1 – Исходные данные для несквозной трещины при первоначальной длине дефекта $l_0 = 10$ мм

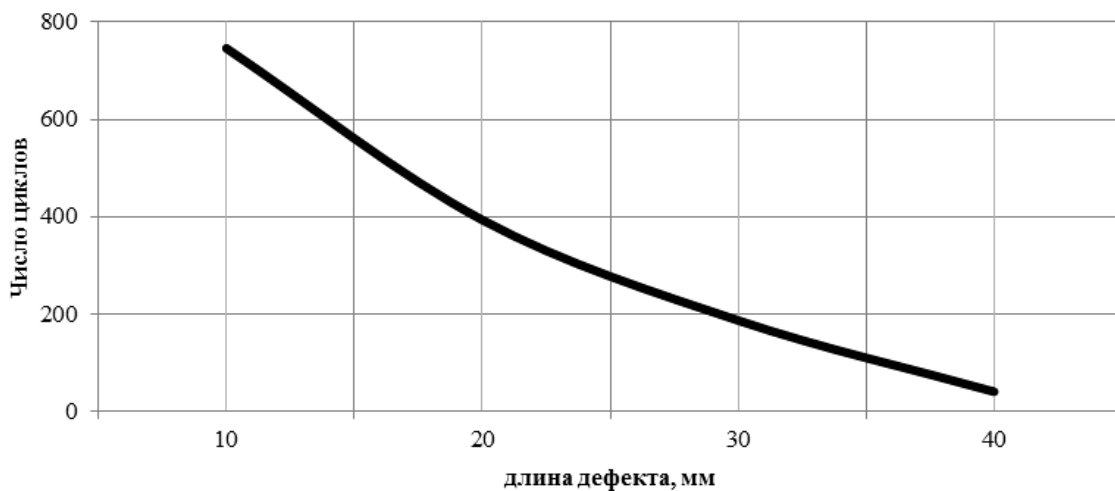


Рисунок 2 – Остаточный ресурс трубопровода (формула 8)

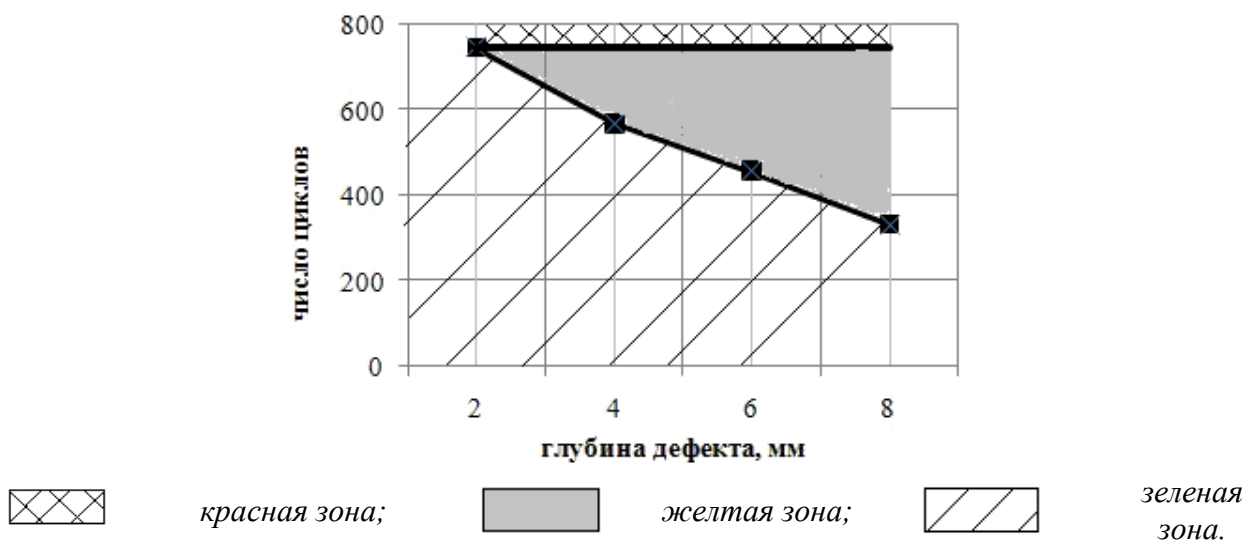


Рисунок 4 – Остаточный ресурс трубопровода (структурно-энергетический подход) при первоначальной длине трещины $l_0 = 10$ мм

Согласно результатам расчетов, представленных на рисунке 4, применение предложенного коэффициента интенсивности напряжений учитывает процессы совместного развития двух геометрических параметров дефекта, что позволяет выделить критические зоны, согласно которым можно сформулировать критерии развития процесса повреждаемости.

Зеленая зона характеризуется процессом накоплений повреждений на структурном уровне, перераспределение накапливаемой энергии между упругими, пластическими областями материала с целью сохранения целостности механической системы. В этой зоне рост трещины практически не наблюдается, происходит подготовки перехода от микроповреждений к макроповреждению. Основным критерием прочностной оценки по трещиностойкости является соотношение: $K_I < K_{Imin}$.

Желтая зона представляет собой область дискретного роста трещины за счет освобождения энергии на структурном уровне, связанного с достижением показателя повреждаемости точки невозврата. Развитие трещины происходит рывками за счет структурных автоколебаний дефектов, т.е. как только собственная частота автоколебаний дефектов совпадает с частотой вынужденных колебаний наблюдается рывок по развитию трещины по какому-либо геометрическому параметру. Затем трещина снова находится в состоянии динамического покоя до наступления благоприятных резонансных условий для последующего развития.

Для данной зоны основным критерием является соотношение: $K_{Imax} \leq K_{Icmin}$.

Красная зона характеризуется мгновенным разрушением, вскрытием трещины, основным критерий по трещиностойкости имеет вид: $K_I \geq K_{Ic}$.

Таким образом, в предлагаемой работе установлены границы применения основных законов механики деформируемого твердого тела для решения инженерных задач. В частности, для зеленой зоны рекомендуется применять структурно-аналитическую теорию прочности, мезомеханику, а также структурно-аналитическую теорию автоколебаний дефектов. Для желтой и красной зон рекомендуется применять законы механики разрушения. Помимо указанных научных теорий рекомендуется совместно с ними использовать вероятностные подходы для прочностной оценки трубопроводов, находящихся в длительной эксплуатации вследствие того, что большинство характеристик материала становятся случайными величинами.

Библиографический список:

1. Велиюлин И.И., Городниченко В.И. Анализ статистических данных критических размеров дефектов труб, ставших причинами разрушения газопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2020. № 3–4. С. 80–85.
2. Байков И.Р., Дарсалия Н.М. и др. Анализ аварийных отказов длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов/Нефтегазовое дело. Экология, охрана труда, пожарная и промышленная безопасность. – 2018, т.16, № 3 – С.114-119.
3. Кучерявый В.И., Шарыгин А.М. Оценка надежности трубопроводов методами линейной механики разрушения /Известия вузов. Строительство - М, «Наука, 1993 - № 2, с. 94-96
4. Зорин А. Е. Научно-методическое обеспечение системы поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов: дис. ... докт. техн. наук: 25.00.19 / Зорин Александр Евгеньевич. – М., 2016. – 332 с.
5. Кучерявый В.И., Крайнев Д.С. Оценка надежности нефтепровода по критерию кольцевых напряжений / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 1, С. 75-79
6. Молотников В.Я. Курс сопротивления материалов: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2006. – 384 с.
7. Зайнулин Р.С. Критерии безопасного разрушения элементов трубопроводных систем с трещинами / Р.С. Зайнуллин, Е.М. Морозов, А. А. Александров. – М.: Наука, 2005. – 316 с.
8. Покровский А.М. Оценка живучести магистральных трубопроводов с учетом остаточных сварочных напряжений /А.М. Покровский, О.А. Волоховская, В.Г. Лешковцев, Г.Я. Пановко/ Проблемы машиностроения и надежности машин. – М.: Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН. – 2007, № 3, С. 110-117.

Оптимизация работы узла предотвращения гидратообразования на примере ГРС-3 «Ново-Александровка»

Сафин Р.М., Галимов А.А.,

Асадуллин А.И., Гаррис Н.А.

ООО «Газпром трансгаз Уфа», УГНТУ, г. Уфа

Узел предотвращения гидратообразования является одним из основных на газораспределительной станции (ГРС). В соответствии с законом Джоуля-Томпсона при редуцировании температура природного газа значительно понижается, при этом увеличивается вероятность образования газогидратов, закупорки газопровода и нарушения работы регуляторов давления. Наиболее оптимальным вариантом решения данной проблемы является предварительный подогрев газа в теплообменниках и подогревателях газа [1]. От эффективности работы данного узла зависит надежность всей газораспределительной системы.

Существующие методики четко регламентируют работу и обслуживание узлов предотвращения гидратообразования лишь на небольших ГРС, где установлен один подогреватель газа (ПГ). При большем количестве ПГ, имеющих определенный диапазон настройки, возникает проблема их наиболее эффективного включения в работу.

Данная работа посвящена разработке алгоритма, определяющего наиболее эффективное включение в работу нескольких ПГ на основе гидравлического и теплового расчетов, а также определении технического состояния оборудования.

В качестве объекта исследования была выбрана ГРС-3 «Ново-Александровка», которая является одной из крупнейших газораспределительных станций ООО «Газпром трансгаз Уфа». После реконструкции на ГРС были установлены 8 ПГ марки ГПМ-ПТПГ-100.

Алгоритм расчета наиболее эффективного включения нескольких ПГ в работу построен на основе трех составляющих:

1. гидравлический расчет определяет распределение потока подогреваемого газа между «открытыми» ПГ;
2. тепловой расчет определяет распределение температуры подогреваемого газа в коллекторе и индивидуальную тепловую нагрузку ПГ, а также приоритетность включения ПГ в работу на основе полученного КПД;
3. определение факторов, влияющих на техническое состояние ПГ, позволяет внести дополнительные экспертные правила, которые также влияют на приоритетность включения того или иного ПГ.

По причине отсутствия устройств измерения расхода подогреваемого газа через каждый подогреватель газа первоочередной задачей являлось именно определение распределения потоков между ПГ. Для этого, в соответствии с принципиальной схемой гидравлической обвязки узла предотвращения гидратообразования (рисунок 1), была решена гидравлическая задача. В результате вычислений был получен вывод о том, что потери давления внутри подогревателя газа кратно превышают потери во внешней обвязке, что свидетельствует о равномерном распределении потоков подогреваемого газа между ПГ.

На следующем этапе было получено распределение температуры в коллекторе при смешении газовых потоков с различными термодинамическими характеристиками, которое основано на уравнении теплового баланса.

К тепловому расчету также относится определение коэффициента полезного действия ПГ по прямому балансу с помощью параметров, определяемых блоком управления подогревателем газа (БУПГ):

- температура подогреваемого газа на входе в ПГ;
- температура подогреваемого газа на выходе из ПГ;
- температура теплоносителя;
- режим горения.

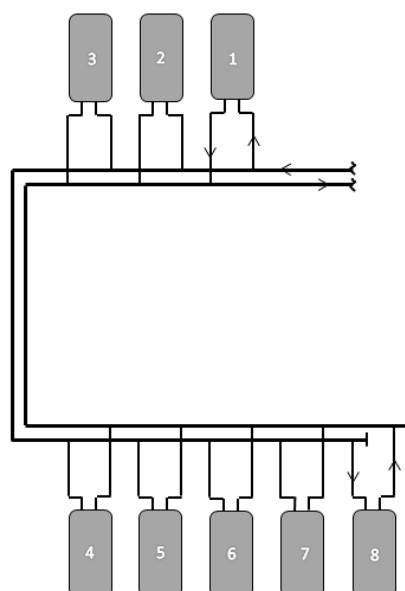


Рисунок 1 – Принципиальная схема гидравлической обвязки узла предотвращения гидратообразования ГРС-3 «Ново-Александровка»

Одним из ключевых моментов, на которых построен алгоритм, является повышение надежности работы ПГ. Данный тип подогревателей газа может работать на четырех режимах: «запальник», «малое горение», «среднее горение», «большое горение» [2]. Исходя из опыта эксплуатации ПГ с промежуточным теплоносителем, можно сделать вывод о том, что длительная работа подогревателя в режиме «запальник» является наиболее критичной, так как при этом фронт пламени наиболее близок к горелочному устройству, что приводит к повышенным температурным напряжениям и дальнейшему появлению трещин. На рисунке 2 представлен пример длительной работы ПГ в режиме «запальник».



Рисунок 2 – Растрескивание горелочного устройства подогревателя газа вследствие повышенных температурных напряжений

Данный факт учтен в алгоритме, так как работа ПГ на режиме «запальник» будет осуществляться только при невозможности работы на других режимах.

Учитывая все вышесказанное, был построен алгоритм наиболее эффективного включения нескольких ПГ в работу (рисунок 3). Он основан на переборе количества работающих подогревателей газа от меньшего к большему, а сопоставление необходимой температуры подогреваемого газа на выходе из ПГ с аналогичными температурами при различных режимах работы горелочных устройств даст представление об итоговом режиме работы подогревателей газа. Также данный алгоритм учитывает приоритетность включения в работу ПГ по их техническому состоянию и КПД.

Таким образом, итогом данной работы является разработанный алгоритм наиболее эффективного включения нескольких подогревателей газа в работу, который в дальнейшем может быть интегрирован в систему автоматического управления ГРС для повышения уровня автоматизации объекта. Несмотря на то, что данный алгоритм разрабатывался для конкретного объекта и оборудования, основные его принципы могут быть использованы для оптимизации работы схожих объектов.

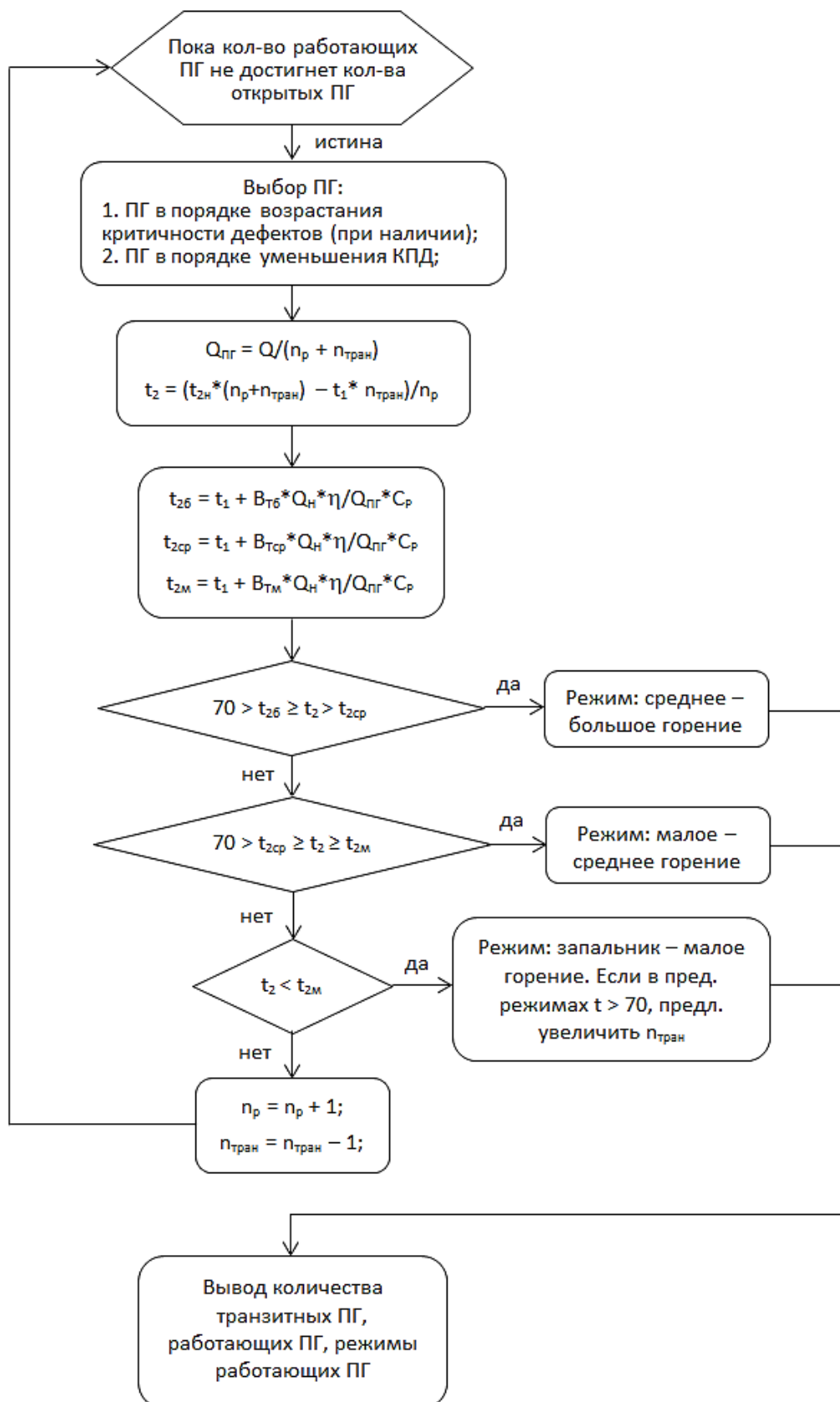


Рисунок 3 – Алгоритм наиболее эффективного включения нескольких подогревателей газа в работу

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 Газораспределительные станции. Правила эксплуатации.
2. Подогреватель топливного и пускового газа ГПМ-ПТПГ-100. Руководство по эксплуатации. ГПМ-ПТПГ-100-00.00.000 РЭ.

**Об особенностях сооружения подводных переходов магистральных трубопроводов:
выбор технологии и используемое оборудование**

Серикова Е.П., Борейко Д.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Сериков Д.Ю.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Как известно, трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов является одним из самых надежных и экономичных способов доставки перекачиваемых продуктов от мест добычи и переработки к пунктам сдачи потребителям. Магистральные трубопроводы являются сложными инженерными сооружениями, являющимися основой топливно-энергетического комплекса любой страны. При этом газопроводы имеют наибольшую протяженность в мире, которая по данным достигает 2895,9 тыс. км (в том числе 2102,4 тыс. км – в Северной Америке, 247,0 тыс. км. – в Европе, 176,8 тыс. км – в России). Что касается трубопроводных систем, транспортирующих нефть и нефтепродукты, то по территории России, протяженность магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» составляет 52,5 тыс. км, магистральных нефтепродуктопроводов - 19,3 тыс. км, в то время как, например, в США протяженность нефтепроводов составляет 82,63 тыс. км, и нефтепродуктопроводов – 139,186 тыс. км.

Объектами магистрального трубопроводного транспорта являются нефтеперекачивающие станции (НПС), средства защиты трубопровода от повреждений, средства контроля работы трубопровода и оборудования, а также различные переходы, которые сооружаются для преодоления искусственных и естественных препятствий. К искусственным препятствиям относятся объекты, построенные человеком (переходы через железные дороги, автодороги), а к естественным - гидрологические особенности района строительства (подводные переходы через реки, озера и другие водные препятствия).

С точки зрения нормативного определения подводный переход (ПП) магистрального трубопровода является объектом магистрального трубопровода, размещенным на землях водного фонда, но не являющегося гидротехническим сооружением и не осуществляющим водопользования. Причем ПП представляет собой высокую потенциальную опасность, т. к. является элементом линейной части магистрального трубопровода.

Следует отметить, что существует и такой вид переходов, которые представляют собой не подводные, а надводные (надземные) или воздушные переходы, вынужденное использование которых, обусловлено невозможностью применения иных методов строительства. Однако очевидное преимущество переходов такого типа (отсутствие повреждений береговых склонов и нарушений руслового режима реки), компенсируется целым рядом недостатков, среди которых необходимо остановиться на следующих:

- усложнение конструкций переходов за счет использования несущих конструкций из металла;
- необходимость компенсации температурных и целого ряда других деформаций;
- воздействие, связанное с климатическими факторами, такими как, солнечная радиация, различного рода осадки и др.

Поэтому далее мы сосредоточимся именно на рассмотрении ПП, имея ввиду, переходы под поверхность (или на дне) рек, морей, озер.

Необходимо подчеркнуть, что технология сооружения ПП переходов является неотъемлемой частью трубопроводного транспорта и характеризуется множеством особенностей, которые нужно учитывать как на этапе сооружения, так и при дальнейшей эксплуатации таких участков.

ПП нефтепроводов сооружаются и эксплуатируются строго в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации и с принципами стандартизации в Российской Федерации, установленными Федеральным законом Российской Федерации от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ «О техническом регулировании», правилами

разработки и утверждения сводов правил - Постановлением Правительства Российской Федерации от 19 ноября 2008 г. N 858 «О порядке разработки и утверждения сводов правил», а также сводом правил СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (Trunk pipelines) - актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85. В настоящее время в системе магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» эксплуатируется свыше 1400 подводных переходов общей протяженностью около 3000 км.

В соответствии с нормативной документацией ПП подразделяются по группам сложности в зависимости от ширины водного объекта - таблица 1.

Таблица 1 – Классификация подводных переходов по группам сложности

Группа сложности	Характеристика условий пересечения водного объекта
Малые переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средних глубинах 1,5 м.
Средние переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 м до 75 м при средних глубинах 1,5 м.
Большие переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения более 75 м. Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения менее 75 м, но зона затопления которых составляет более 500 м (10% вероятности превышения уровня воды при 20 – дневном стоянии).

Кроме этой сегодня имеется достаточно большое число классификаций ПП через реки и водоемы по различным признакам: по ширине и глубине водной преграды, по паводковому режиму, по видам грунтов, слагающих дно реки и берегов, по группам сложности, по техническому состоянию и особенностям эксплуатации, по конструктивному исполнению и пр.

Прежде чем приступить к сооружению ПП его следует надлежащим образом спроектировать с соблюдением всех норм и правил, предусмотренных законодательством. Для проектирования ПП магистральных трубопроводов необходимо иметь целый массив данных, позволяющего определить следующие базовые параметры:

- эффективный створ и геометрические параметры профиля подводного трубопровода;
- величины и характер русловых деформаций;
- наиболее рациональные конструкционные параметры подводного перехода;
- финансовые затраты на создание перехода.

В связи с этим ПП газонефтепроводов проектируются исключительно на основании данных геодезических, гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий дальнейшей эксплуатации в районе строительства. При этом главные правила при выборе створа и места перехода сводятся к следующим:

- необходимо располагать на прямолинейных или слабоизогнутых участках рек с минимальной шириной поймы;
- необходимо пересекать водный бассейн под прямым или близким к нему углом;
- не пересекать многорукавные русла и излуины рек со спрямляющими протоками;
- не располагать ниже по течению от мостов, промышленных предприятий, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений, водозаборов и пр.;
- необходимо избегать нерестилища и участки скопления рыб.

По завершении этих подготовительных этапов необходимо основываясь на полученной базе данных произвести выбор метода, которым следует проводить сооружение конкретного ПП. Для этого разрабатывают проект ПП нефтепровода, который включает в себя, помимо пояснительной записки с технико-экономическим обоснованием выбора метода прокладки ПП, еще чертежи, рабочую и сметную документации, проект строительства, разделы охраны среды, оценки степени промышленных рисков, а также различные согласования с надзорными органами и целым рядом других заинтересованных организаций.

В настоящей работе считаем необходимым сосредоточиться на особенностях выбора технологии сооружения ПП и характеристике используемого при этом оборудования. С этой целью остановимся на применяемых технологиях (методах) строительства ПП, используемых в российской практике.

При строительстве ПП магистральных трубопроводов через водные преграды применяют как траншейный, так и группу бестраншейных технологических методов. Представляется необходимым остановиться на применимости того, или иного методов сооружения ПП. [1]

Охарактеризуем каждый из перечисленных методов сооружения ПП подробнее.

1. Траншейный метод

Как отмечалось выше технология траншейной укладки ПП в настоящее время применяется через любые водные преграды, в случаях невозможности применения других методов сооружения ПП. В имеющихся нормативных документах закреплены соответствующие алгоритмы выбора основных механизмов разработки траншеи как для судоходных, так и несудоходных рек. При этом разработка траншеи может выполняться экскаватором (с понтона), землесосными снарядами, черпаковыми гидравлическими земснарядами, плавучими кранами.

Рассмотрим технологию протаскивания трубопровода по дну. Для этого трубу протаскивают по дну подводной траншеи с одного берега к другому с помощью специального прочного троса, заранее проложенного непосредственно в самой траншее (см. рисунок 1).

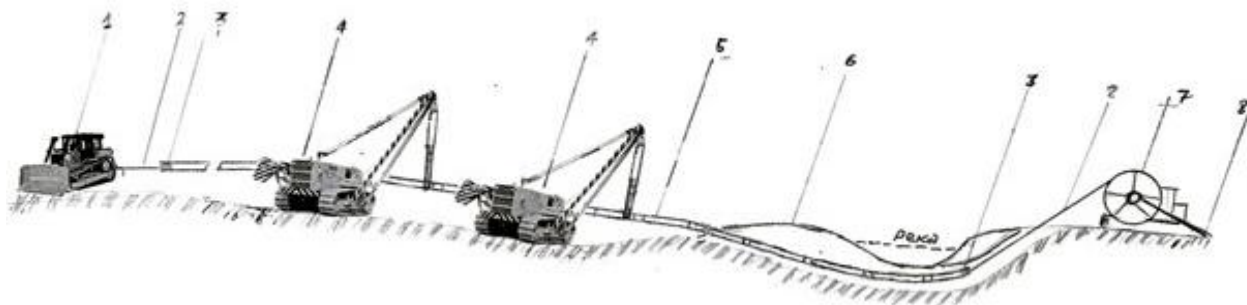
До начала прокладки необходимо подготовить не только трубопровод, но и береговые, а также подводную траншею. Непосредственное протаскивание возможно осуществлять только после установления полного соответствия фактических данных подводной траншеи проектным.

Нужно учитывать одно из главных требований, которое необходимо соблюдать при строительстве ПП магистральных трубопроводов различного назначения, является их заглубление ниже проектного профиля размыва русла реки, определяемого на основании материалов инженерных изысканий с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет эксплуатации перехода для траншейного способа (50 лет – для бестраншейного способа, при условии использования ННБ).

2. Бестраншейные методы

Бестраншейные способы сооружения ПП используются при пересечении различных водных препятствий (озера, реки, каналы, болота) в качестве альтернативного метода траншейной прокладки, особенно на участках особо охраняемых территорий с уникальной средой обитания. При этом выбор конкретной технологии бестраншейного метода - наклонно-направленного бурения (ННБ), микротоннелирования; метода «труба в трубе» или горизонтально-направленным бурением щитом (ГНБЩ) осуществляется на основании тщательного изучения конкретных условий водной преграды и окружающей местности.

Начнем рассмотрение этой группы с метода наклонно-направленного бурения (ННБ), применение которого характеризуется малым временем сооружения ПП, и ограничивается сложным видами грунта (гравийные, включения валунов и гальки, песчаные и глинистые), а также техническими ограничениями бурового оборудования, лимитирующими протяженность ПП и диаметр трубопровода



- 1 – бульдозер, 2 – тяговый трос, 3 – оголовок, 4 – трубоукладчик, 5 – трубопроводная плеть,
6 – разработанная траншея, 7 – тяговая лебедка, 8 – анкер

Рисунок 1 – Схема укладки трубопровода способом протаскивания по дну подводной траншеи

Причем возможность реализации и выбор технологии строительства ПП методом ННБ определяют на основании определения категории технологической сложности строительства.

Метод ННБ заключается в использовании специального и бурового оборудования (буры, штанги) и реализуется при за счет последовательного выполнения следующих этапов.

Первоначально осуществляется бурение пилотной скважины, которая бурится непосредственно по траектории, предусмотренной проектом. Далее производят расширение скважины с последующим калиброванием. По завершению операции по расширению скважины до нужного диаметра, расширитель барабанного типа аналогичного диаметра трубопроводу, протаскивают по всей длине скважины. В финале производится непосредственное протаскивание трубопровода таким образом, чтобы головная часть протаскивающего устройства крепилась к колонне бурильных труб, проходящих вдоль скважины к буровому станку (установке).

Осуществление постоянного вращения буровой штанги в процессе бурения ННБ, сочетающееся с нажимом позволяет формировать прямолинейную скважину за счёт специального созданного наклона, в результате чего строится скважина заданного профиля и кривизны, а осевое усилие в отсутствие вращения ведет к уходу штанги от требуемого направления проходки.

Арсенал средств для расширения скважин, используемых при сооружении ПП методом ННБ представлен на рисунке 2 [2]. Так к расширителям режуще-скальывающего типа, применяемым при бурении пород до 1 категории прочности, относятся лопастные расширители (рисунок 2, а) и расширители бочкообразной формы (рисунок 2, б). Лопастный расширитель требует большого объема промывки ствола скважины. С целью повышения его эффективности, в некоторых случаях его дополнительно дооснащают шарошечным вооружением [4, 5].

Шарошечные расширители представляет собой породоразрушающие инструменты дробяще-скальывающего воздействия на разрушаемую породу. По конструкции расширители различаются в зависимости от большого количества факторов, таких как: способов расширения пилот-скважины (в один или несколько этапов); требуемых диаметров скважин и др. Внешний вид таких расширителей приведен на рисунках 2, в и 2, г. Расширители оснащенный шарошечным вооружением применяют при бурении пород различной твердости и абразивности, в связи с этим механическая скорость проходки при их использовании варьируется в широком диапазоне (от 0,5 до 4 м/ч).

Как правило такие расширители оснащаются одноконусными шарошками или «режущими комплектами» (лапа с шарошкой) от обычных шарошечных долот. Количество и расположение шарошек на корпусе расширителя может достигать 5 и более и размещаться в один и более ярусов. Тем не менее, их расположение и количество не всегда является оптимальными с точки зрения физико-механических характеристик разбуриваемых пород. В большинстве случаев они не представляют собой сменные элементы расширителя, что снижает надежность агрегата в целом. Смена шарошек предусмотрена в расширителях современной конструкции фирмы INROCK (рисунки 2, д и 2, е). Схема ННБ представлена на рисунке 3.

Комплексы для ННБ подразделяются на несколько групп по значению усилия прямой (или обратной) тяги, что является основным параметром, характеризующим этот вид оборудования.

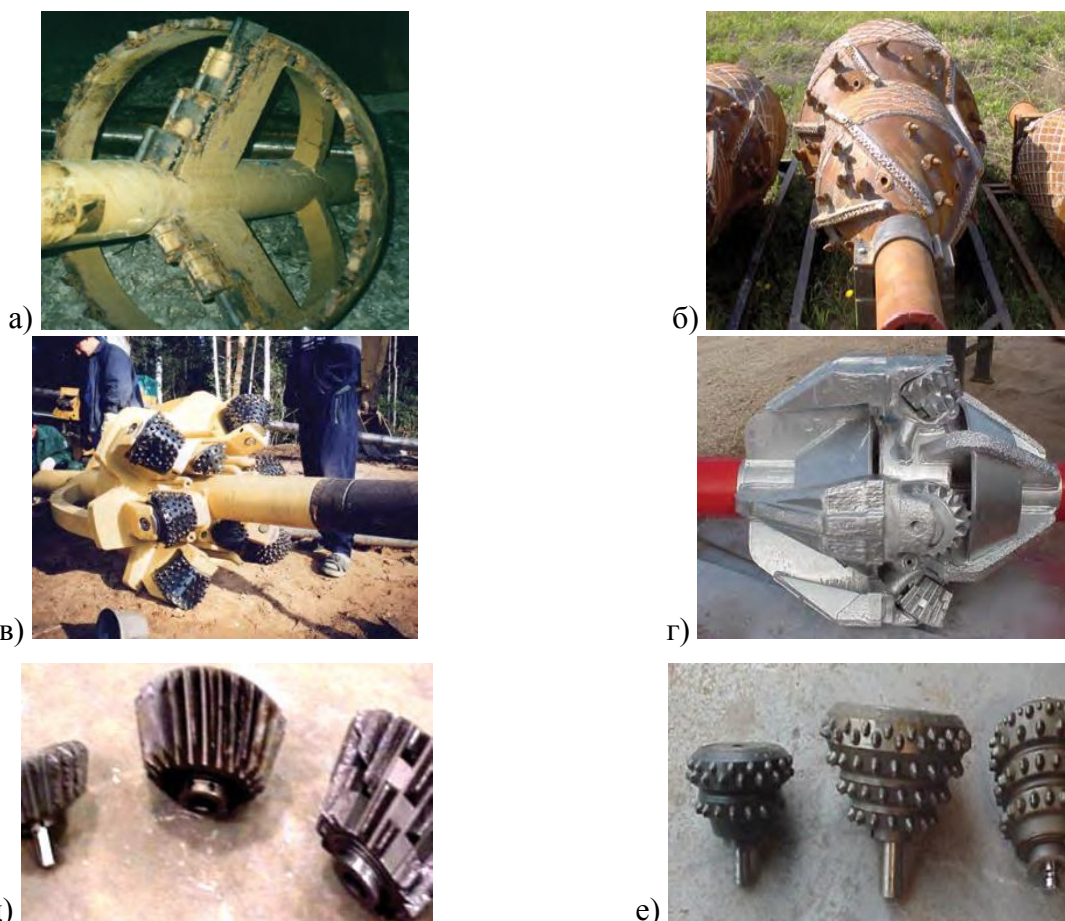
Микротоннелирование вторая по распространенности технология создания ПП бестраншейным методом, которая осуществляется посредством сооружения тоннеля при помощи управляемого дистанционно проходческого бурового щита (рисунок 4)

Микротоннельная установка является комплексом агрегатов, одновременно взаимодействующих между собой в процессе строительства микротоннеля. Как правило, установка включает в себя следующие агрегаты:

- головка бурильная, включающая буровой щит, конусную дробилку и смесительные камеры;
- основная станция вдавливания, включающая раму и два силовых гидроцилиндра;
- агрегат гидравлический, осуществляющий запитку основной и промежуточной станций вдавливания.

Проходка грунта осуществляется микрощитами, выпускаемых различными производителями. Управление микрощитом осуществляется дистанционно. Мощная домкратная станция, установленная в шахте на глубине прокладки трубопровода, приводит этот микрощит в поступательное движение. Проходя через грунт, микрощит создает место для установки труб (полимер- или железобетонных, асбестоцементных, стеклопластиковых, керамических).

Проходческий щит, представляющий собой конусную рабочую головку, оснащенную режущей структурой в виде зубчатых элементов, кулаков и различной геометрии дробящих породу выступов, путем механического воздействия разрушает породу и формирует цилиндрическое пространство, сквозь которое впоследствии прокладываются газонефтепровод. По мере продвижения щита, разрушенная порода скапливается в свободной передовой части инструмента, где щит дробилки представляющий собой конусную поверхность, перемалывает его и транспортирует в смесительную камеру промывочной системы буровой установки. Перемещение разрушенной породы осуществляется путем системы промывки сквозь специальные трубопроводы в шахту. Головная часть проходческого щита соединяется с блоком по удалению разрушенной породы при помощи шарнирного специального соединения, при этом силовые цилиндры, соединяющие все эти части, дают возможность направлять буровую установку по заданной траектории движения. При этом контроль направлением бурения и трассой производится при помощи лазера, непрерывно управляемого с компьютера оператора.



а) – лопастной расширитель, б) – расширитель бочкообразной формы режуще-скалывающего действия, в) – расширитель с шарошечным вооружением для одноэтапного расширения, г) – шарошечный расширитель фирмы INROCK, д) – шарошки с фрезерованным зубчатым вооружением, е) – шарошки с твердосплавным зубчатым вооружением

Рисунок 2 – Породоразрушающие инструменты, используемые при ННБ

Завершая рассмотрение особенностей сооружения ПП, следует акцентировать внимание на том, что многолетняя практика позволила выработать вполне определенные алгоритмы выбора той, или иной технологии укладки ПП и наиболее применимого оборудования. Выбор наиболее оптимального метода сооружения ПП и лучшего для этого оборудования должно быть закреплено в регламентах, неукоснительное следование которым обеспечит качественное выполнение соответствующих работ. Безусловно выбор способа прокладки ПП в конечном счете будет определяться и от качества выполняемых геодезических, гидрогеологических, инженерно-геологических и топографических изысканий конкретного участка местности с учетом условий дальнейшей эксплуатации в районе строительства.

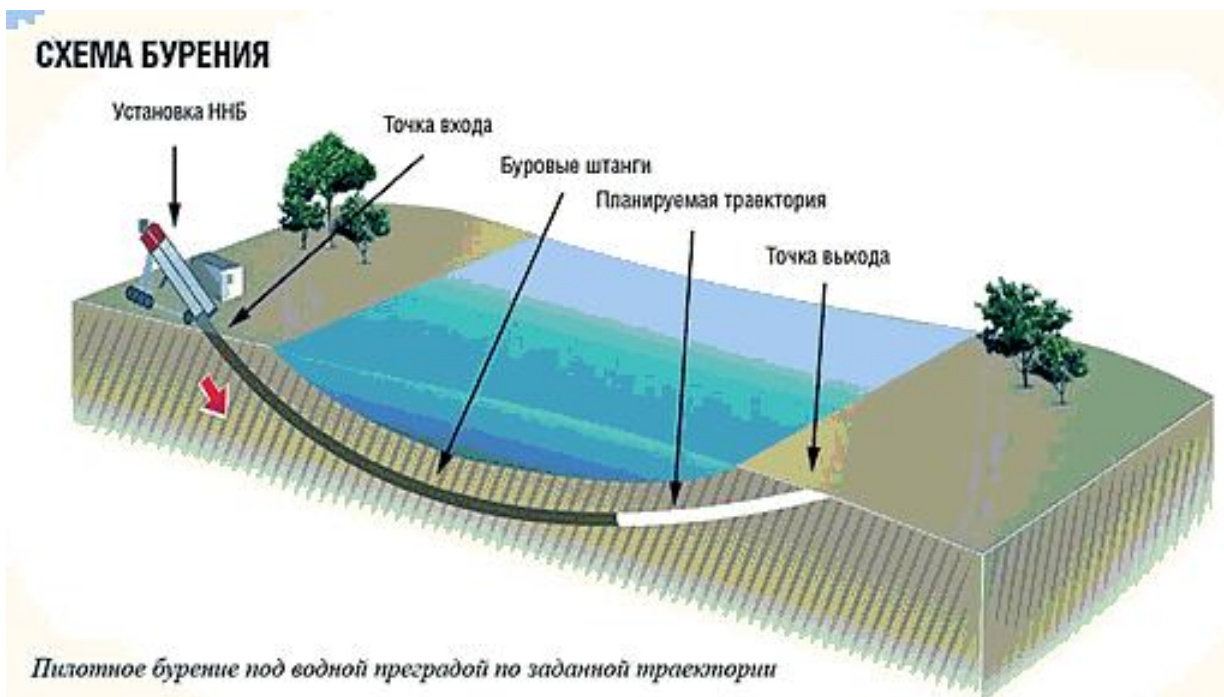


Рисунок 3 – Схема наклонно-направленного бурения

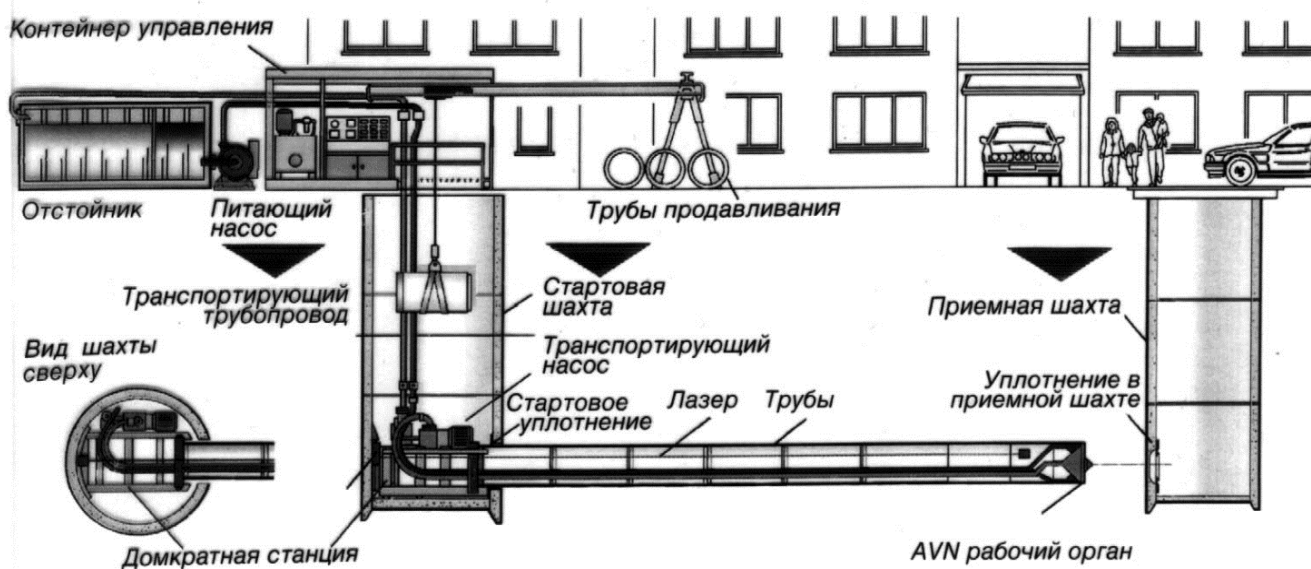


Рисунок 4 – Схема микротоннелирования

Библиографический список:

1. Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб. Пособие. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис». 2001. 208С.
2. Лисин Ю.В. Сапсай А.Н., Шарафутдинов З.З. Эффективность применения расширителей при строительстве подводных переходов методом наклонно-направленного бурения // Экспозиция нефть и газ. 2017. №6 (29). С.32-38.
3. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов. Учебник для нефтегазовых вузов. М.: Издательский дом Недра». 2019. 434С.
4. Ищук А.Г., Сериков Д.Ю. Шарошечный буровой инструмент. – М.: «МДМпринт», 2021. - 303 с.
5. Блинков О.Г., Анисимова С.Е., Сериков Д.Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. - №6. - С. 5-8.

Прогнозирование деформаций грунтового массива в процессе ледового выпахивания при проектировании подводных трубопроводов в условиях арктического шельфа

Силина И.Г., Иванов В.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Перспективные северные морские месторождения и нефтегазоносные структуры находятся в удаленных регионах со слабо развитой инфраструктурой, экстремальными природно-климатическими условиями и сложной ледовой обстановкой [1]. Особое внимание при проектировании, сооружении и эксплуатации шельфовых арктических трубопроводных систем должно быть уделено ледовому режиму акваторий. Ледовая экзарация или ледовое выпахивание является одним из ведущих факторов, обуславливающих величину заглубления трубопроводов в донный грунт, и одним из наиболее неблагоприятных эксплуатационных факторов, значительно увеличивающих риск финансовых и экологических потерь [2] в случае недостаточного заглубления и, как следствие, возможного повреждения трубопроводов в результате воздействия килей ледовых образований.

Согласно предложенному Palmer et al. [3] делению (рис. 1) ниже базальной плоскости киля можно выделить зону упругих (зона 3) и зону пластических (зона 2) грунтовых деформаций, в которой в результате нагрузок, передаваемых на трубопровод, последний может претерпевать значительные смещения и изменять свое планово-высотное положение.

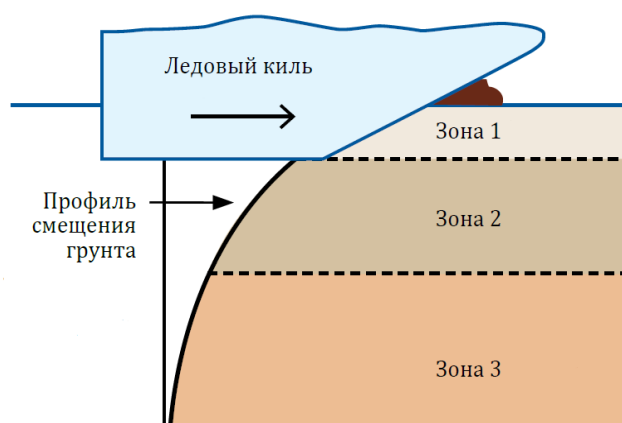


Рисунок 1 – Распределение зон деформирования грунтового массива по глубине согласно Palmer et al. [3]

Результаты, полученные при исследовании явления ледовой экзарации, в частности, исследований взаимодействия моделей ледового киля и грунта, позволяют предположить, что разрушение грунта перед фронтальной гранью килем может быть связано, в основном, с пассивным давлением грунта. Однако нет единого мнения о природе потенциальных деформаций грунта под основанием ледового киля. Согласно существующим представлениям, это связано либо со сдвиговым волочением грунта (рис. 2), согласно теории Been et al., либо с потерей грунтом несущей способности с образованием поверхностей скольжения с выпором грунта, предложенного Palmer et al. (рис. 3) на основании зарегистрированных в рамках программы PRISE деформацией проволоочных маркеров, либо с комбинацией обоих механизмов. В отсутствие понимания процесса деформирования грунтового массива, прогнозирование условий нагружения и работы подводных трубопроводных систем также является предметом неопределенности.

Ни одна из существующих теорий не предоставляет полного объяснения рассматриваемого процесса в виду сложности математического описания поведения грунта в процессе выпахивания и поиска универсального решения, учитывающего основные значимые геометрические параметры киля ледового образования и параметры и свойства донного грунта. Задача осложняется тем, что в рамках широко представленных параметрических исследований, отсутствует согласованность выводов. Обобщенные результаты многочисленных экспериментальных и численных исследований показали следующие результаты:

- не выявлено прямой зависимости для подкилевых деформаций от глубины и ширины борозд выпаживания, однако более глубокие борозды, как правило, сопровождаются увеличением глубины распространения деформаций;

- ярко выражена зависимость распределения полей деформаций от угла атаки ледового кия: при меньших углах атаки кия происходит менее быстрое затухание деформаций с глубиной;

- изменение угла атаки приводит к изменению соотношения вертикальных и горизонтальных сил, действующих со стороны кия на массив грунта: уменьшение угла атаки к изменению ведущей действующей на грунт силы с горизонтальной на вертикальную;

- смещения грунта в основании кия значительны и могут достигать 2,5 глубин борозд выпаживания.

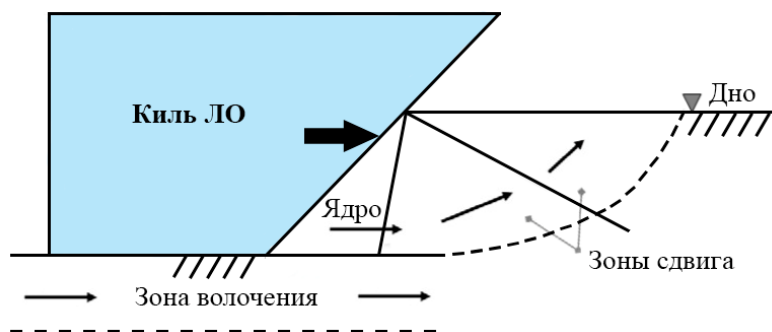
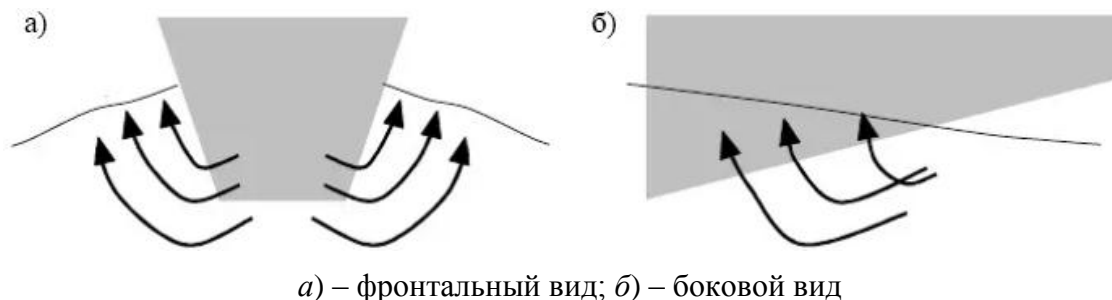


Рисунок 2 – Схема распространения деформаций волочения согласно Been et al. [4]



а) – фронтальный вид; б) – боковой вид

Рисунок 3 – Схематическое отображение предполагаемого направления движения частиц грунта под килем согласно Palmer et al. [3]

В связи с чем для верификации математических моделей оценки подкилевых деформаций используются эмпирические корреляции Палмера, основанные на ограниченном количестве испытаний в центрифуге, выполненных в программе PRISE, или непосредственно на результатах данных испытаний. Следует отметить, что, несмотря на большое число исследований, многие вопросы касающиеся влияния параметров выпаживания на грунтовые деформации были недостаточно освещены по причине идеализации геометрии ледового кия, степеней свободы модели, типа и состояния донного грунта, а также особенностей подготовки грунта и ограничения протяженности трассы борозд для мелко- и крупномасштабных лабораторных моделей.

Комплексность рассматриваемой проблемы, а также крупномасштабный характер явления позволяет рассматривать задачу с геотехнической точки зрения. Анализ возникающих полей скоростей деформаций грунтового массива и характера их распространения в рамках геотехнического подхода к решению задачи позволяет предположить наличие нескольких основных механизмов деформирования:

- упругих деформаций сжатия, определяемых по схеме «штампа» (величина которых растет при уменьшении угла атаки кия);

- сдвиговых подкилевых деформаций в следствие одновременного воздействия на массив грунта горизонтальных сдвигающих сил и вертикальных сил, возникающих под наклонной фронтальной гранью кия во время движения ледового образования;

- сдвиговых деформаций при воздействии на впередилежащий грунт условно вертикальной «грунтовой стенки».

При такой постановке в результате моделирования образуются области направленного сдвижения частиц грунта, форма поверхности и направление которых зависит от величины и характера приложения к основанию кия пары сил, имеющих непосредственную зависимость от угла атаки, площади основания и глубины внедрения кия в грунт.

Предлагаемая расчетная схема строится на следующих основных допущениях:

- поскольку по результатам многочисленных наблюдений отмечается параллельное движение ледовых образований морскому дну, принимаем, что движение кия можно заменить движением параллельно горизонтальной плоскости морского дна с неизменной глубиной борозды;
- ледовый киль не подвержен разрушению и моделируется как абсолютно твердое тело;
- киль движется поступательно с постоянной скоростью;
- при движении киль имеет одну степень свободы, отсутствует вращение или вздымание ледового образования, что позволяет стабилизировать расчетную схему.

Решение представленной постановки задачи позволяет получить численное определение зон деформирования грунтового массива для заданных входных параметров и детально исследовать изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода в зависимости от глубины его заложения в каждой из приведенных зон. При решении задачи силового взаимодействия трубопровода с деформируемым донным грунтом представленная модель также позволяет объяснить и учесть характер и величину упругих и сдвиговых объёмных деформаций грунта в зависимости от угла атаки ледового кия, его ширины и глубины внедрения в грунт.

Таким образом, актуальность исследования обусловлена необходимостью изучения фундаментальных основ явления ледовой экзарации и исследования взаимодействия ледовых образований с подводными объектами морских нефтегазовых структур, наряду с необходимостью обеспечения надежной, безопасной и эффективной работы рассматриваемых систем в условиях замерзающих морей арктического шельфа.

Библиографический список:

1. Актуальные проблемы развития геологической науки и основные результаты геологоразведочных работ на шельфе Российской Федерации / В. Д. Каминский [и др.] // Геология нефти и газа. - 2016. - № 5. - С. 50-57
2. Силина И. Г. Оценка влияния ледовой экзарации на арктические морские трубопроводные системы / И. Г. Силина, В. А. Иванов, С. В. Знаменщиков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2021. - № 3. - С. 284-292.
3. Ice gouging and safety of marine pipelines / A. C. Palmer [et al.] // Proceedings of the 22nd Annual Offshore Technology Conference. - Houston, 1990. - P. 235-244
4. Ice scour models / K. Been [et al.] // Proceedings of the 9th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. - Houston, 1990. - P. 179-188.

УДК 546.265.1

Перспективы производства сероуглерода в России

Ханина О.А., Рябоконт А.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Сероуглерод – это химическое вещество, редко встречающееся в природе (выделяется вместе с газами на болотах или при извержении вулканов), однако имеющее большую значимость для современной нефтехимической промышленности, а также для отрасли сельского хозяйства. Несмотря на токсичность и сложность химического синтеза, потребность в сероуглероде в последние годы стала стремительно возрастать, вследствие роста спроса на многочисленные продукты, включая тетрахлорид углерода, вязкую ткань и целлофан, являющийся основным материалом для производства упаковочных материалов, которые буквально поглотили мир в последние десятилетия [1].

В виду токсичности производства и экологических ограничений в применении сероуглерода многие страны Европы отказываются от наращивания мощностей по производству CS_2 , при этом продолжают испытывать потребность в данном продукте. Этот и ряд других фактов делают сероуглерод перспективным экспортоориентированным продуктом для России, имеющей большие запасы природного газа и крупные мощности по производству серы – основного сырья для синтеза сероуглерода [2]. Следует отметить, что доля альтернативных способов синтеза сероуглерода на основе угля и серы в ретортах и электротермическим методом в течении нескольких десятилетий снижается, что также повышает значимость непрерывного способа с использованием серы и природного газа.

Крупнейшим сектором производства и потребления сероуглерода является Азиатско-Тихоокеанский регион, занимающий лидирующую позицию в мире по производству и потреблению сероуглерода, что обусловлено крупными масштабами угольной промышленности в Китае, Австралии и Японии, а также распространением производств по производству волокон. Ожидается, что Азиатско-Тихоокеанский рынок сероуглерода продолжит расти и занимать лидерство в потреблении и доходах от его продажи. Связано это с ростом спроса на упаковочные материалы в связи с быстро растущим ассортиментом потребительских товаров, увеличением доходов на душу населения, ростом численности населения и внутреннего спроса на предметы бытового и личного пользования (косметика, картонные и бумажные упаковки) [3].

На рисунке 1 изображена диаграмма доходов рынка сероуглерода в различных областях его применения за 2016 год и прогнозируемый доход рынка к 2025 году. Наибольший рост ожидается со стороны производства волокон, упаковочных материалов и отрасли сельского хозяйства (производство удобрений) [4].

В отличие от европейских стран в России сохранилось производство сероуглерода (крупнейший производитель – АО «Волжский оргсинтез»), где синтез осуществляется с помощью серы и природного газа. Несмотря на комбинированное производство (одновременный синтез сероуглерода и сероводорода) данный продукт отечественного производства весьма актуален для российского рынка

Россия обладает большими запасами природного газа и крупными мощностями по производству серы – основного сырья для производства сероуглерода, вследствие чего развитие производства CS_2 является перспективным направлением. Помимо доступной сырьевой базы, производство сероуглерода имеет экспортную ориентированность на страны, испытывающие потребность в сероуглероде, но не имеющие собственных производств. Сероуглерод является ценным и перспективным промышленным продуктом, вследствие роста спроса на него на европейском рынке и рынке США.

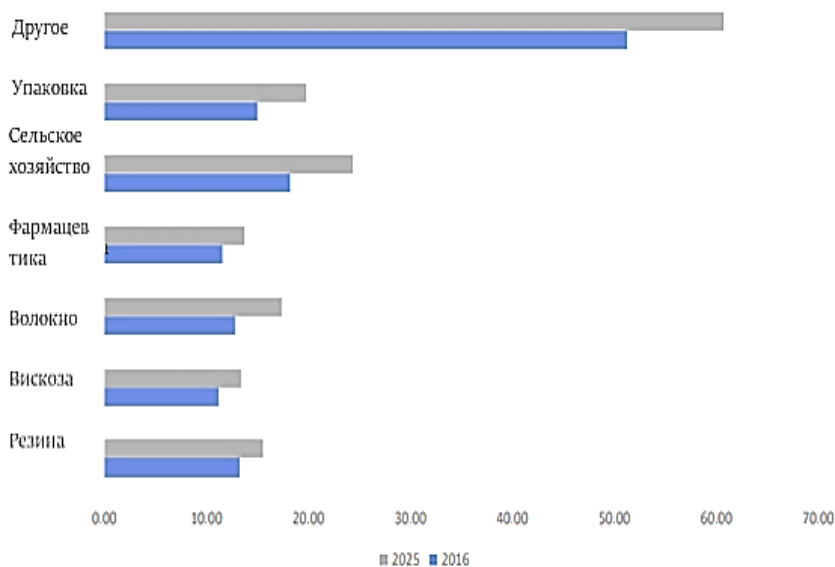


Рисунок 1 – Доход рынка сероуглерода по областям его применения, млн долларов (прогноз до 2025 года)

Так как основным сырьем для синтеза сероуглерода является элементарная сера, производимая в больших объемах на Астраханском и Оренбургском ГПЗ (5-6 млн тонн в год), целесообразно выявлять перспективные отрасли использования серосодержащих продуктов и направлять излишки серы на производство таких продуктов или другого высоколиквидного продукта – сероуглерода.

Следует отметить, что в России появилась проблема накопления больших объемов серы. Производство серы стало превышать ее потребление в связи с началом разработки месторождений сернистых нефтей и сернистого природного газа, а также в связи с постоянным ужесточением требований к содержанию сернистых соединений в нефтепродуктах и природном газе. Объемы экспортируемой из России серы с 2013 по 2017 год снизились с 3,55 до 3,51 млн тонн вследствие снижения спроса на рынках Марокко и Туниса – основных импортеров российской серы. Помимо нестабильной ситуации с реализацией серы, хранение ее излишек на открытых площадях является одной из экологических проблем, требующих незамедлительного решения.

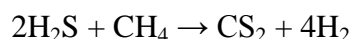
Кроме того сероуглерод уже опережает серу по экспортной стоимости. В 2021 году стоимость серы технической газовой гранулированной составила 5900 руб/т, а стоимость технического дисульфида углерода для производства синтетических волокон – 19868 руб/т [5].

Таким образом, можно сделать заключение, о том, что для России актуально развивать имеющиеся мощности по производству дисульфида углерода, а также внедрять новые технологии производства. Для российской промышленности это приведет к меньшей зависимости от нестабильного рынка серы и к получению большей прибыли от реализации дорого и востребованного на рынке продукта. Следует также отметить, что при рассмотрении технологии, аналогичной используемой на АО «Волжский оргсинтез» следует учитывать одновременный синтез сероводорода наряду с сероуглеродом и либо переводить сероводород обратно в серу, либо использовать его на другие синтезы (например, метилмеркаптан или продукты его переработки).

Поэтому актуальным является рассмотрение производства сероуглерода на газоперерабатывающих предприятиях России, использующие в качестве сырья сероводородсодержащие газы. Уменьшение проблем с продажей серы будет решаться путем выпуска дорогостоящего продукта ее переработки при низкой себестоимости последнего.

Аналогичный путь рассматривают и некоторые западные компании. Например, в некоторых патентах предложен способ получения сероуглерода с использованием природного газа, смешанного с метаном и этаном (этан рассматривается как более жирный компонент природного газа) для продления производственного цикла, сокращения времени технического обслуживания и повышения экономической эффективности процесса [9]. В этих случаях смешанное сырье с молярным содержанием метана и этана 97% предложено получать подачей природного газа в ректификационную колонну для извлечения метано-этановой фракции с одновременным выделением фракции C₃₊ для отдельного использования на предприятиях нефтехимии. Реакционная смесь с молярным соотношением углерода и серы 1:2-6 нагревается до 300-500°С в печи-реакторе и при давлении 2-13 кг/см² и реагирует 1,5-5 секунд.

Также все большую популярность приобретают изобретения по получению сероуглерода из природного газа с большим содержанием сероводорода, где предлагается метод, позволяющий получать сероводород и водород из природного газа реакцией риформинга метана с сероводородом, идущей с высокой конверсией только при температурах выше 900°С:



В данном случае рассматривается применение природного газа, содержащего сероводород в концентрациях выше или равных 60% об. Несмотря на отсутствие таких месторождений в России, аналогичный способ может быть интересен для условий Астраханского ГПЗ с модернизацией технологии получения сероуглерода или применения смеси сероводород – диоксид углерода как газов аминовой очистки. В таком случае следует рассматривать данный способ как актуальный и для другого крупнейшего ГПЗ России – Оренбургского. Совокупность возможностей использования сероводорода, входящего в газы десорбера установок аминовой очистки с возможностью проведения реакции с достаточно высоким выходом делают экономические параметры такой реакции интересными и требующими углубленного рассмотрения.

Таким образом, наличие в структуре переработки сероводородсодержащих газов не стоит рассматривать как однозначные потери для ГПЗ, так как при глубокой переработке и нетрадиционных подходах серосодержащие продукты могут стать для завода существенным источником прибыли.

Библиографический список:

- 1 Козлов А.М., Карпов А.Б., Бутырская К.Г., Ханина О.А., Худяков Д.С. Переработка серы: сероуглерод. Деловой журнал Neftegaz.RU. №4 (112). 2021. 118-120 с.
- 2 Ростовцев В.О., Ефанова О.Ю., Бутырская К.Г., Ханина О.А., Мещерин И.В. Переработка серы: серооксид углерода. Деловой журнал Neftegaz.RU. №4 (112). 2021. 121-122 с.
- 3 Carbon disulfide. Just toxic or also bioregulatory and/or therapeutic? / A.W. DeMartino, D.F. Zigler, J.M. Fukuto, P.C. Ford // Chemical Society reviews. – 2017. – №46 (1). – 41 p.
- 4 Carbon Disulfide Market Size, Share & Trends Analysis Report By Application (Rubber, Rayon, Fibre, Pharmaceuticals, Agriculture, Packaging), By Region, And Segment Forecasts, 2018-2025. – URL: <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/carbon-disulfide-market> (дата обращения 4.12.2021)
- 5 Creon conferences. Сера и серная кислота 2018. – URL: <http://www.creon-conferences.com/consulting/detailConf.php?ID=125272> (дата обращения: 3.12.2021)

УДК 678.7

Сравнительный анализ технологии производства СКИ-3 с использованием различных модифицирующих добавок

Столярова П.С., Буранбаева М.М., Карпов А.Б.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Натуральный каучук (НК) является востребованным сырьем для производства шин, медицинских перчаток и многих других продуктов. Компании, нуждающиеся в натуральном каучуке, всегда подвержены рискам, связанных с нестабильной ценой. Нестабильность рынка натурального каучука вызвана рядом факторов. В первую очередь, это природные факторы, такие как болезни каучуконосов, засуха и наводнения. Быстро восполнить дефицит тоже нельзя, потому что бразильской гевее требуется 7 лет для получения первого млечного сока, из которого производят НК. С другой стороны, получение НК требует значительных ресурсов рабочей силы. Непростая эпидемиологическая обстановка в настоящее время как в мире, так и конкретно в странах-производителях (Таиланд, Вьетнам, Китай и др.) повлекла ещё большие проблемы с поставками.

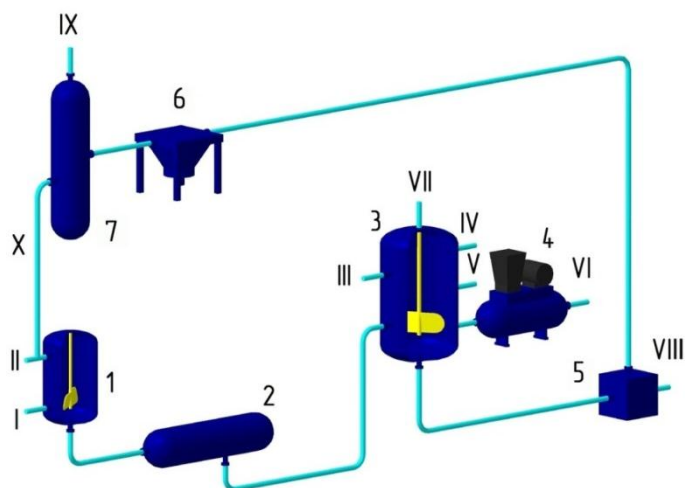
Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что наиболее перспективным представляется производство синтетических каучуков. Наиболее близким по свойствам является синтетический цис-1,4-полиизопреновый каучук, который, однако, обладает пониженной когезионной прочностью в сравнении с натуральным. Поэтому, актуальным является разработка технологий, доводящих качественные характеристики СКИ-3 до уровня натурального каучука и выше.

Одним из способов увеличения когезионной прочности является модификация введением функциональных, в частности, кислородсодержащих групп. В работе Чернова К.А. [1] предлагается модификация с добавлением малеинового ангидрида (МА). Данный способ позволяет улучшить прочностные свойства каучука и адгезию к металлокорду. Существенным недостатком является отсутствие производства МА в России, что вынуждает импортировать его из Китая, тем самым увеличиваются дополнительные затраты. Необходимо осуществить поиск сырья, которое будет обладать схожими химическими свойствами, то есть содержать функциональные группы и непредельные связи. Этим критериям соответствует жирные кислоты таллового масла (ЖКТМ).

Ввиду лидирующих позиций России в целлюлозно-бумажной промышленности применение данной технологии позволит наиболее полно и эффективно использовать ЖКТМ и утилизировать остатки этих производств. ЖКТМ содержат непредельные кислоты C₁₈-C₂₀, которые будут присоединяться к метиленовому атому углерода полимера.

Новая технология заключается в прививке ЖКТМ в процессе окислительной деструкции в углеводородном растворителе при температуре 90-95°C в течение 2-х часов при барботировании через реакционную массу воздуха. Перед процессом окисления каучука в реакционную смесь предлагается вводить инициатор, перекись бензоила, и катализатор окисления, нафтенат кобальта, в качестве растворителя следует использовать нефрас. Прививание ЖКТМ в полимер способствует возникновению водородных связей, в результате чего увеличивается когезионная прочность [1].

В смеситель 1 поступают СКИ-3, свежий и рециркулирующий растворитель. После растворения смесь подается в реактор 3, также туда вводят раствор катализатора (0,75% масс. каучука), инициатор (0,6% масс. каучука) и ЖКТМ (5% масс. каучука). Воздух через компрессор 4 подается в низ реактора, барботируя реакционную смесь. Реакционные газы, содержащие азот, окислы углерода и непрореагировавший кислород, выходят из верхней части реактора. Продукты реакции с низа реактора поступают в блок отгонки растворителя 5, из которого выходит модифицированный олигомер и растворитель, который через аппарат воздушного охлаждения 6 и сепаратор 7, возвращается в реактор. Предлагаемая технологическая схема данного процесса изображена на рисунке 1.



1 – смеситель, 2 – емкость, 3 – реактор, 4 – компрессор, 5 – узел отгонки растворителя, 6 – АВО, 7 – сепаратор

Потоки: I – СКИ-3, II – свежий растворитель, III – ЖКТМ, IV – инициатор, V – катализатор, VI – воздух, VII – реакционные газы, VIII – модифицированный олигомер, IX – отходящие газы, X – рециркулирующий растворитель

Рисунок 1 – Принципиальная схема модификации каучука СКИ-3

Произведен экономический расчет эффективности внедрения ЖКТМ в производство СКИ-3 в соответствии с методикой [2]. Исходные данные, принятые для оценки эффективности представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Объем закупаемого СКИ-3, тыс. т	10
Объем СКИ-3 для модификации, т	500
Объем ЖКТМ для модификации, т	25
Основное оборудование, млн руб.	9,725
Средняя цена СКИ-3, тыс. руб./т	130
Средняя цена ЖКТМ, тыс. руб./т	102

Средняя цена нефраса, тыс. руб./т	83
Средняя цена нафтената кобальта, тыс. руб./т	156,5
Средняя цена перекиси бензоила, тыс. руб./т	300
Средняя цена модифицированного СКИ-3, тыс. руб./т	168,75

Было обнаружено, что при добавлении 0,25% масс. ЖКТМ к объему закупаемого СКИ-3 и реализации модифицированного СКИ-3 по средней цене, взятой как 75% от цены натурального каучука, возврат инвестиций будет происходить уже на первый год внедрения проекта, что отражено на рисунке 2.

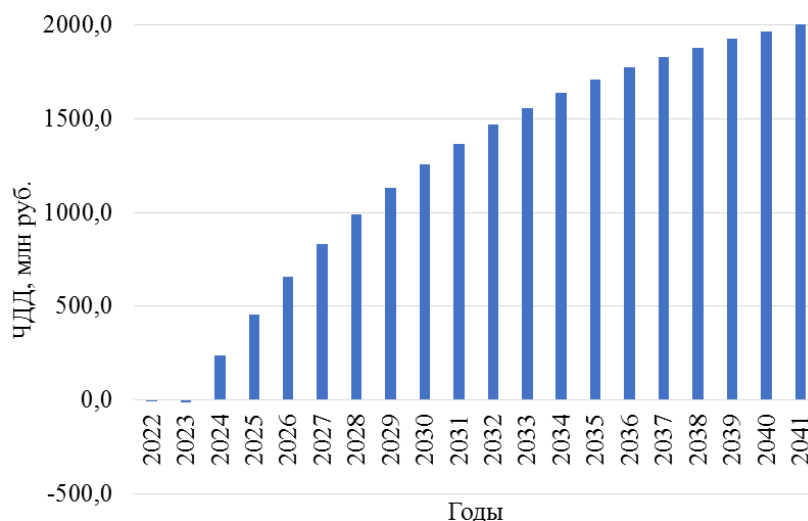


Рисунок 2 – Накопленный чистый дисконтированный денежный поток
Основные показатели процесса отражены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные показатели процесса

Затраты на внедрение	19,1 млн руб.
Интегральный эффект (ЧДД)	1992,1 млн руб.
Индекс эффективности	398,4 отн. ед.
Период окупаемости	2,05 года
Дисконтированный период окупаемости	2,08 года

Анализ чувствительности был произведен для выявления влияния изменения исходных данных на конечные характеристики, а именно ЧДД. Результаты расчета анализа чувствительности представлены на рисунке 3.

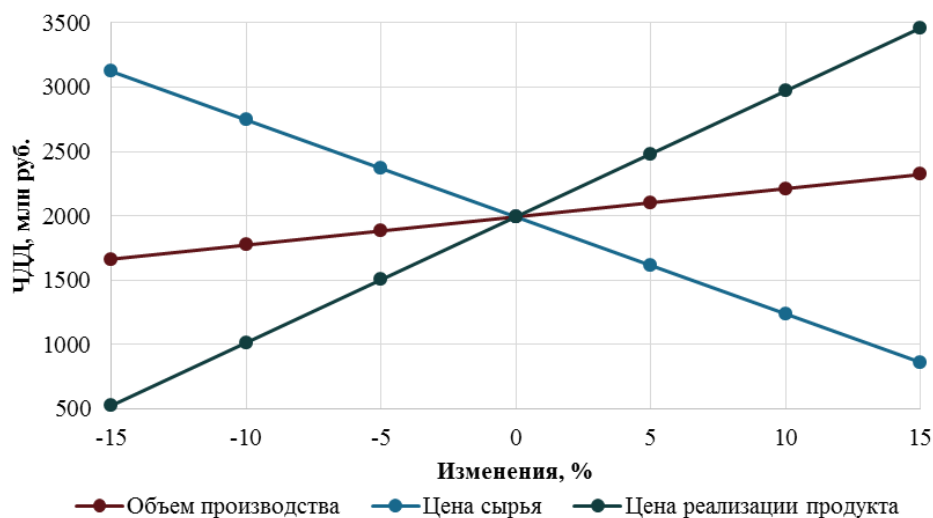


Рисунок 3 – Анализ чувствительности

Было выявлено, что даже при уменьшении объема СКИ-3 для модификации, снижения цены реализуемого СКИ-3, а также при увеличении цены закупки СКИ-3 для модификации в пределах 15%, окупаемость затрат на модернизацию будет приходиться на первый год внедрения. Показатели, полученные при анализе эффективности данной разработки, указывают на целесообразность ее использования при внедрении технологии в производстве.

Библиографический список:

1. Чернов К.А. Модификация каучука СКИ-3 и резиновых смесей на его основе полифункциональным кислородсодержащим олигоизопреном: дис. канд. тех. наук: 05.17.06 – КГТУ, Казань, 2005 - 145 с.
2. СТО ГАЗПРОМ РД 1.12-096-2004. Внутрикorporативные правила оценки эффективности НИОКР. – Введ. 2004-09-01. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004 – 54 с.

УДК 665.7.035

Синтез нефтепромысловых реагентов для трубопроводного транспорта нефти и нефтяных эмульсий из отходов нефтехимического производства

Харитонов Е.В., Байбекова Л.Р.,

Шарифуллин А.В., Сафиуллин А.Ф.

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань

На сегодняшний день нефтяная отрасль и вся мировая энергетика находится на стадии «третьего» энергетического перехода, когда мировой тренд провоцирует к снижению потребления не экологичных источников энергии, но в тоже время из-за бурно растущего населения и повышения качества уровня среднемирового гражданина нуждается в источниках энергии и свободных мощностей по выработке энергии не так много. На другой чаше стоит тренд падающей добычи в Российской Федерации, обусловленной снижением запасов легких углеводородов в нефтяных пластах.

Отчеты Роснедр и МинПромТорга РФ по росту обводненности скважин на месторождениях показывают губительный тренд отрасли по снижению уровней добычи. Общемировые заключения «ОПЕК+» позволили скрыть истинных причин падения добычи путем заключения договора о мировом снижении добычи нефти. Отмена особых условий работы месторождений с высоковязкими нефтями привело к снижению портфелей инвестиций в добычу тяжелое нефти российскими вертикально-интегрированными компаниями по итогам 2020 года.

Однако, такая экономическая политика, отстраиваемая в рамках монополий, приведет к стагнации не только отрасли производящей нефтепромысловую химию, но и в отрасли, которая использует эти труды. В данной работе рассматривается возможность применения лабораторной оценки эффективности реагентов для повышения пропускной способности трубопроводной системы на модельном стенде, разработанном в Казанском технологическом университете. Данная модель развития отношения между нефтяными компаниями и академическим университетом, где университет выполняет роль «нефтесервисной» услуги, способна наиболее эффективно развивать обе стороны, разграничивая роли и секторы ответственности сторон.

Синтезированные противотурбулентные присадки оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным.

Современные требования к нефтепромысловым реагентам от заказчиков не идут ни в какое сравнение к реагентам 10-20 летней давности.

Высокая эффективность, низкая цена, высокая селективность, простота использования и хранения, отсутствие отрицательного влияния на исходный процесс – вот лишь та малая часть требования к современным реагентам, применяемым в нефтепромысловой химии.

В нашей работе будут описаны базовые реагенты – ПАВ, которые могут быть использованы в трубопроводном транспорте углеводородов на территории России.

Сырьем в наших исследованиях выступают полупродукты и некондиционная продукция сэвиленого производства казанского завода АО «Казаньоргсинтез». Выбор работы с некондиционными товарами связан с поиском возможностей утилизации данной продукции с завода и эффективного применения в нефтепромысловой химии.

Синтез продуктов происходил в лабораторных условиях. Основной целью синтеза реагентов являлось увеличение и улучшение полярных характеристик исходного полимера. Реагент должен эффективно растворяться в органических растворителях. Далее будет приведена методология синтеза поверхностно-активного вещества на базе сэвиленовых остатков.

Были запрошены для исследований следующие реагенты: отходы сэвилена марок А-Д, этиленгликоль, моноэтаноламин, диэтаноламин, триэтаноламин, кубовая жидкость очистки этиленгликоля, побочный продукт этиленкарбоната, диметилкарбонат и другие органические соединения.

На основании этих реагентов были проведены серия синтезов противотурбулентных присадок. Четыре проведенных синтеза из них оказались наиболее успешными, в результате которых был получен полимерный продукт.

1. Получение гиперразветвленного полиаминокарбоната

В коническую колбу на 100 мл взвесили 1 г триэтаноламина и 6.04 г диметилкарбоната. Реакцию вели при температуре 110°C с обратным холодильником и перемешивании в течение 10 ч. Избыток диметилкарбоната удаляли в вакуумно-термическом шкафу при температуре 50°C и уровня вакуума 1 мм.рт.ст в течении 4 часов.

1.61 г полупродукта растворили в 10 мл толуола и прилили к суспензии 1.89 г триэтаноламина с 5 мл толуола. Суспензию перемешивали в течение 10 ч при температуре 110°C с обратным холодильником. В начале, при перемешивании суспензия была во всем объеме, со временем произошло расслоение толуола и продукта. Реакцию проводили до прекращения выделения метанола.

Далее к перемешивающейся суспензии прилили раствор 5.30 г диметилкарбоната в 10 мл толуола. Реакцию продолжали при тех же условиях в течении 8 ч. Со временем начался снова выделяться метанол и смолаобразный продукт со временем полностью растворился. Продукт высаживали 20 мл петролейного эфира и сушили в вакуумно-термическом шкафу при температуре 60°C и уровня вакуума 1 мм.рт.ст в течении 4 часов. Получен продукт в виде смолы темно-коричневого цвета с запахом клея момент и выходом 47.73%

В результате эксперимента получен образец с массой 2.79 г.

Предполагаемая структура реагента и химизм процесса представлен на рисунке 1.

Для изучения химических превращений в процессе синтеза противотурбулентных присадок была проведена ИК-спектроскопия исходных реагентов и полученных противотурбулентных присадок с целью определения изменяющихся групп функциональных.

В таблице 1 приведены характеристики исходных реагентов, используемого при синтезе ПТП №1.

Основные ИК-спектры диметилкарбоната.

ИК спектр ν , см^{-1} : 3720-3010 (ОН); 2955-2820 (CH_2); 1660, 910, 884 [δ ($\text{NH}_{\text{пер.амин}}$)]; 1458 [δ (CH_2)]; 1404-1246 [δ (ОН)]; 1219, 1154 ($\text{C-O}_{\text{п.э.}}$); 1076, 1038 [δ (C-O_c)]; 733 [δ (ОН)].

Далее на рисунке 1 приведена ИК-спектроскопия продукта, полученного в ходе синтеза. На рисунке 1 показаны ИК спектры и описаны изменения в химической структуре.

Основные ИК-спектры гиперразветвленного полиаминокарбоната.

ИК спектр ν , см^{-1} : 3472 (ОН); 2998-2836 (CH_3, CH_2); 1747 (C=O); 1448 CO_3^{2-} и [δ (CH_3, CH_2)]; 1404-1339 [δ (ОН)]; 1265, 1119, 1076, 1053, 1015, 964 (C-O); 790, 764 [δ (CO_3^{2-})].

Проведено сравнение ИК спектров гиперразветвленного полиаминокарбоната **1** с диметилкарбонатом и триэтаноламином. При сравнении с триэтаноламином в продукте отмечено значительное уменьшение интенсивности полос свободных и связанных валентных колебаний О-Н связи при 3472 см^{-1} . Полоса отнесенная к валентным колебаниям C=O связи в диметилкарбонате при 1782, 1767 см^{-1} смещается до 1747 см^{-1} , значительно увеличивается в интенсивности и уширяется в продукте **1**.

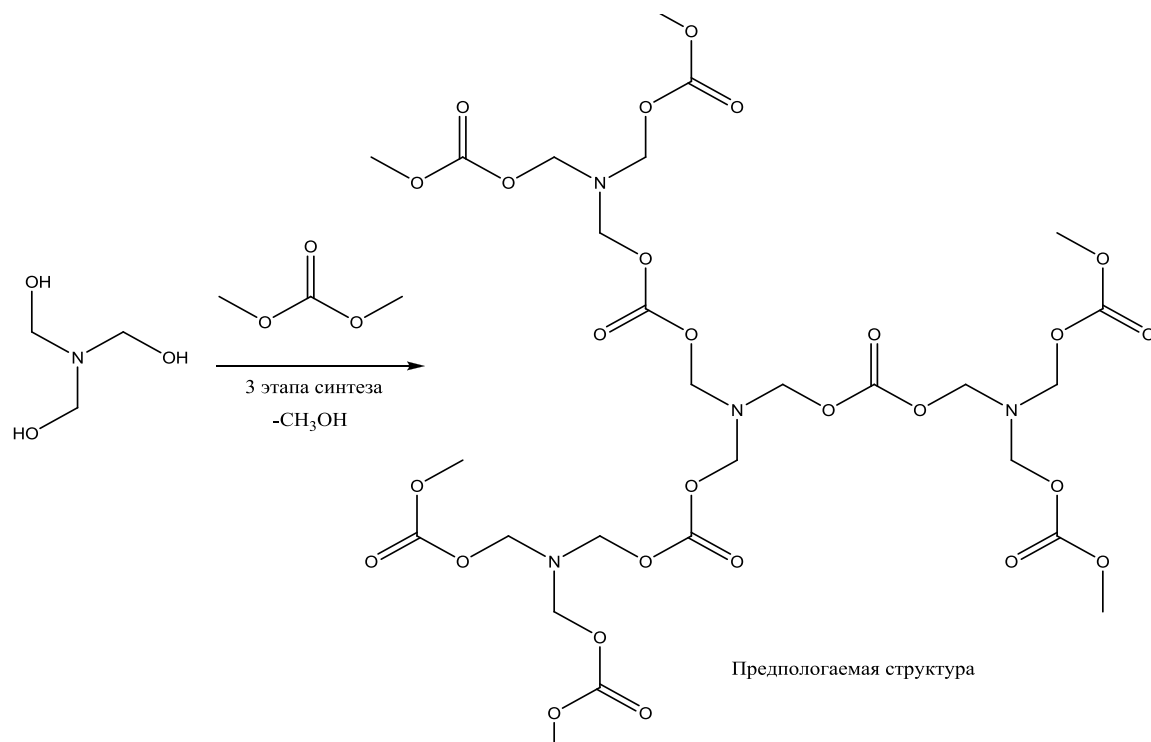


Рисунок 1 – Синтез гиперразветвленного полиаминокарбоната 1 опыта

Таблица 1 – ИК-спектроскопия исходного диметилкарбоната

Диметилкарбонат					
№	Структурные фрагменты	Волновое число (теор.), см-1	Тип колебаний (интенсивность)	Волновое число (экс.), см-1; (интенсивность)	Литература - стр.
1	Своб. группы О-Нс.	3670-3580	ν_{OH} , (пер.)	-	1-13
2	Внутри- и межмолекулярные Н-связи в димерах и Полимерах с.	3550-3400 3400-3200	ν Широкая интенсивная полоса иногда со сложным контуром	3426	1-13
3	CH ₃	2975-2950	ν_{as} (с.)	3029,3005, 3963	1-4
4	CH ₃	2885-2860	ν_s (с.)	2928, 2855	1-4
5	CH ₂ -COOR с.э.	1750-1735	ν с.	1782, 1767	1-21
6	CH ₃	1470-1435	δ_{as} (ср.)	1458	1-4
7	CO ₃ ²⁻	1450-1410	ср.	1458	1-50
8	HCO ₃ ⁻	1450-1400	с.	-	1-50
9	R-O-Hс.	1450-1250	δ_{OH} (шир.)	-	1-13
10	O-CH ₃	1385-1370 (1455)	δ_s (с.)	1458	1-4
11	Первичные спирты	1350-1260	δ_c .	1296	1-13
12	R'-COOR с.э.	1250-1160	оч.с., шир.	1296	1-21
13	Первичные спирты	1075-1000	δ_c .	-	1-13
14	Эфиры первичных спиртов с.э.	1064-1031	с., шир.	988, 914	1-22
15	HCO ₃ ⁻	1000-990	ν C-O		1-50

Диметилкарбонат					
№	Структурные фрагменты	Волновое число (теор.), см-1	Тип колебаний (интенсивность)	Волновое число (экс.), см-1; (интенсивность)	Литература - стр.
16	CO_3^{2-}	880-800	ср.	795	1-50
17	HCO_3^-	840-830	с.	-	1-50
18	R-O-Hс.	750-650	δOH (шир.)	-	1-13
19	HCO_3^-	705-695	с.	-	1-50

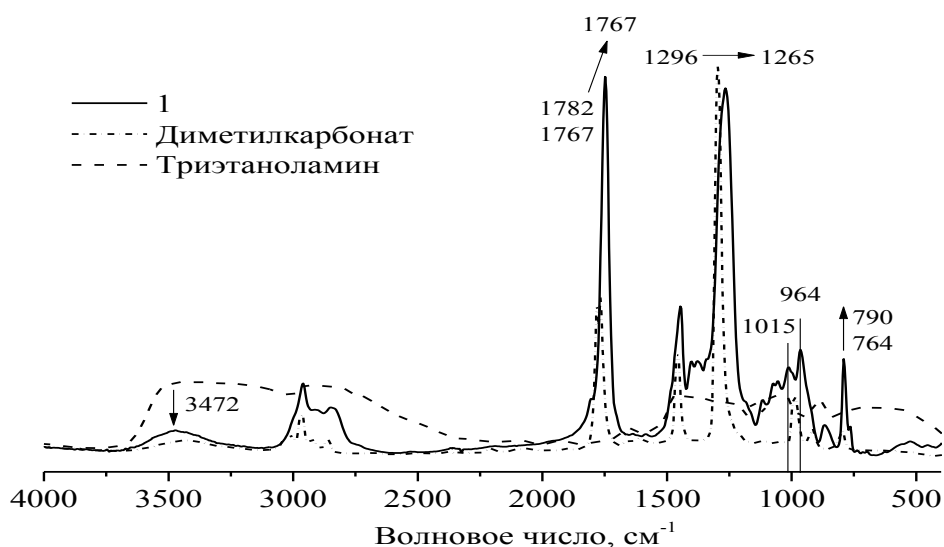


Рисунок 1 – ИК спектры гиперразветвленного полиаминокарбоната **1** (сплошная линия), диметилкарбоната (штрихпунктирная линия) и триэтаноламина (штриховая линия)

Полоса валентных колебаний С-О связи при 1296 см^{-1} в диметилкарбонате, также смещается в область меньших частот до 1265 см^{-1} с уширением полосы, после модификации с триэтаноламином. Отмечено появление новых полос валентных колебаний С-О-С(О) связей при 1015 и 964 см^{-1} .

Также установлено увеличение интенсивности полосы поглощения в карбоксилатной группе при 790 и 764 см^{-1} . Все это данные свидетельствуют о том, что произошла модификация диметилкарбоната с триэтаноламином, при этом установлено, что малая часть гидроксильных групп триэтаноламина не участвуют в реакции замещения с диметилкарбонатом.

Данный химический продукт будет протестирован на увеличение пропускной способности на лабораторной установке [2] и оценено реологическое изменение перекачивающей среды от добавления присадки.

Библиографический список:

1. Харитонов Е.В. Оценка эффективности структурно–механической устойчивости полимерно–дисперсных систем для улучшения реологических характеристик вязких эмульсий на примере продукции месторождений ПАО «Татнефть» / Е.В. Харитонов, Г.О. Бурова// Материалы III Всероссийской научно–практической конференции «Трубопроводный транспорт углеводородов». – Омск:Изд-во ОмГТУ, 2019.–С. 20–25.
2. Установка для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений [Текст]: пат.166259 Рос. Федерация МПК С01F 25/00 / Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин А.В., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В.; заявитель патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ». - №2016100724/28; заявл. 11.01.2016; опубл. 20.11.2016, Бюл. №32. – 4с.
3. Харитонов Е.В., Дусметова Г.И., Увезеимна Д., Оладеле Э., Шарифуллин А.В., Международный форум-конкурс молодых ученых (Санкт-Петербург, 19-21 апреля 2017г.). Санкт-Петербург, 2017, Сборник научных трудов, часть II, С. 180.

Модельная установка для исследования противотурбулентных присадок и иных полимерных композиций, применимых на трубопроводных системах транспорта углеводородов

Харитонов Е.В., Байбекова Л.Р.,

Шарифуллин А.В., Сафиуллин А.Ф.

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань

Рынок нефтепромышленной химии для трубопроводного транспорта на сегодняшний день растет с каждым годом в товарном выражении и происходит её перераспределение между крупными заводами-производителями. Производство необходимых противотурбулентных присадок, возможно будет сконцентрировано в Республике Татарстан, с возможным выходом на проектную мощность в 10 тысяч тонн предприятия ООО «Транснефть-Синтез».

Однако, такая экономическая политика, отстраиваемая в рамках монополий, приведет к стагнации не только отрасли производящей нефтепромышленную химию, но и в отрасли, которая использует эти труды. В данной работе рассматривается возможность применения лабораторной оценки эффективности реагентов для повышения пропускной способности трубопроводной системы на модельном стенде, разработанном в Казанском технологическом университете. Данная модель развития отношения между нефтяными компаниями и академическим университетом, где университет выполняет роль «нефтесервисной» услуги, способна наиболее эффективно развивать обе стороны, разграничивая роли и секторы ответственности сторон.

Синтезированные противотурбулентные присадки оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным.

Дополнительную сравнительную характеристику рассчитывали, которая позволяет оценивать структурно-механические деструкции полимерной части реагента и его «живучесть» по методике, которая была представлена в работе [3].

В качестве методики оценки была выбрана стандартная методика, применяемая в ПАО «Транснефть» по снижению гидравлического сопротивления в комбинации разработанной нами методики оценки путевой деструкции полимерных композиций в лабораторных условиях на модельном стенде.

Данное исследование позволило убедиться нам в адекватности модели и ее практической пользе в целях решения научно-технических задач для нефтедобывающей отрасли Республики Татарстан.

На базе проведенных лабораторных исследований и выстроенной модели взаимодействия между компанией ПАО «Татнефть» с ФГБОУ ВО «КНИТУ» была запущено малое инновационное предприятие ООО «НАВА», основной деятельностью которой будет заключаться в совершенствовании методики лабораторной оценки эффективности реагентов для трубопроводного транспорта, и оказание услуг по подбору реагентов по требованиям заказчиков по существующей номенклатуре химических реагентов.

До 2021 года в КНИТУ синтезированные противотурбулентные присадки оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным (патент на полезную модель RU 166259, G01F25/00, 21.11.2016. Авторы: Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин Р.Р., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В., патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ») [1].

Однако данная модель имела недостаток в конструкции как отсутствие возможности перекачивать жидкость по контуру «из насоса в насос».

Исходная схема представлена на рисунке 1.

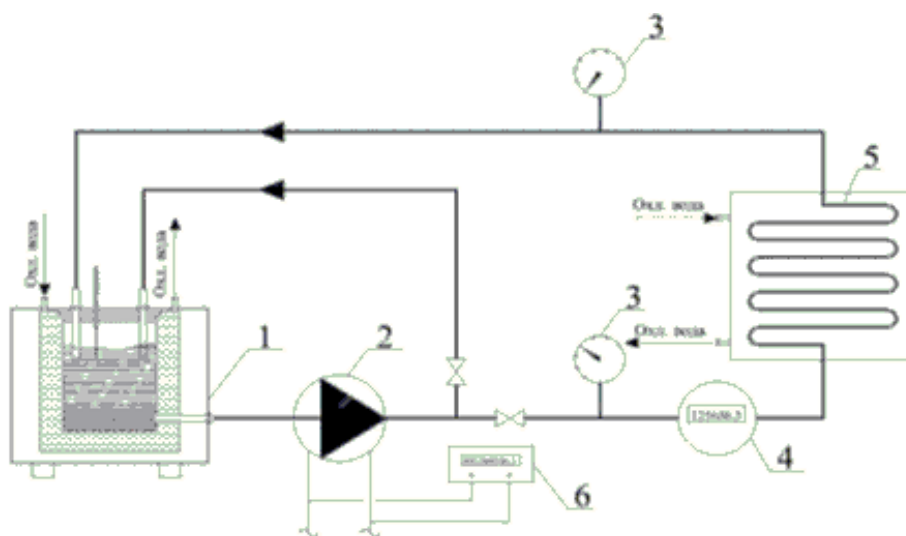


Рисунок 1 – Схема установки до модернизации

Решение данной проблемы заключалось во врезке дополнительной секции, зацикливающей контур нагнетания и контур всаса на насос. Для устойчивого контроля технологического режима дополнительно установлены регулирующие устройства. Схема установки после модернизации представлена на рисунке 2.

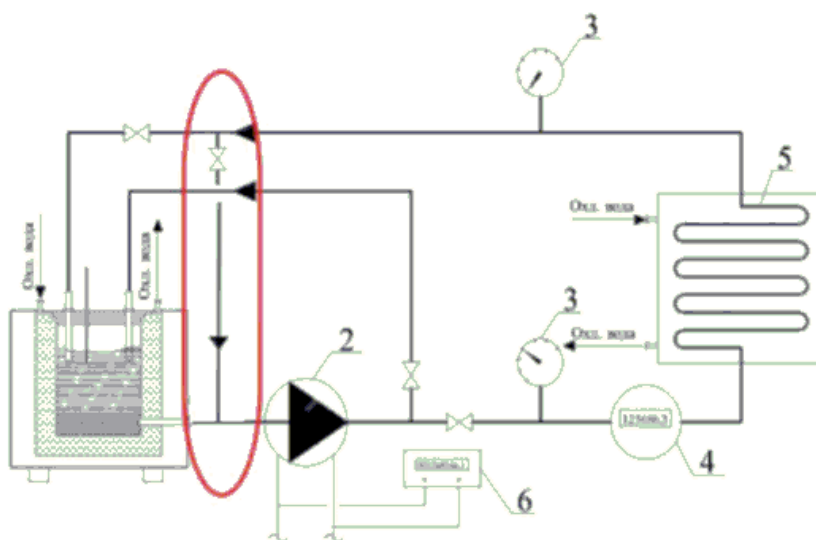


Рисунок 2 – Схема установки после модернизации

Основные технологические изменения после модернизации можно наблюдать в таблице 1.

Таблица 1 – Основные показатели работы на установке «ДО» и «ПОСЛЕ» модернизации

Параметр сравнения	«ДО» модернизации	«ПОСЛЕ» модернизации
Время прохождения 1 цикла	10 с	7 с
Общее время эксперимента	28 мин	20 мин
Разница концентраций между исследованиями	10-20 г/т	5-10 г/т

В результате, данная модернизация лабораторного стенда позволило привезти конструкцию лабораторной установки к работе по принципу «из насоса в насос». Дополнительно это позволило снизить суммарное время эксперимента на единичные исследования. Исключена дросселиция перекачиваемой жидкости. Итоговое снижение единичного эксперимента снизилась на 7-10 % по сравнению с исходными данными.

Результаты данного НИР сформированы в виде патента на полезную модель и направлены на экспертную оценку в ФИПС.

Конструкция лабораторной установки, имеет схему работы по типу как «из резервуара в насос», так и «из насоса в насос», позволяет моделировать различные участки действующих систем трубопроводной ветки. Благодаря такой конструкции и небольшой длине линейной части трубопроводной системы снижается время исследования, которая моделирует многократное прохождение насосных станций, и повышает возможность проведения большого количества исследований в единицу времени.

Система многократной циркуляции системы позволяет дополнительно оценивать деструктивный характер воздействия насоса на активную часть полимера противотурбулентной присадки. Это оценка является дополнительным параметром оценки эффективности и расширить конкурентное преимущество по сравнению с другими лабораторными методами оценки, которые оценивают лишь способность снижения гидравлического сопротивления.

Количественные параметры (характеристики, показатели эффективности применения), определяющие выполнение лабораторной установкой своих функций:

Максимальная вязкость перекачиваемой среды — 1500 мПа*с.

Минимальная температура исследования перекачиваемой среды — 20 0С.

Максимальная температура исследований перекачиваемой среды — 35 0С.

Максимальная обводненность перекачиваемой среды — 95 %.

Минимальное время единичного исследования — 30 минут.

Минимальная концентрация исследования противотурбулентной присадки — 10 г/т.

Максимальный объем сырья исследования — 5 литров.

Входные воздействия (сигналы, информационные данные, механические воздействия и т.п.), необходимые для выполнения лабораторной установкой заданных функций:

Изготовленная лабораторная установка по габаритным имеет следующие характеристики:

Высота – 1560 мм, длина – 3700 мм, ширина – 1200 мм.

Общая масса лабораторной установки – 240 кг.

Библиографический список:

1. Установка для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений [Текст]: пат.166259 Рос. Федерация МПК С01F 25/00 / Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин А.В., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В.; заявитель патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ». - №2016100724/28; заявл. 11.01.2016; опубл. 20.11.2016, Бюл. №32. – 4с.
2. Харитонов Е.В., Дусметова Г.И., Увезеимна Д., Оладеле Э., Шарифуллин А.В., Международный форум-конкурс молодых ученых (Санкт-Петербург, 19-21 апреля 2017г.). Санкт-Петербург, 2017, Сборник научных трудов, часть II, С. 180.

УДК 681.518:622.692.4

Определение макропараметров моделей машинного обучения при прогнозировании влияния противотурбулентной присадки на гидравлическую эффективность нефтепроводов

Черенцов Д.А., Пирогов С.П.,

Якупов А.У., Воронин К.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для увеличения пропускной способности нефтепроводов применение противотурбулентных присадок (ПТП) является предпочтительным методом, так работе [1] была произведена технико-экономическая оценка вариантов увеличения пропускной способности действующего нефтепровода, рассматривались такие методы как:

- строительство трубопровода-лупинга всего трубопровода;
- строительство участка трубопровода-лупинга большего диаметра, определенной длины;

- строительство дополнительной промежуточной насосной станции (НПС) по трассе трубопровода;
- применение ПТП.

Результаты оценки показали, что применение ПТП, по экономическому показателю - чистая приведенная стоимость, в разы эффективнее остальных вариантов.

За счет применения ПТП увеличивается толщина вязкого пограничного подслоя трубопровода, происходит снижение турбулентных пульсаций у стенок трубопровода и, как следствие, происходит снижение гидравлического сопротивления трубопровода.

Исследованиям по определению потерь давления в трубопроводах при применении ПТП посвящено большое количество работ, например - [2, 3, 4]. В [1] показано, что большинство предложенных зависимостей не обеспечивает требуемой точности расчетов с фактическими значениями.

В [1, 5] представлены результаты применения моделей машинного обучения для решения поставленной задачи, которые показывают удовлетворительное отклонение от фактических значений при определении потерь давления. В качестве рекомендуемой к использованию модели предлагается искусственная нейронная сеть (ИНС), однако, модель градиентного бустинга (Gradient Boosting) также является перспективной, на сегодняшний день данная модель лидер в хакатонах по машинному обучению. Определению макропараметров этих моделей посвящена данная работа.

Модель градиентного бустинга представляет собой ансамбль моделей, в котором прогнозирование происходит последовательно с добавлением новой модели в ансамбль. Каждая новая модель учится на значениях ошибки предсказаний предыдущей модели (см. рис. 1).

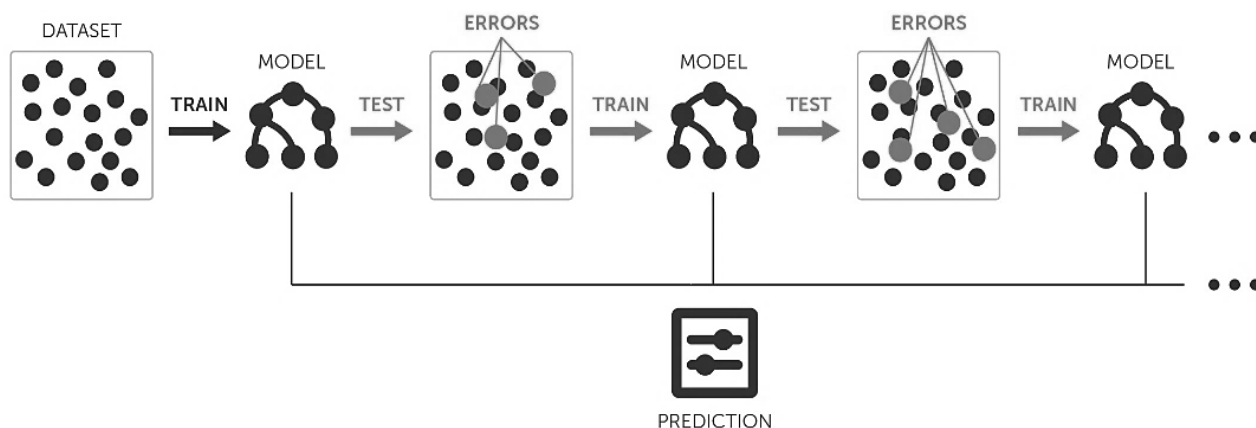


Рисунок 1 - Модель градиентного бустинга (Gradient Boosting)

Модель градиентного бустинга реализована в виде библиотек для языка Python, таких как: XGboost, LightGBM и Catboost (разработка компании Яндекс). В данном исследовании использовалась библиотека Catboost реализованная с помощью «деревьев решений». Варьируемыми макропараметрами, обеспечивающими наилучшую точность, являлись параметры: количество деревьев в ансамбле (*iterations*), шаг обучения (*learning_rate*) и глубина каждого дерева решений (*depth*). Поиск оптимальных макропараметров может быть реализован как с помощью перебора определенных значений, так и автоматически с помощью встроенной функции *grid_search* следующим образом:

- `model=CatBoostRegressor(iterations=10, eval_metric='MAE')`
- `grid={'learning_rate':[0.001,0.01,0.1],'depth':[4,5,6]}`
- `result=model.grid_search(grid,train_pool)`

В большинстве случаев, для ускорения поиска оптимальных макропараметров вычисления лучше производить на графическом вычислителе, что так же реализовано в Catboost с помощью функции *task_type='GPU'*.

Оптимальными параметрами, для представленной выборки обучения, являются макропараметры: количество деревьев в ансамбле – 992, шаг обучения – 0.003, максимальная глубина дерева – 6.

Модель ИНС представляет собой полносвязную сеть (двухслойный персептрон) см. рис. 2.

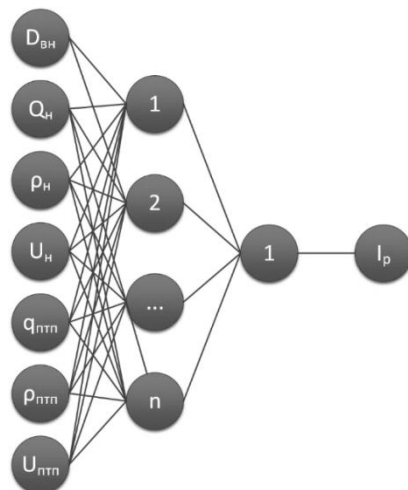


Рисунок 2 - Модель ИНС

В ИНС для решения задачи регрессии применяется сеть с одним скрытым слоем, а макропараметром для исследования является количество нейронов на этом слое. Для определения количества нейронов, обеспечивающих наилучшую точность, можно воспользоваться следствием теоремы Арнольда-Колмогорова-Хехт-Нильсена:

$$\frac{N_y \cdot Q}{1 + \log_2 Q} \leq N_w \leq N_y \cdot \left(\frac{Q}{N_x} + 1 \right) \cdot (N_x + N_y + 1) + N_y \quad (1)$$

где N_y - размерность выходного сигнала; Q - число элементов множества обучающихся примеров; N_w - необходимое число синаптических связей; N_x - размерность входного сигнала.

Исследование увеличения точности прогнозов от увеличения количества нейронов на скрытом слое, для представленной выборки на которой обучалась модель, показало, что 120 нейронов обеспечивают наилучшую точность.

Модель ИНС реализована в виде различных библиотек для языка Python, таких как: scikitlearn, keras, pytorch и т.д. В данном исследовании использовалась библиотека pytorch. Макропараметр – шаг обучения (learning_rate) может быть определен с помощью функции: optimizer = torch.optim.Adam(net.parameters(), lr=0.01)

Исследование шага обучения показало, что наилучшая сходимость будет обеспечена при значении 0.003. В качестве оптимизатора (алгоритма обучения ИНС) принят алгоритм Лавенберга – Маквардта так как имеет наивысшую скорость обучения. Переобучение ИНС контролировалось за счет остановки обучения при достижении точки, после которой начинался рост квадратичной ошибки для тестовой выборки.

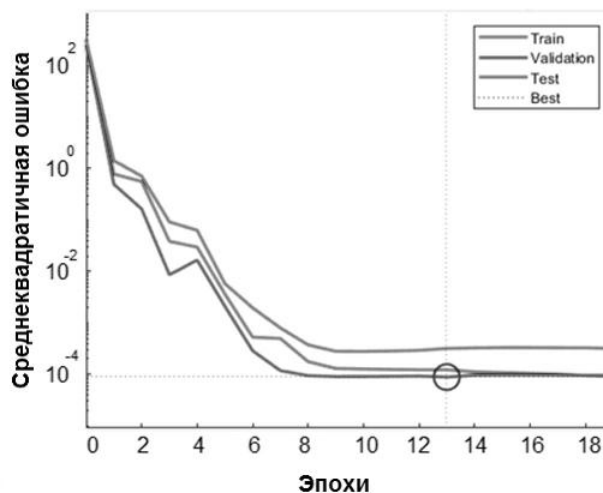


Рисунок 3 - Контроль переобучения ИНС

В работе представлены макропараметры, а также способы их определения для моделей машинного обучения при решении задачи определения потерь давления трубопроводов при применении ПТП. Имитационное моделирование на основе моделей машинного обучения может эффективно применяться для оценки необходимого объема ПТП для обеспечения пропускной способности трубопроводов. В качестве рекомендуемой для использования модели предлагается ИНС. Это обусловлено тем, что вид целевой функции заранее неизвестен и при обучении ИНС происходит процесс поиска функции, наиболее корректно описывающей целевую зависимость.

Библиографический список:

1. Применение машинного обучения для прогнозирования влияния противотурбулентной присадки на гидравлическую эффективность нефтепроводов / Черенцов Д.А., Зараев В.Ф., Мареева А.Ю., Стрекалов А.В., Пирогов С.П. // Территория Нефтегаз. 2021. № 3-4. С. 14-22.
2. Гареев М.М, Альмухаметова Д.А, Ахметвалиева Г.Ф. Обоснование методов прогнозирования эффективности перекачки нефти и нефтепродуктов с использованием противотурбулентных присадок по трубопроводам разного диаметра // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. - №2. –с.10-15.
3. Чэнь Ян, Нечваль А.М., Муратова В.И., Ян Пэн Прогноз гидравлической эффективности при перекачке жидкости с противотурбулентной присадкой с использованием методов численного моделирования // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. - №2. –с.9-13.
4. Гильмияров Е.А., Шакиров Е.Р. Анализ расчетных зависимостей влияния противотурбулентных присадок на гидродинамические параметры перекачиваемой жидкости // Материалы III Международной научно-практической конференции – 2019. - №3. –с.147-150.
5. Применение моделей машинного обучения для интеллектуального управления эффективностью транспорта нефти / Черенцов Д.А., Якупов А.У., Воронин К.С., Земенков Ю.Д., Чижевская Е.Л. // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 136-139.

УДК 622.692.4.076:662.998

Оптимизация режимов работы подогревателей газа ПТПГ-30

Янчук В.М.

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

Кузьбожев А.С., Шишкин И.В.,

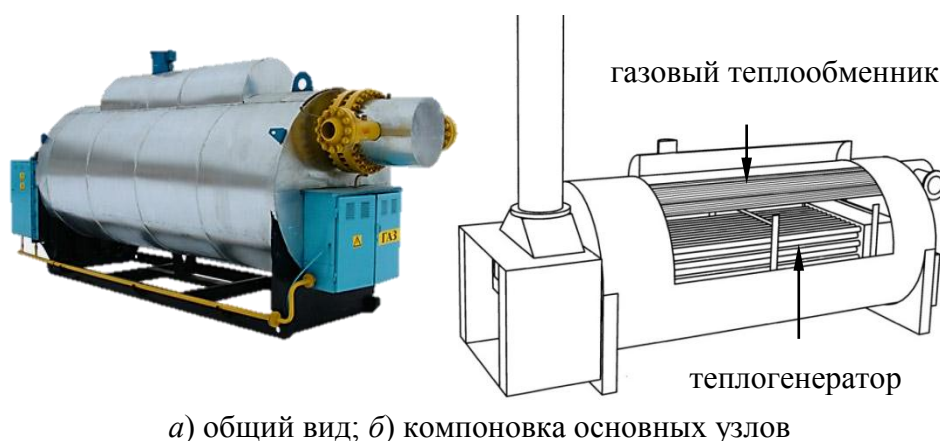
Бирилло И.Н., Кузьбожев П.А.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Отбор природного газа из магистральных газопроводов и его перенаправление в газораспределительные сети среднего и низкого давления выполняется с помощью газораспределительных станций, технологический процесс которых включает последовательно выполняемые процедуры по очистке газа, его подогреву, снижению давления, одоризации и учету расхода [1]. Технология снижения давления основана на эффекте дросселирования, при реализации которого также происходит уменьшение температуры газа (на 4,5 – 5,5 °С при уменьшении давления на 1 МПа, в зависимости от компонентного состава [2]). Охлаждение газа при дросселировании обеспечивает снижение качества энергообеспечения потребителей, что обусловлено:

- отказами и нарушениями в работе оборудования в условиях интенсивного охлаждения (например, разрушение уплотнительных элементов и мембран из полимерных материалов);
- образованиями кристаллогидратов, снижающих пропускную способность газопроводов;
- повреждаемостью газопроводов при воздействии сил морозного пучения в условиях промерзания окружающего грунта.

Для повышения температуры газа используются подогреватели, располагающиеся перед узлами редуцирования и, как правило, использующие в качестве источника тепловой энергии природный газ, отбираемый из технологических трубопроводов газораспределительной станции. Подогреватели включают узел сжигания топливного газа (горелки, средства наддува, топочные камеры, теплообменники, дымоходы и пр.), а также узел нагрева, представляющий собой кожухотрубчатый газожидкостный теплообменник. Теплопередача между узлом сжигания топливного газа и узлом нагрева осуществляется через промежуточный теплоноситель, циркулирующий за счет тепловой конвекции или с использованием вспомогательного насосного оборудования. В настоящее время, значительное количество подогревателей на газораспределительных станциях представляют собой устройства, у которых в общем корпусе, заполненном промежуточным теплоносителем, расположены узел сжигания топливного газа (теплогенератор) и узел нагрева (трубчатый теплообменник). Наиболее характерным представителем таких устройств является подогреватель ПТПГ-30 (рисунок 1).



а) общий вид; б) компоновка основных узлов

Рисунок 1 - Подогреватель газа ПТПГ-30

Подогреватель газа ПТПГ-30 отличается высокой надежностью. Подвижные части в конструкции отсутствуют, устройство, в отличие от современных моделей, может функционировать при отсутствии электроэнергии в режиме ручного управления. Одновременно с указанными достоинствами, у подогревателя ПТПГ-30 могут быть выделены следующие недостатки:

- значительные габаритные размеры и вес (до 18 т, из которых 7 т – вес промежуточного теплоносителя);
- высокая тепловая инертность, не позволяющая осуществлять точную настройку режима нагрева в условиях переменного отбора газа потребителями (например, при значительных перепадах суточных температур воздуха, характерных для весеннего периода);
- узкий оптимальный диапазон функционирования.

Опыт эксплуатации устройств показал, что кроме указанных недостатков, связанных с конструктивными особенностями подогревателей, существуют риски снижения эффективности их работы, обусловленные следующими факторами [3]:

- как правило, при проектировании газораспределительных станций, учитывалась перспектива увеличения отбора газа, которая в дальнейшем не была реализована, в результате мощность подогревателей оказывалась избыточной;
- узкий модельный ряд устройств с преобладанием подогревателей производительностью 30000 $\text{нм}^3/\text{ч}$.

В результате работы в режимах неполной загрузки, фиксировались следующие нарушения и отказы [3]:

- фактическая температура нагрева газа не превышала 20 – 25 °С, в результате наблюдалось интенсивное образование конденсата и сажевых отложений в дымогарных трубах (как следствие, интенсивная коррозия стенок дымогарных труб и жаровой трубы, снижение теплопроводности стенок дымогарных труб, снижение или закупорка проходного сечения дымогарных труб);

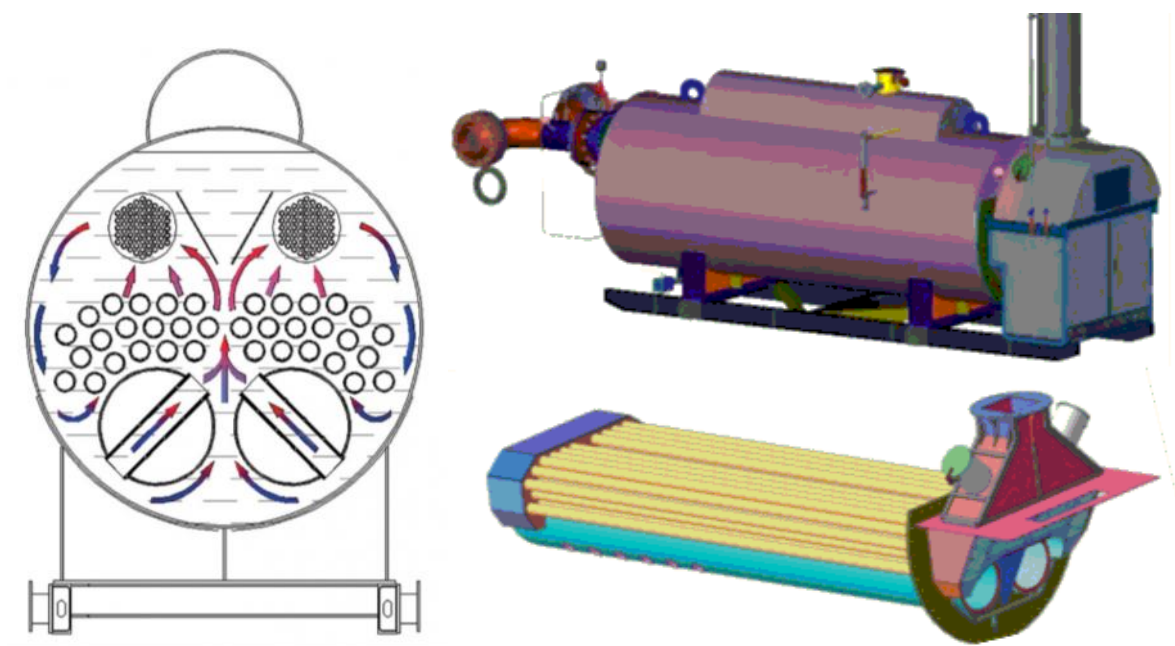
– в некоторых случаях (в условиях малых расходов по подогреваемому газу), подогреватели работали на запальной горелке (основная горелка была неработоспособна в режиме сверхмалой загрузки);

– наблюдалось нестабильное функционирование газовых горелок в условиях низкой производительности (в 10 – 15 раз ниже расхода в номинальном режиме), пульсации факела, неполнота сгорания топливного газа с интенсивным выделением сажи, наличием в продуктах сгорания больших объемов CO , CH_4).

В качестве решения проблемы недозагрузки подогревателя, которая может проявляться даже в случаях соответствия проектных и фактических режимов работы газораспределительных станций, специалистами ООО «Завод «Газпроммаш» был предложен вариант модернизации устройства, обеспечивающий расширение оптимального диапазона функционирования. В результате был разработан подогреватель газа ГПМ-ПТПГ-30М (рисунок 2), в котором, в отличие от устройств ранней конструкции, использовался теплогенератор, включающий две жаровые трубы, переходящие в общий поворотный короб, соединяющийся с приемной камерой дымовой трубы с помощью набора дымогарных труб. Каждая жаровая труба оснащалась индивидуальной горелкой.

Новая модель подогревателя обладала следующими преимуществами [2]:

- повышенный коэффициент полезного действия (87 %);
- снижение минимально допустимого нагреваемого объема газа с 7000 до 3000 $\text{м}^3/\text{ч}$;
- увеличение продолжительности эксплуатации с 10 до 20 лет (за счет меньшей тепловой нагрузки на узлы теплогенератора в условиях пиковых нагрузок);
- снижение веса на 2,5 т (с 11,0 до 7,5 т без учета веса промежуточного теплоносителя);
- повышение эффективности работы газового теплообменника (трубный пучок оптимизированной конструкции с улучшенной возможностью прохождения промежуточного теплоносителя между трубками).



а) разрез; б) общий вид; в) теплогенератор [3]

Рисунок 2 - Схема модернизации подогревателя газа типа ГТМ-ПТПГ-30, предлагаемая специалистами предприятия ООО «Завод «Газпроммаш»

Дополнительно, для повышения эффективности нагрева газа, в конструкции устройства предусмотрено:

- размещение в жаровых трубах поперечных каналов, чем обеспечивается устранение застойных зон в объеме циркулирующего при нагревании промежуточного теплоносителя;
- применение обтекателя в пространстве трубного пучка для лучшего распределения конвективных потоков;

– применение фланцев меньшего диаметра в узлах подключения газопроводов высокого давления, что обеспечивает лучшую герметичность соединений.

Предлагаемые решения по модернизации не являются достаточной мерой для повышения эффективности подогревателя. Прежде всего, увеличение количества применяемых горелок снижает надежность системы в целом, так как потребует применения большего количества контрольных и управляющих устройств (по сравнению с исходной конструкцией). Размещение в жаровых трубах поперечных каналов, возможно, также не оправдано, так как появляется риск их прогара (каналы расположены в пределах прямого воздействия факела сгорающего газа). Масса и габаритные размеры подогревателя остаются практически неизменными (снижение на 2,5 т), объем промежуточного теплоносителя не меняется. В конструкции сохранен один из ключевых недостатков – высокая трудоемкость обслуживания и ремонта, обусловленная необходимостью опорожнения корпуса от промежуточного теплоносителя, а также высокой трудоемкостью демонтажа газового теплообменника и теплогенераторов.

Представленная оптимизированная конструкция подогревателя не позволяет в полной мере решить проблему его недозагрузки при значительных колебаниях объемов отбираемого газа. На рисунке 3 показан график расхода топливного газа в подогревателе ПТПГ-30 стандартной конструкции (с одной жаровой трубой в теплогенераторе) при различной степени загрузки. Заметный перерасход топливного газа (от 10 % и выше) наблюдается при степени загрузки подогревателя до 35 % от номинального режима. В подогревателе оптимизированной конструкции минимально допустимый уровень загрузки примерно соответствует указанной величине (30 – 35 % от номинального режима).

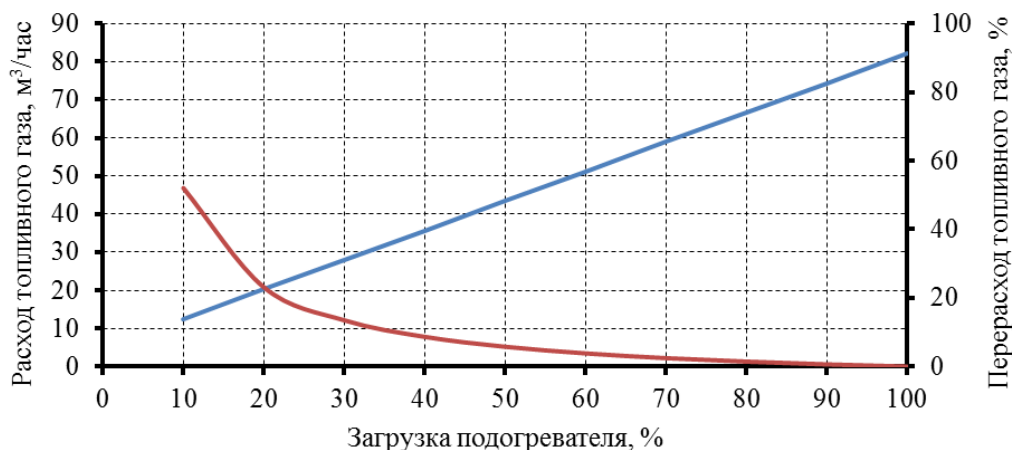


Рисунок 3 - Расход топливного газа в подогревателе ПТПГ-30 при различной загрузке, а также перерасход топливного газа в режиме недозагрузки (относительно расхода в номинальном режиме эксплуатации)

Для снижения перерасхода топливного газа, а также уменьшения повреждаемости подогревателей при работе в режимах пониженной загрузки необходимо:

– на этапах разработки проектов на сооружение или реконструкцию использовать устройства нагрева, по производительности соответствующие максимальной фактически предполагаемой и обоснованной производительности газораспределительной станции;

– вместо одного устройства большой мощности использовать несколько подогревателей, суммарная мощность которых будет соответствовать максимальной производительности газораспределительной станции. Например, вместо одного подогревателя типа ПТПГ-30 использовать два подогревателя типа ПТПГ-15;

– при наличии нескольких подогревателей не допускать работу отдельных устройств в группе в режиме недозагрузки. Например, режим работы двух подогревателей, один из которых загружен на 100 %, второй – на 20 % не является оптимальным, так как в незагруженном устройстве будут наблюдаться процессы интенсивного сажеобразования, а также нестабильная работа горелки. В рассматриваемом случае устройства следует загрузить равномерно на 60 % от номинальной производительности;

– одновременно использовать на газораспределительных станциях подогреватели разной производительности (например, кроме одного подогревателя типа ПТПГ-30 газораспределительная станция может быть дополнительно оснащена подогревателем типа ПТПГ-5 меньшей производительности, что позволит в режиме сверхмалой загрузки выводить подогреватель ПТПГ-30 в резерв, а нагрев осуществлять с помощью подогревателя ПТПГ-5, который будет работать в номинальном, наиболее экономичном режиме).

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-2.3-1122-2017. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Газораспределительные станции. Правила эксплуатации. – М.: ИРЦ «Газпром экспо», 2018. – 64 с.
2. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – 242 с.
3. Соловьева Н. М., Хворостян П. В. Подогреватели газа с промежуточным теплоносителем. Опыт применения // Вестник Газпромаша. – 2007. – № 1. – С. 20 – 27.

УДК 543.635

Определение группового состава бензиновых фракций смол коксования сланцев с помощью ФИА-анализа

Яшуваев С.И., Белихина А.С.,

Майоров А.Р., Евстигнеева Е.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

На сегодняшний день ресурсы горючих сланцев реализуются в ходе разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), таким образом, учитывая огромные разведанные запасы горючих сланцев как в России, так и во всем мире, добыча сланцевых пород может послужить следующим этапом в стратегии энергетического перехода [1]. Смола сланцепереработки представляет значительный интерес для нефтехимического и нефтеперерабатывающего сектора в качестве сырья нефтехимического синтеза (для получения сольвентов, пластификаторов, топливных компонентов – бензиновую, керосиновую и дизельную фракции получают, в том числе, из продуктов пиролиза жидкой смолы) [2]. Состав сланцевой смолы определяет возможности ее применения, поэтому чрезвычайно важно иметь представление о наличии в смоле отдельных элементов, гетероатомных и металлоорганических соединений, о ее углеводородном составе. Не менее важно определить оптимальный с точки зрения осуществимости и точности результатов метод анализа [3-5].

В настоящее время известны несколько основных аналитических методов для качественного и/или количественного определения различных типов углеводородов, которые могут быть использованы и для легких фракций смол сланцепереработки:

- масс-спектрометрия (ASTM D2789), в частности для определения ароматических соединений;
- газовая хроматография (ASTM D5443), используемая преимущественно для количественного определения парафинов, нафтенов и ароматики;
- адсорбционная хроматография (ASTM D1319 (ISO 3837) или ГОСТ Р 52063–2003) для определения ароматических, олефиновых и насыщенных углеводородов.

Учитывая особенности объекта исследования, среди данных методов оптимальным можно считать адсорбционную хроматографию по методу ASTM D1319. Его распространенность связана, прежде всего с простотой и невысокими затратами на проведение измерений. В связи с этим этот способ является одним из немногих, стандартизированных в настоящее время на международном уровне. Данный способ получил название «флуоресцентной индикаторной адсорбции» (ФИА), был стандартизирован в 1954 году. ФИА позволяет обнаруживать и количественно определять ароматические углеводороды, содержащихся в исследуемой смеси в диапазоне от 5% до 99% по объему, олефиновых углеводородов (от 0,3% до 55% по объему) и предельных углеводородов (от 1% до 95% по объему).

Метод ФИА основан на принципе жидкостной хроматографии: углеводородная смесь элюируется десорбирующим агентом (например, изоамиловым спиртом) на колонке, заполненной силикагелем. Согласно методике, рекомендуется активированный силикагель, пропитанный индикатором. Однако, коммерческий индикатор, как правило, не продается отдельно, чаще всего реализуется уже пропитанный 40 граммами индикатора гель, что чревато большими затратами. И одной из целей работы было рассмотрение доступных индикаторов вместо коммерческого.

Разделение компонентов обеспечивается использованием комплексного цветного индикатора, состоящего в основном из желтого, синего и красного органических красителей, специфичных по отношению к типам определяемых углеводородов, которые селективно распределяются в колонке в зависимости от природы соединения и дают окрашенные зоны (в особенности желтая и голубая), просматриваемые в ультрафиолетовом излучении.

Зона колонки, соответствующая предельным углеводородам, измеряется от фронта элюирования, расположенного в нижней части колонки, до уровня наиболее интенсивной желтой окраски, зона непредельных соединений заканчивается на уровне наиболее интенсивной синей окраски, где прослеживается начало зоны ароматики. Последняя ограничена вышележащим красным кольцом.

Таким образом, длина каждой зоны, обозначенной таким образом в колонке, прямо пропорциональна количеству молекул предельного, непредельного или ароматического типа, присутствующих в анализируемой смеси. Следовательно, сумма длин этих трех зон согласно назначению метода должна представлять собой 100% углеводородов, содержащихся в смеси.

Заполненная неактивным силикагелем колонка, которая применялась непосредственно для анализа смолы переработки сланцев представлена на рисунке 1.

Флуоресцентный индикатор, предлагаемый в настоящее время для проведения анализа по методу ASTM D1319, не адаптирован для всех типов нефтяных, газовых и иных топлив (не было испытаний), особенно тех, в которых есть значительные количества гетероатомных соединений. Одним из приоритетных направлений усовершенствования индикаторов жидкостной колоночной хроматографии является повышение их просматриваемости в ультрафиолетовом излучении, и в то же время преодоление зависимости окраски от состава анализируемой смеси. В общем случае, флуоресцирующий индикатор может быть получен из любого красителя-прекурсора, предназначенного для хроматографического анализа и, в частности, для проведения анализа по методу ASTM D1319, например из перекристаллизованного красителя «Петрол Ред АБ4», рекомендованного методикой, других индикаторов, реализуемых компаниями UOP и Merck, и иных [7].

В настоящее время стандартным для проведения анализа по методу ФИА является индикатор, состоящий из смеси вышеупомянутого «Петрол Ред АБ4» с олефиновыми и ароматическими красителями (желтый и синий цвета). Смесь красителей очищается хроматографическим методом и наносится на силикагель. Основной недостаток этого индикатора – его дороговизна. Таким образом, актуальным является подбор менее дорогостоящих расходных реагентов для данного анализа.

Например, красный жирорастворимый краситель, известный как «Судан 3» или «Судан 4», как правило используется в составе типового флуоресцирующего индикатора для проведения анализа по методу ФИА: он легко элюируется ароматическими углеводородами. Этот краситель относится к семейству азокрасителей и, в более общем смысле, к семейству гидроксирильных соединений, которые получают из «Судана 3» ($C_{22}H_{14}N_4O$) реакцией присоединения между производным оксинафтена и связующим аминоксидом ароматического типа.

При приготовлении типового флуоресцентного индикатора, индикатор подготавливают к анализу следующим образом: индикатор элюируют на адсорбционной колонке, используя смесь предельных, непредельных и ароматических углеводородов (в ходе подготовки можно использовать смесь, близкую по составу к смоле, например, прямогонный бензин). Компоненты индикатора разделяются и собираются отдельно. Таким образом индикатор очищают. Для того, чтобы отделенный краситель для обнаружения ароматики представлял собой коричневый пигмент (без примеси красного), этот краситель нужно снова элюировать на колонке

оксигенатом, содержащим не менее шести атомов углерода. Затем из двух полученных порций нужно отделить коричневую для дальнейшего смешения с отделенными порциями желтого и голубого красителей, в результате чего получается свежий индикатор желаемого состава.

Еще одним способом получения такого индикатора может послужить растворение флуоресцирующего индикатора исходного состава в эфире при перемешивании. Красный пигмент комплексного красителя для обнаружения ароматических УВ образует отдельную фазу и его можно извлечь. Для улучшения разделения можно добавить ароматический растворитель, такой как толуол. На последней стадии индикатор очищают по схеме, описанной выше.



Рисунок 1 – Заполненная неокрашенным силикагелем колонка для анализа смолы переработки сланцев

Сравнение приготовленного самостоятельно и модифицированного индикатора с точки зрения метрологических характеристик определения типов углеводородов с помощью ФИА с использованием на примерах легких фракций смол сланцепереработки (таблица 1) демонстрирует преимущество сходные результаты.

Таблица 1 – Сравнение результатов определения ароматических углеводородов в легких фракциях смолы пиролиза

Пределы выкипания фракции смолы коксования, °С	Содержание ароматических углеводородов	
	на коммерческом индикаторе	на самостоятельно приготовленном индикаторе
100-120	32,8	31,6
120-140	41,6	42,3
140-160	41,7	41,5

Таким образом, флуоресцирующий индикатор для ФИА может быть получен с использованием коммерчески доступного красного красителя, например «Судана 3» или «Судана 4», из которого экстрагируют коричневый пигмент. Коричневый пигмент затем смешивают с порциями неопределенного и аренового (голубого и желтого) красителей и получают индикатор желаемого состава

Библиографический список:

- 1 Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Козлов А.М., Лapidус А.Л., Мовсумзаде Э.М. Каталитическая конверсия Кашпирских горючих сланцев// Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт.– 2010.– №8.– С.3-8.
- 2 Козлов А.М., Карпов А.Б., Саркисян А.Э., Путенихин И.О., Скородумова Е.А. Использование и переработка сланцевого сырья. Смола сланцепереработки// Деловой журнал NEFTEGAZ.RU.– 2021.– № 7(115).– С.34-37.
- 3 Ковалева Д.А., Павловский В.В., Козлов А.М., Карпов А.Б., Семейкина А.Д. Определение общего азота в смоле пиролиза сланцев Перелюбского месторождения// Нефтегазохимия.– 2021.– № 1-2.– С.50-53.
- 4 Бутырская К.Г., Григорьева Н.А., Ханина О.А., Козлов А.М., Карпов А.Б. Определение общего азота в смоле пиролиза сланцев Коцебинского месторождения// Деловой журнал NEFTEGAZ.RU.– 2021.– № 10(118).– С.36-38.
- 5 Лapidус А.Л., Бейлина Н.Ю., Худяков Д.С., Козлов А.М. Исследование смолы полукоксования высокосернистых горючих сланцев Волжского бассейна// Химия твердого топлива.– 2019.– №3.– С. 26-29.

СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

УДК 622.244.49

Температурный режим скважины при бурении льдов в условиях станции «Восток» (Антарктида)

Блинов П.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

Козлова К.А.

Горный университет, Санкт-Петербург

Особую актуальность в эпоху нарастающего антропогенного воздействия на климат Земли имеют исследования, направленные на восстановление истории глобальных и региональных изменений природной среды нашей планеты. Уникальными архивами палеоклиматических данных являются отложения атмосферного льда, слагающие ледниковые покровы Антарктиды и Гренландии. Керны древнего льда, добываемые при колонковом бурении глубоких скважин в современных ледниковых покровах, содержат наиболее полную информацию о колебаниях температуры и давления атмосферы, об изменениях ее ветрового и циркуляционного режима, а также о вариациях газового и химического состава атмосферного воздуха в масштабах времени от десятков до сотен тысяч лет. Микробиологические и молекулярно-биологические исследования ледяного керна позволяют проследить эволюцию микробного разнообразия в слоях ледниковой толщи, которые формировались в разные эпохи климатической истории Земли.

Актуальность исследования озера Восток – крупнейшего на нашей планете подледникового водоема – определяется, прежде всего, тем, что оно потенциально представляет собой уникальную водную экосистему, изолированную от земной атмосферы и поверхностной биосферы на протяжении миллионов лет. Большое внимание в последнее время уделяется вопросу о стабильности озера Восток, что связано с недавно зарегистрированными быстрыми изменениями высоты поверхности ледникового покрова в различных районах Антарктиды, вызванными перераспределением значительных масс воды между подледниковыми водоемами. Озеро Восток, которое по объему воды (более 6000 км³) занимает пятое место среди пресноводных водоемов планеты, является крупнейшим элементом подледниковой гидрологической системы Антарктиды, во многом определяющей форму и динамику современного антарктического ледникового покрова в условиях меняющегося климата планеты.

На основе анализа отечественных и зарубежных технологий бурения скважин во льдах выявлено, что на сегодняшний день технология бурения плавлением горячей промывочной жидкостью является наиболее производительной. Скорости проходки при использовании этой технологии достигают 120 м/час при бескерновом бурении. Наиболее известное применение данной технологии удалось реализовать американским коллегам при строительстве лаборатории «Ледяной куб». Глубина скважины составила 2500 м. Ввиду того, что температура льда на поверхности -30°C в качестве промывочной жидкости использовалась вода температурой 80°C . Бурение велось на специальной гибкой ПВХ трубе, что позволяло развивать рекордные скорости проходки. Имеется опыт использования данной технологии и английскими исследователями. Следует отметить колонковый снаряд, который позволил им отобрать ненарушенный керн с интервала глубин 600-700 м, что не удавалось им при бурении механическим снарядом ввиду напряженного состояния льда [1].

Разработка теоретических основ технологии бурения льдов путем их плавления потоком промывочной жидкости в условиях станции «Восток» в Антарктиде позволит разработать технические средства и выбрать оборудование для реализации технологии в конкретных горно-геологических условиях.

Для достижения поставленной цели сформулирована следующая задача: разработать математическую модель температурного режима бурения скважин во льдах путем их плавления потоком промывочной жидкости.

Температурный режим – распределение температуры циркулирующего очистного агента во внутреннем канале БК и в кольцевом канале скважины [2] (Рисунок 1).

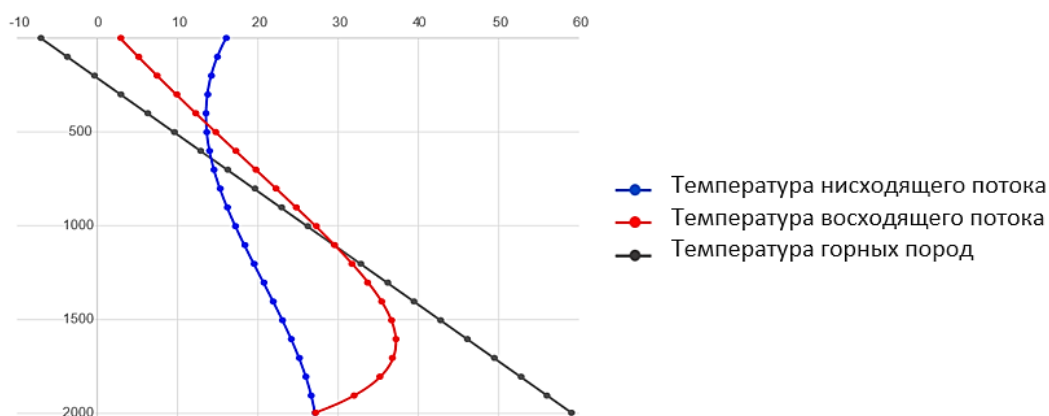


Рисунок 1 – Температурный режим скважины [2]

Нисходящий поток (в буровых трубах) находится в состоянии теплообмена с восходящим потоком в кольцевом канале, который изменяет свою температуру также и за счёт теплообмена со льдом. Процесс теплообмена нестационарный, зависит от продолжительности циркуляции. В призабойной зоне очистной агент охлаждается за счет плавления льда. Энергия, затрачиваемая на преодоление гидравлических сопротивлений, рассеивается в виде теплоты (диссипация энергии), что также оказывает влияние на температурный режим. При бурении во льдах теплообменные процессы осложняются изменениями фазового состояния, что сильно влияет на направление и интенсивность тепловых потоков.

Основные факторы, влияющие на температурный режим:

- 1) расход и начальная температура очистного агента;
- 2) скорость течения и турбулентность потоков;
- 3) физические и теплофизические свойства очистного агента и льда;
- 4) естественная температура льда и характер её изменения по глубине;
- 5) конструкция БК и свойства материала;
- 6) скорость бурения;
- 7) мощность, затрачиваемая на забое;
- 8) фазовые превращения и др.

За основу примем аналитическое решение температурного режима скважины, полученного Б.Б. Кудряшовым в 1964 г. для традиционного механического бурения скважин [2]. Решение позволяет найти температуры нисходящего и восходящего потока очистного агента в любой момент времени, но при бурении льдов становится трансцендентным из-за отсутствия информации о теплообмене в призабойной зоне скважины. Для этого определим падение температуры на забое при плавлении льда.

Количество теплоты, теряемое на забое, складывается из трех составляющих – это нагрев льда до температуры плавления, непосредственно плавление льда и теплообмен талой воды с промывочной жидкостью. Была выведена окончательная формула падения температуры на забое:

$$\Delta T = \frac{\pi D^2 \rho_{\text{л}} V_{\text{мех}} (t_{\text{к}} c_{\text{в}} + c_{\text{л}} t_{\text{л}} + \lambda_{\text{л}})}{4 Q_{\text{пж}} \rho_{\text{пж}} c_{\text{пж}}} \quad (1)$$

где $\rho_{\text{л}}$ – плотность льда, кг/м³; $V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, м/с; $t_{\text{к}}$ – конечная температура смеси промывочной жидкости и талой воды на забое, °С, $c_{\text{в}}$ – удельная теплоемкость талой воды, Дж/(кг·град.), $c_{\text{л}}$ – удельная теплоемкость льда, Дж/(кг·град.); $t_{\text{л}}$ – температура льда на забое, °С, $\lambda_{\text{л}}$ – удельная теплота плавления льда, Дж/кг, $Q_{\text{пж}}$ – расход промывочной жидкости, м³/с, $\rho_{\text{пж}}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³. $c_{\text{пж}}$ – удельная теплоемкость промывочной жидкости, Дж/(кг·град.)

Моделирование бурения сквозь ледяную толщу требует учета теплофизических свойств льда, таких как плотность, теплопроводность, удельная массовая теплоемкость, коэффициент температуропроводности. По данным [3] были построены графики (рисунок 2, рисунок 3, рисунок 4) основных теплофизических свойств льда в зависимости от температуры, а также выведены эмпирические зависимости.

При моделировании температурного режима скважины для бурения во льдах, важно учитывать реальные условия бурения, а именно увеличение температуры с глубиной, а также давление, создаваемое вышележащими толщами. Профиль измеренных температур в Антарктике, на станции Восток, доказывает увеличение температур с глубиной (рисунок 5). Данная температурная зависимость получена с помощью аппроксимации измеренных в скважине данных и выражена полиномом, отраженном в формуле 2 [4]:

$$-56,034 + 2,9889 \cdot 10^{-3} \cdot z + 3,888 \times 10^{-6} \cdot z^2 - 0,2419 \cdot 10^{-9} \cdot z^3, R^2 = 0,999 \quad (2)$$

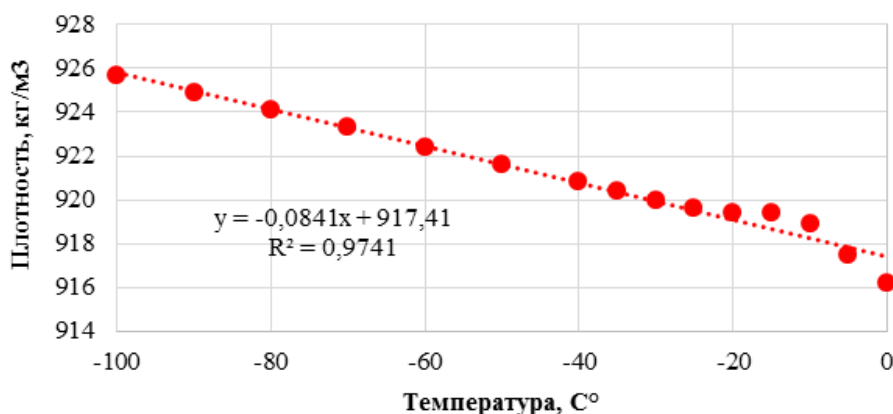


Рисунок 2 – График зависимости плотности льда от температуры

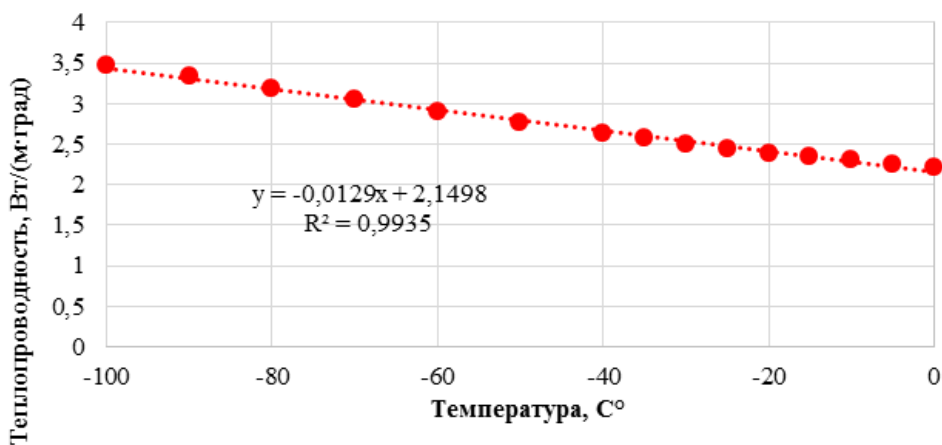


Рисунок 3 – График зависимости теплопроводности льда от температуры

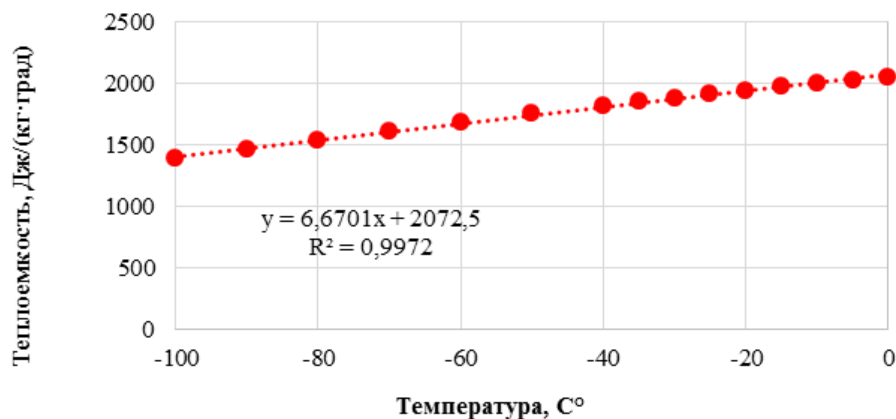


Рисунок 4 – График зависимости теплоемкости льда от температуры

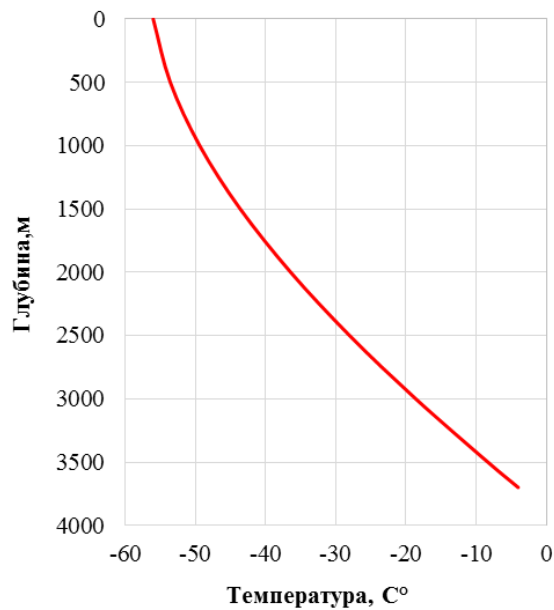


Рисунок 5 – Сглаженный профиль изменения температуры в зависимости от глубины скважины на станции Восток

При моделировании температурного режима скважины также важно учитывать влияние давления вышележащих толщ. Ледники представляют собой движущиеся скопления льда атмосферного происхождения, содержащие значительное количество воздуха (до 11% от общего объема). Во время оседания, лед сжимается и увеличивает свою плотность под давлением вышележащих слоев, а когда он возвращается на поверхность, то частично расширяется и становится менее плотным. Давление внутри ледника зависит как от глубины под поверхностью, так и от плотности льда, причем плотность также изменяется под влиянием температуры. При увеличении температуры (с глубиной температура увеличивается), плотность уменьшается, когда как давление вышележащих толщ наоборот, увеличивает плотность. Это приводит к выравниванию плотности ледника с глубиной, так как температура и давление компенсируют влияние друг друга (рисунок 6).

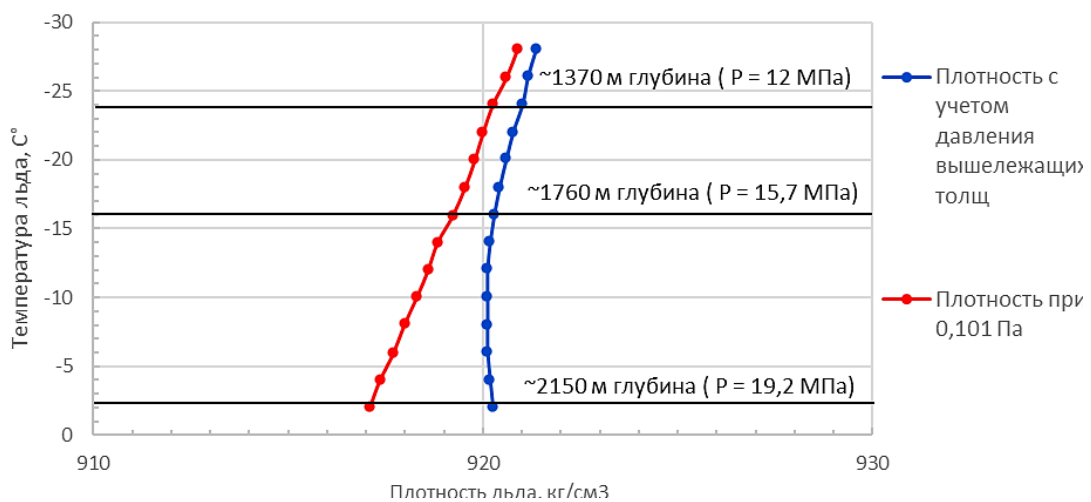


Рисунок 6 – Расчетная плотность антарктического льда в зависимости от давления и температуры

На рисунке 6 представлена расчетная плотность [4] ледяного керна из Антарктиды в зависимости от давления и температуры. В основании ледника предсказанные плотности составляют 917,1 и 920,3 кг/см³ для 0,1 и 19,2 МПа, соответственно. Примерно между 1730 и 2150 м рассчитанная плотность льда колеблется только между 920,1 и 920,3 кг/см³. В этом диапазоне возрастающее давление повышает плотность, а возрастающая температура понижает плотность; две силы - температура и давления находятся в относительном равновесии в этом диапазоне.

В исследовании 1959 года [5] также есть подтверждение выравнивания плотности с глубиной (Рисунок 7). По мере оседания, лед быстро увеличивает свою плотность в верхних слоях ледника за счет сжатия включенного в него воздуха, но на больших глубинах плотность даже самого насыщенного воздухом льда ($\rho = 815 \text{ кг/см}^3$) почти не отличается от плотности чистого льда ($\rho = 916,7 \text{ кг/см}^3$), и, соответственно, скорость изменения плотности с глубиной ничтожно мала. Соответственно, для моделирования температурного режима скважины с учетом изменения температуры льда с глубиной, а также влияния давления вышележащих толщ, на всех интервалах можно брать плотность чистого льда – $916,7 \text{ кг/см}^3$.

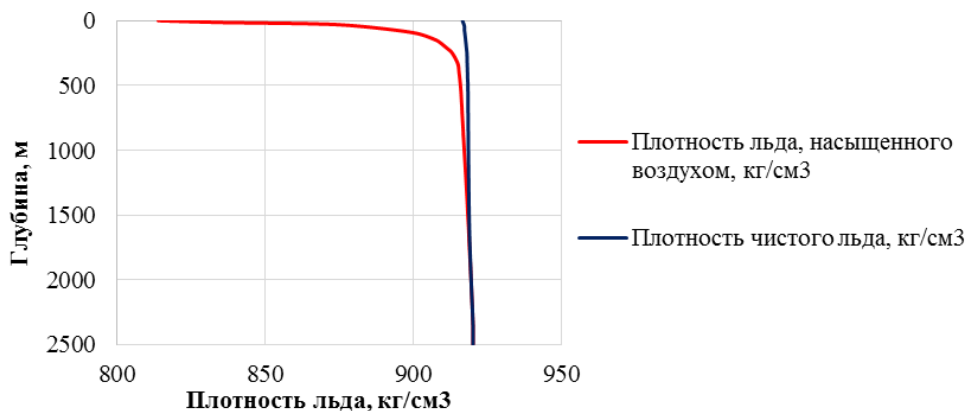


Рисунок 7 - Изменение плотности льда с глубиной

Полученная зависимость (2) позволяет реализовать решение уравнений температурного режима скважины, задавшись температурой на забое в кольцевом пространстве. Решение было произведено с использованием ПК (Рисунок 8). Для этого было разработано программное обеспечение «Hot Water Drill Temperature (HWDТ)»



Рисунок 8 – Температурный режим для условий станции Восток (Антарктида)

При моделировании температурного режима скважины также важно учитывать тепловое влияние скважины на окружающий массив льда при его бурении плавлением потоком промывочной жидкости. Важно определить температурное поле вокруг скважины с учетом агрегатного перехода льда в результате протаивания или намораживания стенок скважины, а также с учетом продолжительности циркуляции в процессе бурения.

По результатам выполненных работ разработана математическая модель температурного режима бурения скважин во льдах путем их плавления потоком промывочной жидкости, на основе которой программный комплекс позволит выбрать необходимый безаварийный температурный режим скважины с учетом теплофизических свойств льдов в конкретных горно-геологических условиях, и, в частности, на станции Восток в Антарктиде; геометрических и физико-технических характеристик бурового инструмента; реологических и теплофизических свойств промывочной жидкости, а также от режимных параметров бурения.

Библиографический список:

1. Talalay, P.G. Thermal ice drilling technology. – Geological Publishing House and Springer Nature Singapore Pte Ltd, 2020. – С.145-244.
2. Кудряшов, Б.Б. Бурение скважин в мерзлых породах / Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев – М.: Недра, 1983. – 286 с.
3. Таблица плотности, теплопроводности и теплоемкости льда при температурах от 0 до -100°C. [Электронный ресурс]. - https://www.engineeringtoolbox.com/ice-thermal-properties-d_576.html (дата обращения 20.01.2022)
4. Talalay, P.G. Geothermal heat flux from measured temperature profiles / The Cryosphere №14, 2020 – p. 4021–4037.
5. Shumskiy, P.A. Density of glacier ice / Journal of Glaciology, Volume 3, Issue 27, 1960, p. 568 – 573.

УДК 553.98:622.143.1:519.87

Формирование подхода к выбору вида функций относительных фазовых проницаемостей в условиях недостатка керновых данных

Игнатовский С.И., Рязанова Е.Н.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Волгоград

Агупов М.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь

При построении гидродинамической модели залежи углеводородов особое внимание уделяется экспериментальным исследованиям процессов, происходящих при многофазной фильтрации флюида. Экспериментальные данные, которые характеризуют течение в различных условиях: тип коллектора, особенности массообмена, режим фильтрации. Одним из основных исследований, проводимых на керне и применяемом в ГДМ, является определение ОФП. Но часто такие исследования отсутствуют по ряду причин. Выработка и комплексное изучение кернового материала зачастую осложняется экономическими и технологическими факторами, которые в свою очередь на этапе геолого-промыслового анализа могут повлиять на признание исследования на керне кондиционным.

В условиях недостатка керновых исследований при работе с ОФП для использования в ГДМ чаще всего приходится рассматривать аналоги месторождений с уже имеющимся набором кондиционных исследований керна. Однако, в ряде случаев нет прямых аналогов объектов разработки. В подобных ситуациях приходится применять аналитические методы вычисления функций ОФП, что может привести к снижению точности моделирования. Аналитические методы являются осреднёнными характеристиками пласта, и могут не описывать процесс фильтрации конкретного объекта разработки.

Целью работы является разработка подхода для подбора вида функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для применения при гидродинамическом моделировании (ГДМ) в условиях недостатка керновых исследований.

Для достижения поставленной цели, в работе решались следующие основные задачи:

- Обзор методов определения ОФП.
- Выбор математической модели и материалов для обучения - формирование базы данных (БД).
- Разработка прототипа программного модуля для подбора ОФП.

- Апробация подхода и проверка качества прототипа.

Относительные фазовые проницаемости. Методы их определения

Высокая степень неопределенности исходной информации делает необходимым этапом моделирования адаптацию модели по данным наблюдений [1, 4]. Но, если данных о работе месторождения нет (например, новое месторождение), то приходится полагаться на математические, эмпирические и аналитические зависимости для построения прогноза. Часто для настройки модели и работы с прогнозными расчетами варьируют множеством параметров, одним из которых являются функции ОФП.

Существуют прямые и косвенные методы определения ОФП. К прямым относятся лабораторные методы стационарной (установившейся) фильтрации. К косвенным - расчетные методы по кривым капиллярного давления, по промысловым данным (по фактической обводненности). Методики определения ОФП широко освещены в научной литературе [3, 5].

Следует отметить, что ОФП — это отношение фазовой проницаемости к абсолютной, является универсальной величиной для данной породы коллектора и данной пары флюидов. При этом фазовая проницаемость – это индивидуальный параметр, характерный для каждого флюида, который движется в пористой среде одновременно с другим флюидом (в нашем случае нефть и вода). Этот параметр зависит от насыщенности пласта каждым флюидом и всегда меньше абсолютной проницаемости.

Как уже отмечалось выше, для определения ОФП необходимо проведение экспериментов на керновом материале, отобранном из скважин, на искусственном керне или с применением технологии «цифрового» керна. Однако, исследования керна в некоторых случаях не реализуются из-за его непригодности к экспериментам по различным причинам (некондиционность, повреждения при транспортировке и т.д.).

Наряду с этим, технология применения искусственного керна не универсальна, требует подбора определенного состава для набивки и длительных экспериментов. Многие составы для искусственных кернов запатентованы, их нельзя использовать свободно.

«Цифровой» керн сравнительно новая методика, которая находит все большее применение, но системы, которые позволяют создавать «цифровой» керн, дороги и сложны [2] на данной стадии его развития.

Использовать в текущей деятельности инженера гидродинамического моделирования результаты исследований на искусственном и «цифровом» керне не представляется возможным.

В рамках данной работы разработан новый подход для подбора вида ОФП в условиях двухфазной фильтрации в системе «нефть-вода» для тех месторождений, по которым не были проведены керновые исследования, а подбор аналога осложняется отсутствием сходных по параметрам, свойствам и структурным признакам объекта.

Для формирования нового подхода к определению вида ОФП применяются методы машинного обучения на базе математических моделей. В качестве данных для обучения модели используется база данных проведенных керновых исследований ОФП. Для работы с моделью машинного обучения и базой данных разработан программный модуль. Далее на тестовой выборке (ряд месторождений, для которых есть керновые эксперименты) происходит проверка сходимости ОФП из математической модели с реальными лабораторными исследованиями. Затем, после получения положительного эффекта (сходимость больше 80%), возможно применение математической модели в целях получения функций ОФП для месторождений без керновых исследований. При недостаточной сходимости результата из тестовой выборки необходимо переобучение модели с корректировкой базы или выбор другой математической модели. При этом результат работы модуля имеет вид, необходимый для задания в ГДМ. Полученные ОФП могут быть использованы для работы в ГДМ как первое приближение к итоговому виду ОФП.

Математические модели

Для применения методов машинного обучения использовались две модели: многомерная линейная регрессия и случайный лес.

Многомерная линейная регрессия — это линейная регрессия в n-мерном пространстве (объекты и признаки являются n-мерными векторами). Линейная регрессия — регрессионная

модель зависимости одной (объясняемой, зависимой) переменной y от другой или нескольких других переменных (факторов, регрессоров, независимых переменных) x с линейной функцией зависимости.

Случайный лес — алгоритм машинного обучения, заключающийся в использовании ансамбля решающих деревьев. Алгоритм сочетает в себе две основные идеи: метод бэггинга Бреймана и метод случайных подпространств. Алгоритм применяется для задач классификации, регрессии и кластеризации.

Данные математические модели выбраны по причине их высокой результативности при работе с большим количеством исходных данных (массивами данных).

Разработка модуля

Для программной реализации модуля использован язык программирования высокого уровня Python. Python является одним из самых популярных языков программирования сегодня. Он бесплатный, с открытым исходным кодом, надежный и безопасный, но при этом обеспечивает легкую масштабируемость и гибкость при необходимости. Python также является одним из лучших языков программирования для проектов машинного обучения и искусственного интеллекта. Для программирования использован дистрибутив Anaconda, который включает в себя широкий набор библиотек и удобный интерфейс разработчика. Для тестирования подхода реализованы две математические модели.

База данных

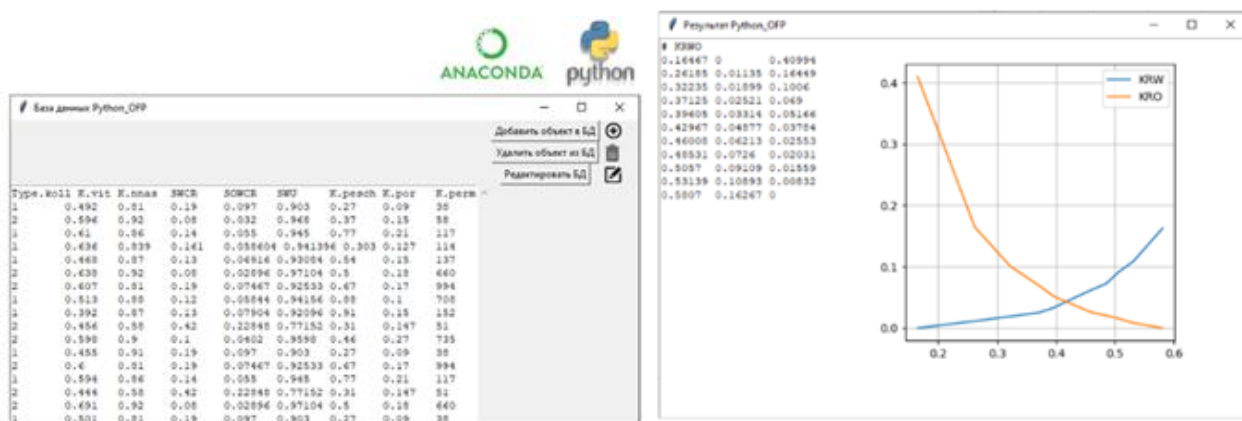
Для целей обучения математической модели достаточно табличной базы данных, которая включает в себя таблицу параметров ГФХ (тип коллектора, коэффициент вытеснения - опционально, коэффициент нефтенасыщенности, пористость, проницаемость), и результаты kernового эксперимента, приведенные в относительных фазовых проницаемостях, принятыми как отношение фазовых проницаемостей к абсолютным значениям проницаемости объектов при определенных значениях водонасыщенности.

Для тестирования функциональных возможностей модуля в базу данных занесены 20 объектов, по которым известны результаты kernовых исследований.

Интерфейс

Для реализации взаимодействия пользователя и программного модуля разработан набор интерфейсов. Ключевым из них является окно быстрого доступа «Главное меню», где реализован доступ к функциям переобучения модели путем пополнения базы данных (рисунок 1а), изменения объекта для тестирования модели, проверки сходимости обученной модели, а также расчета ОФП после внесения необходимых параметров выбранного месторождения.

Интерфейс модуля для работы с базой данных дает возможность упрощенной работы с базой данных, визуализации внесенных параметров объектов и их kernовых исследований, добавления новой информации, удаления, а также корректировки геолого-физических характеристик и исследований. Помимо этого, существует возможность вывода в отдельное окно просмотра сформированных относительных фазовых проницаемостей в виде графика и таблицы (рисунок 1б), которые впоследствии выгружаются в отдельный файл с расширением (.csv).



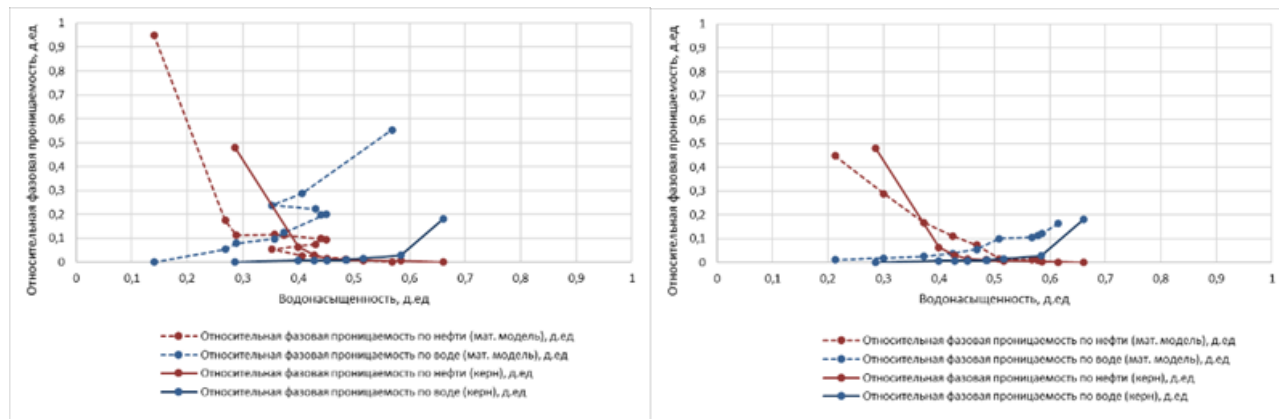
а) окно работы с БД, б) окно выдачи результата

Рисунок 1 – Интерфейсы модуля

Анализ результатов работы модуля

На первом этапе с помощью кода описаны алгоритмы модели многомерной линейной регрессии, проведено обучение и тестирование математической модели. Результаты представлены на рисунке 2а. Полученный результат не является удовлетворительным, дополнительная настройка весовых коэффициентов не принесла результатов.

На втором этапе была протестирована модель «случайный лес». Результат тестового ОФП представлен на рисунке 2б.



а) многомерная регрессия, б) случайный лес

Рисунок 2 – Сопоставление кривых ОФП, полученных при машинном обучении, с результатами керновых исследований

Тестирования модели «случайный лес» прошли проверку и показали удовлетворительную точность (81,6% - сходимость, полученная при работе с математической моделью).

Для определения ОФП выбран объект, по которому отсутствуют кондиционные исследования керна, а именно – задонско-елецкий горизонт Памятно-Сасовского месторождения. При этом данный объект не имеет истории разработки.

На объекте выделены три купола с различной начальной нефтенасыщенностью, проницаемостью и пористостью, принятыми по данным ГИС. При этом функции ОФП приняты для всех куполов едиными по косвенному аналогу – Лимано-Грачевскому месторождению. При таком подходе к выбору вида ОФП динамика добычи нефти и воды в модели может существенно отличаться от истинных значений.

В программный модуль были занесены параметры ГФХ по каждому куполу (коэффициенты нефтенасыщенности, пористости, проницаемости) и произведен расчет на обученной модели. Сопоставление вида ОФП по месторождению-аналогу и полученных в результате работы модуля представлены на рисунке 3.

Анализируя приведенные графики, можно заметить различия в значениях конечных точек. Данное отличие обусловлено различными свойствами пластов и флюидов, в частности начальной нефтенасыщенностью.

После занесения в ГДМ кривых ОФП, рассчитанных через программный модуль, значения конечных точек, а, соответственно, и коэффициенты вытеснения были пересчитаны на каждый купол. Коэффициенты вытеснения отличаются, но в пределах погрешности 5%.

Для оценки влияния подобранных ОФП на технологические показатели разработки залежи в целом на ГДМ рассчитаны два прогнозных варианта разработки на 15 лет. Первый вариант - с ОФП, принятыми по аналогу, второй - с ОФП из модуля машинного обучения. Сравнение результатов прогнозных расчетов с разными ОФП представлено на рисунке 4. Накопленная добыча по нефти и воде приведена в отношении к максимальной накопленной добыче нефти.

Разница значений накопленной добычи нефти и воды на конец расчетного периода обусловлена влиянием ОФП, поскольку все остальные параметры ГДМ не менялись. Прорыв воды в варианте с ОФП, рассчитанными в модуле, происходит раньше, чем в варианте с ОФП, принятым по аналогии. Как следствие накопленная добыча нефти меньше.

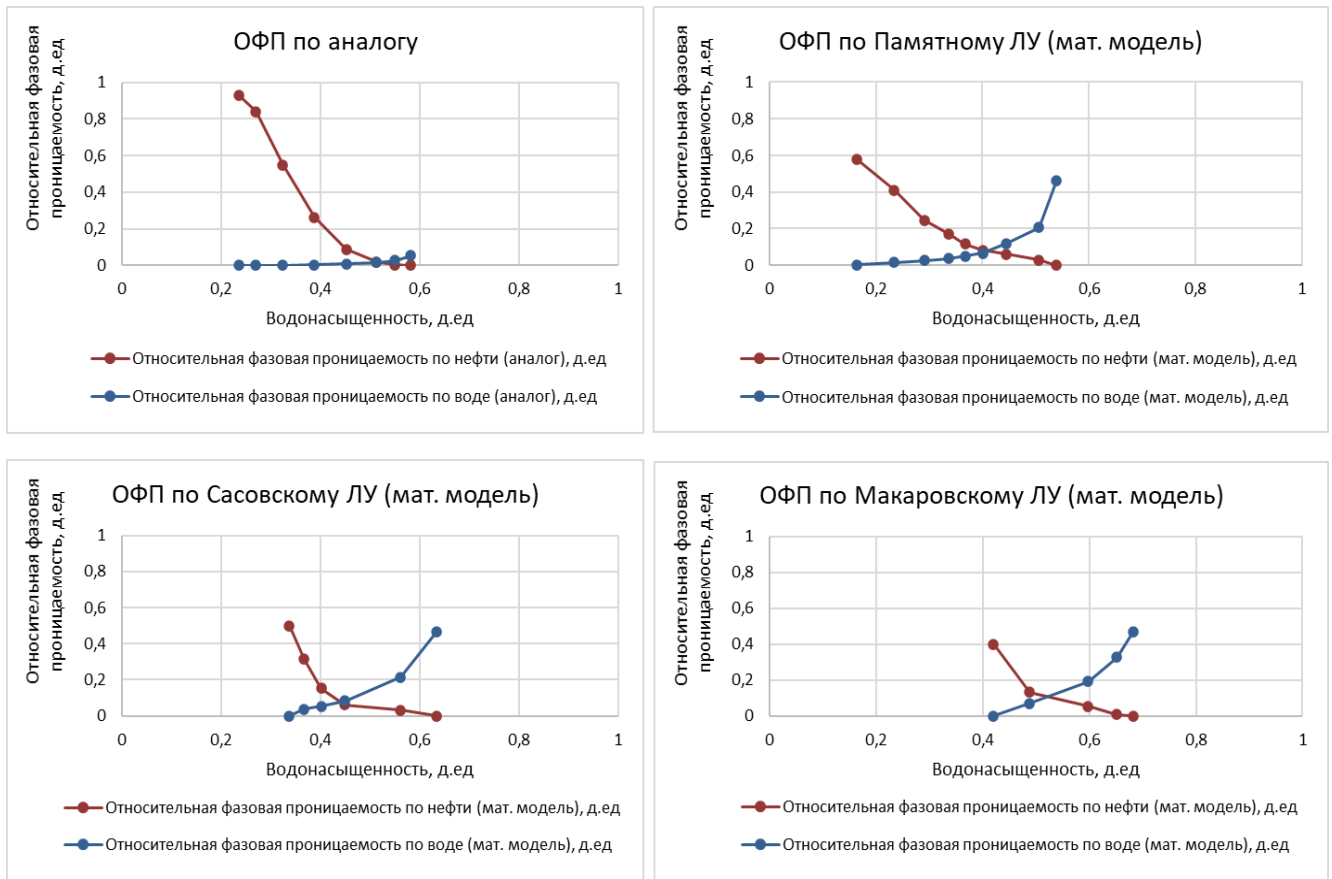
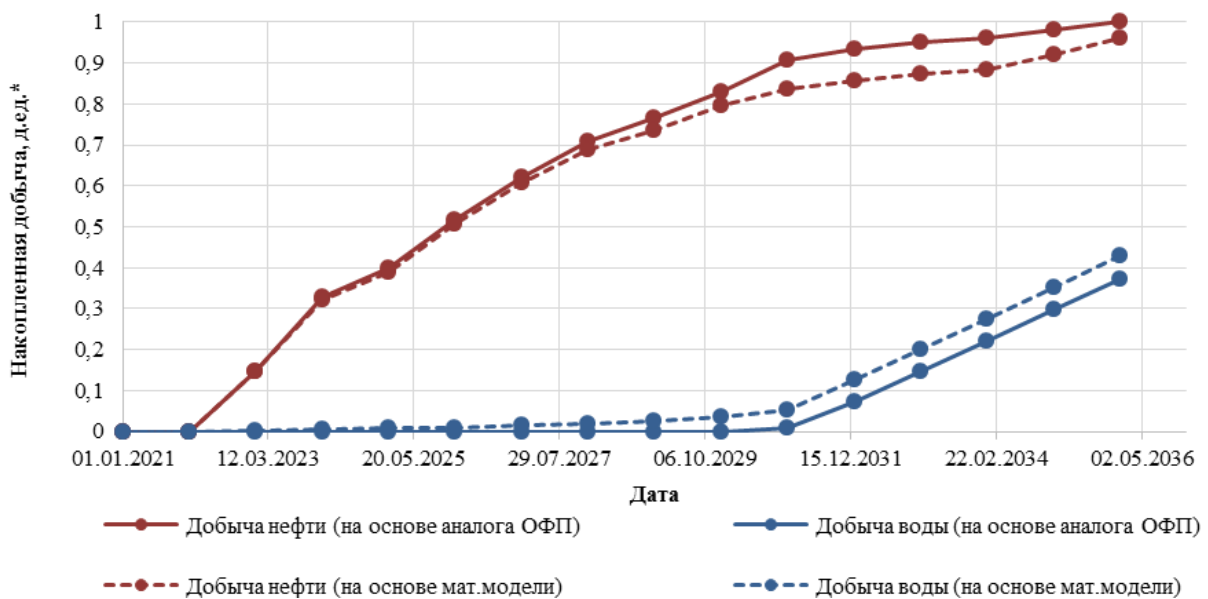


Рисунок 3 – Сравнение ОФП из программного модуля по 3-м куполам с принятыми в ГДМ



*-отнесено к накопленной добыче нефти

Рисунок 4 – Сравнение прогнозных результатов расчета технологических показателей с разными ОФП

Следует учитывать, что полученные зависимости ОФП не нормировались и не масштабировались. Форма кривых ОФП не является окончательной и может корректироваться в процессе работы с моделью. ОФП, рассчитанные методами машинного обучения, на данном этапе работы не могут быть безоговорочно приняты в работу и нуждаются в проверке и уточнении инженера-гидродинамика. Однако при этом, методы машинного обучения предлагают еще один, нестандартный подход (метод поиска аналогов) к выбору вида ОФП и позволяют оценить коэффициент вытеснения, на тех месторождениях, где он неизвестен или принят по косвенному аналогу.

Описанный подход позволяет получить вид ОФП для месторождений, на которых отсутствуют исследования на собственном керне, либо имеющиеся исследования некондиционны. В будущем работы по данному направлению будут продолжены, а именно будет расширена база данных для обучения, протестирован подход на большем количестве месторождений.

Библиографический список:

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2004 г., 416 стр.
2. Балашов В.А. Цифровой керн. Моделирование микротечений в поровом пространстве пород-коллекторов // Neftegaz.RU – 2019 - №7 – С. 83-85.
3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. - М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009 - 570 с.
4. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2002 г., 140 стр.
5. Тер-Саркисов Р. М., Максимов, В. М., Басниев К. С., Дмитриевский А. Н., Суручев Л. М., Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа, Институт компьютерных исследований, 2012, -452с.

УДК 614.84:630.43

Построение нечеткой модели оценки риска для работников нефтегазовой отрасли от лесных пожаров

Климова И.В.

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Смирнов Ю.Г.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Севостьянова О.П.

Национальный исследовательский Мордовский государственный университет
имени Н. П. Огарёва, г. Саранск

На территории каждого региона Российской Федерации имеются Опасные производственные объекты (ОПО) добычи нефти/газа их транспорта или переработки. Территория России включает в себя несколько климатических поясов. Это оказывает влияние на природно-климатические особенности каждой территориальной единицы – они изменяются в зависимости от географического расположения в том или ином климатическом поясе.

Некоторые находятся в нескольких поясах и сочетают в себе переходные зоны. Безусловно, большего внимания заслуживают территории, где ежегодно фиксируются очаги пожаров, лидирующие по количеству возгораний, скорости распространения и площади, пройденной огнем.

По данным Федерального агентства по лесному хозяйству в России происходит более 18 тыс. лесных пожаров в год. Если рассмотреть структуру причин возникновения пожаров, то увидим, что на долю человеческого фактора, т.е. на долю пожаров, которые произошли по вине человека приходится 80 % случаев. Часть ОПО – это газо-, нефтепроводы, компрессорные станции и др. находятся в лесных массивах.

При возникновении пожара в лесу, эти объекты и люди, которые их обслуживают, подвергаются опасности. При пожаре на людей воздействуют следующие факторы: высокая температура – это термическое действие, выделение ядовитых газов (например оксид углерода) – химическое действие, задымленность и плохая видимость приводящие к плохой ориентации в пространстве и страху – психоэмоциональное действие [1].

Лесной пожар является чрезвычайной ситуацией (ЧС). Существует четыре стадии развития ЧС: зарождение, инициирование, кульминация, локализация [2]. Описание пожара в лесном массиве с учетом стадий развития ЧС было описано ранее [3].

Лесные пожары принято делить на низовые, верховые, подземные или торфяные. Наиболее опасным считается верховой пожар из всех перечисленных. Если низовой пожар распространяется со скоростью не более 1 км/ч (400-900 °С), то верховой пожар, распространяясь по кронам деревьев, может достигать в ветреную погоду 30 км/ч (до 1100°С). Торфяной пожар, в свою очередь, достаточно трудны для тушения, хотя скорость его распространения наименьшая (0,5 м/мин.).

Классификация пожарной опасности лесов предполагает определенную вероятность возникновения пожара, а также его распространения. Для этого используется комплексный показатель, который определяется ежедневно. Для разных временных периодов могут применяться региональные классы пожарной опасности. Класс пожарной опасности определяется как сумма произведения температуры воздуха на разность температур воздуха и точки росы за количество дней без дождя [4].

Класс лесного пожара учитывает площадь, занятую пожаром, дает лингвистическую характеристику пожара и определяет приблизительно количество людей, необходимых для тушения [5], что показано на рисунке 1.

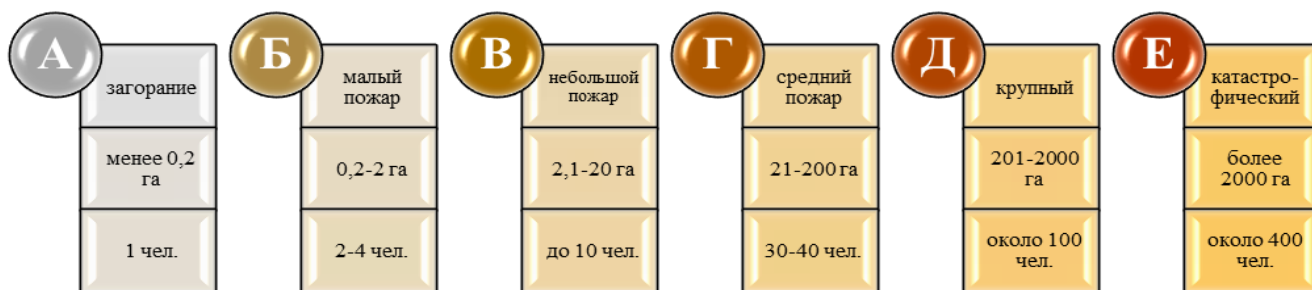


Рисунок 1 – Классификация лесных пожаров

Таким образом, профессиональный риск будет увеличиваться в зависимости от класса пожара. На повышение профессионального риска будет влиять не только класс пожарной опасности в лесу, класс пожара, но и достаточность сил и средств для его ликвидации.

Оценку риска для работников нефтегазовой отрасли, обслуживающих удаленные объекты, находящиеся в лесных массивах, проводим с использованием нечеткого моделирования. Нечеткая модель строилась с использованием пакета Fuzzy Logic Toolbox (MATLAB). На этапе фазификации (т.е. приведения к нечеткости), в качестве входных параметров были выбраны:

- 1) площадь пожара;
- 2) количество людей, подвергшихся опасным факторам пожара (рисунки 2, 3а, 3б);

В качестве выходного параметра рассматривался профессиональный риск для работников, на которых могут воздействовать опасные факторы пожара (привлекаемых к тушению пожара) (рисунок 3в).

В качестве единиц измерения параметров выбраны:

- входной параметр «площадь» – гектары;
- входной параметр «люди» - человек;
- выходной параметр «риск» - доли единицы.

Для построения модели требовалось составить базу из 16 правил, которая представлена в виде скриншота окна программы (рисунок 4).

На рисунке 5 представлен вид программы просмотра нечеткого вывода Мамдани, где, исходя из заданных входных параметров, мы можем получать четкий вывод – визуализация этапа дефазификации.

На рисунке 6 представлена визуализация модели в виде 3D-поверхности нечеткого вывода, где в трехмерном виде показано изменение выходного параметра профессионального риска в зависимости от двух входных параметров.

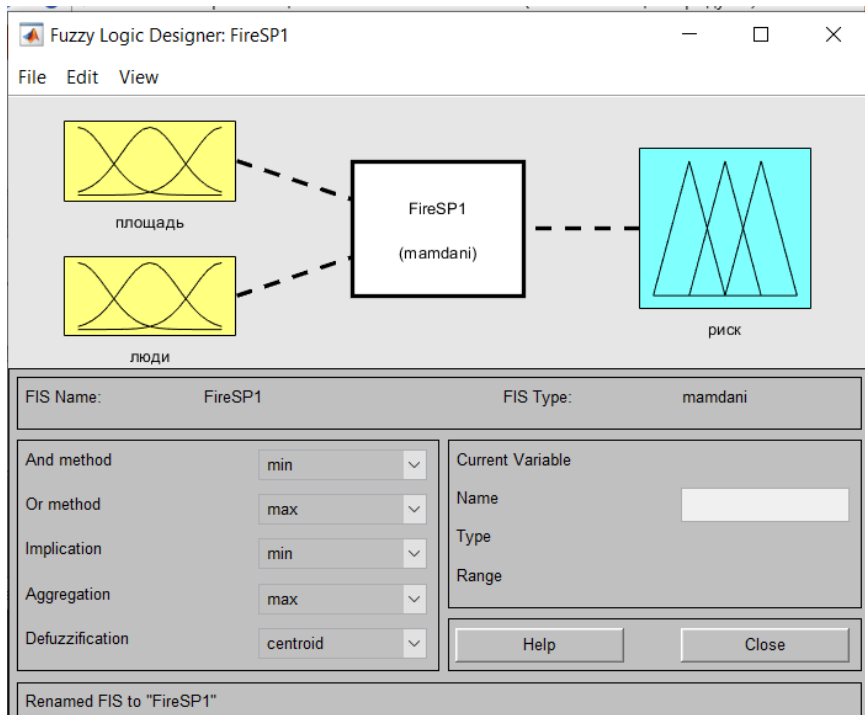


Рисунок 2 – Демонстрация входного окна редактора FIS

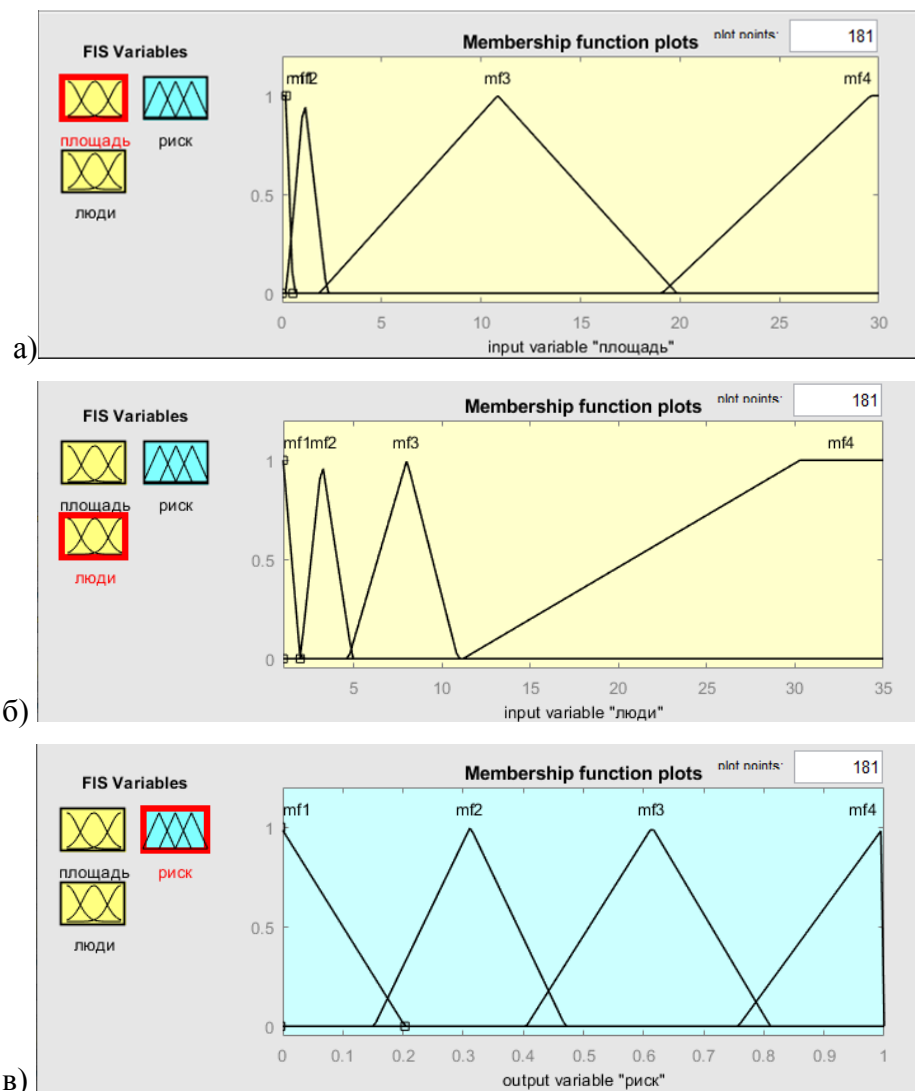


Рисунок 3 - Виды функций принадлежности для входных (площадь, люди) и выходного (риск) параметров

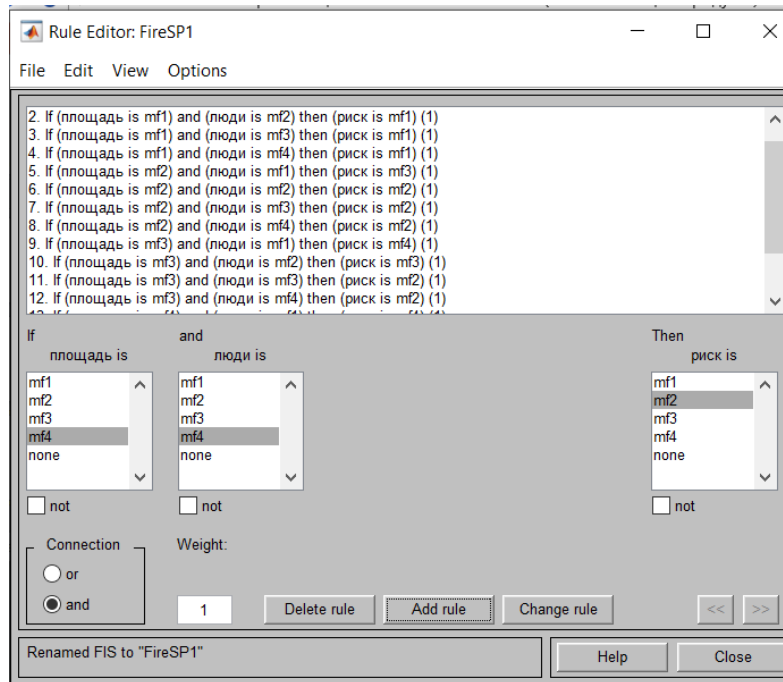


Рисунок 4 - Вид окна определения продукционных правил в редакторе FIS

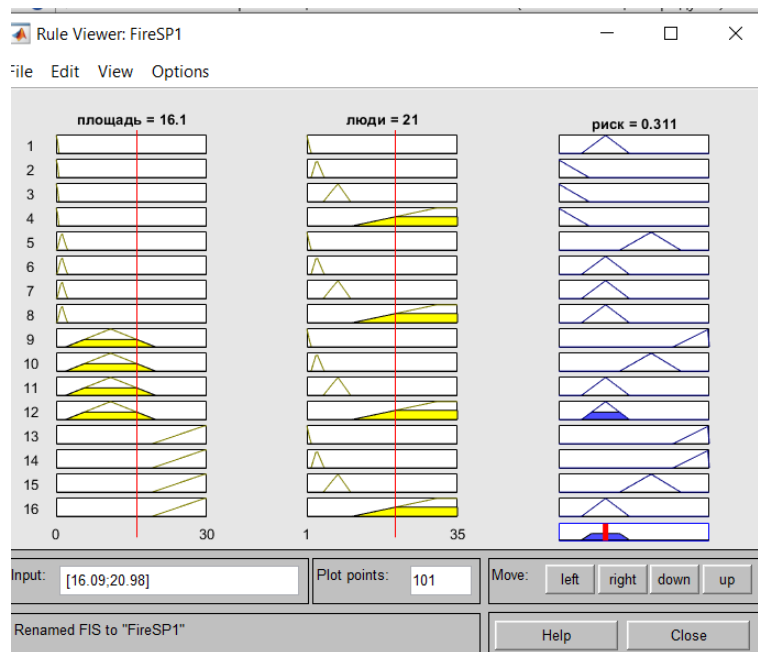


Рисунок 5 – Визуализация окна нечеткого вывода Мамдани

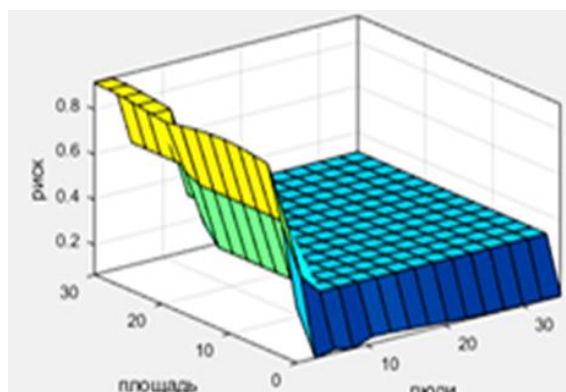


Рисунок 6 – Результат моделирования поверхности нечеткого вывода для решаемой задачи

На рисунке 7 представлены двумерные проекции разработанной модели, где возможно исследовать зависимости риска от отдельных параметров: от площади пожара (рисунок 7а) и количества привлекаемых людей (рисунок 7б).

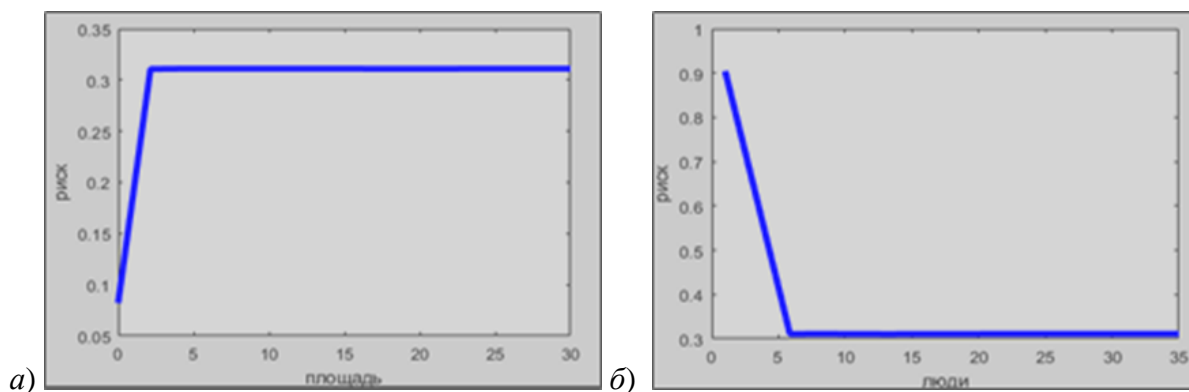


Рисунок 7 - Функции зависимости профессионального риска от площади пожара (а) и количества привлекаемых людей (б)

Библиографический список:

- ГОСТ 12.1.004—91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением № 1). URL: <http://docs.cntd.ru/document/9051953>. (дата обращения: 14.01.2022).
- Гражданская защита: энциклопедия. В 4 т. Т. IV (Т–Я) (изд. 3-е, перераб. и дополн.) / под общ. ред. В.А. Пучкова. — М.: ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ), 2015. — 496 с.
- Кейн О.П., Климова И.В. Оценка профессионального пожарного риска для персонала, обслуживающего удаленные опасные производственные объекты, находящиеся в лесных массивах в пожароопасный сезон // Безопасность труда в промышленности. 2020. — № 9. — С. 76-81.
- Об утверждении классификации природной пожарной опасности лесов и классификации пожарной опасности в лесах в зависимости от условий погоды: приказ Рослесхоза от 5 июля 2011 г. № 287. URL: https://aviales.ru/files/documents/2015/lps.npa/lps_30.pdf (дата обращения: 14.01.2022).
- Валендик Э.Н., Матвеев П.М., Софронов М.А. Крупные лесные пожары. — М. : Наука, 1979. — 198 с.

УДК 543.574

Использование ИК-анализа для повышения энергоэффективности процесса адсорбционной осушки природного газа

Ковалева Д.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

Аннотация: В тезисе рассмотрена актуальность повышения энергоэффективности процесса десорбции при адсорбционной осушке природного газа путем лабораторных исследований термическими методами. Проанализированы подходящие методы анализа отходящих газов десорбции. В качестве наиболее подходящего метода выбрана инфракрасная спектроскопия и описаны ее ключевые достоинства.

Ключевые слова: инфракрасная спектроскопия, десорбция, отходящие газы десорбции, молекулярные сита, цеолиты, повышение энергоэффективности.

Annotation: The thesis considers the relevance of improving the energy efficiency of the desorption process during adsorption drying of natural gas by laboratory studies using thermal methods. Suitable methods of analysis of waste gases of desorption are analyzed. Infrared spectroscopy is chosen as the most suitable method and its key advantages are described.

Keywords: Infrared spectroscopy, desorption, desorption off-gases, molecular sieves, zeolites, improving energy efficiency.

Природный газ содержит в себе влагу, которая может вызывать гидратообразование и закупорку магистральных и промышленных трубопроводов, а также вызывать коррозию оборудования. Поэтому необходимо производить осушку природного газа, которая в настоящий момент в зависимости от целей и требуемой глубины осушения газа реализуется различными способами.

Метод адсорбционной осушки газов с помощью твёрдых поглотителей позволяет наиболее полно и глубоко извлечь влагу из газа. Такой метод подходит газов, которые в последствии, например, будут подвергаться глубокому охлаждению. В таком случае даже минимальное количество воды может спровоцировать образование газовых гидратов.

Адсорбционные методы осушки газа с помощью молекулярных сит – цеолитов, позволяют добиться наиболее глубокой и тонкой осушки природного газа, метод имеет и ряд недостатков, которые могут сделать его применение более сложным и дорогим в сравнении с другими методами осушки природного газа. Недостатки адсорбционного метода связаны с тем, что осушка является периодическим процессом, необходимостью затрачивать значительные количества энергии на десорбцию влаги из пор поглотителей, а также затрачивать время на цикл десорбция-охлаждение твердых поглотителей.

Актуальной проблемой для решения является повышение энергоэффективности процесса десорбции. Повышение энергоэффективности процесса адсорбционной осушки природного газа позволит использовать этот процесс с наибольшей выгодой для газоперерабатывающих заводов или заводов по сжижению природного газа, где чаще всего используют адсорбционную осушку, чтобы добиться достаточно низких точек росы природного газа.

Это может сделать метод адсорбционной осушки наиболее эффективным, а также удешевить его применение, поэтому разработка и применение методов повышения энергоэффективности процесса адсорбционной осушки, показывающих свою эффективность при моделировании, остается актуальной. К таким методам можно отнести изменение укладки адсорбента или использование нескольких марок для последующей послойной укладки, подбор цеолита с учетом адсорбционных свойств для снижения температуры десорбции. Также существуют иные перспективные методы, которые также позволили бы повысить энергоэффективность, основанные на учете индивидуальных свойств каждой партии синтезированных цеолитов, применяемых для загрузки адсорберов.

Одними из каких являются лабораторные способы, позволяющие эмулировать процессы адсорбции/десорбции в лабораторных условиях с фиксацией изменения масс и подводимого/отводимого тепла к зерну адсорбента. Лабораторные исследования значат много как для подбора принципиально нового адсорбента, так и для развития путей по повышению энергоэффективности уже существующих и использующихся установок адсорбционной осушки природного газа с помощью, например, регулировки термобарических условий процесса десорбции или адсорбции.

Данные методы основываются на положении, что оптимизация программ нагрева при десорбции позволит снизить длительность фазы нагрева адсорбента, а при температурах активного выхода поглощенных веществ из пор адсорбента следует уменьшать скорость нагрева. Следует отметить, что уменьшение скорости нагрева при активной десорбции позволит также уменьшить растрескивание, пыление цеолита и его унос из-за значительно уменьшающихся напряжений по зерну цеолита.

На рисунке 1 представлена типовая дериватограмма десорбции водяных паров и углекислого газа. Видны температурные пределы и массы десорбирующихся агентов, однако предугадать, какой пик соответствует какому агенту затруднительно. Однако, интерпретация получаемых данных без специальной подготовки лаборатна представляет собой сложную задачу.

Исследовать и подобрать температурный режим нагрева цеолита или другого твердого поглотителя можно с помощью нескольких методов: масс-спектрометрии, хроматографии и инфракрасной спектроскопии. Из перечисленных методов для данных целей была выбрана ИК-спектроскопия. Метод можно использовать для on-line анализа, он не требует дорогих

расходников, сам прибор ИК-спектрометр также стоит значительно дешевле масс-спектрометра. Таким образом метод инфракрасной спектроскопии наиболее подходящий метод для анализа на нем отходящих паров и газов. Для анализа отходящих газов на ИК-спектрометр необходимо установить дополнительное оборудование.

Ключевым преимуществом инфракрасной спектроскопии является одновременное измерение многих частот в рамках одного сканирования. Этот подход с широким спектром предоставляет информацию для многих типов химических связей, поскольку различные ИК-частоты вызывают вибрацию/вращение различных молекул на разных энергетических уровнях.

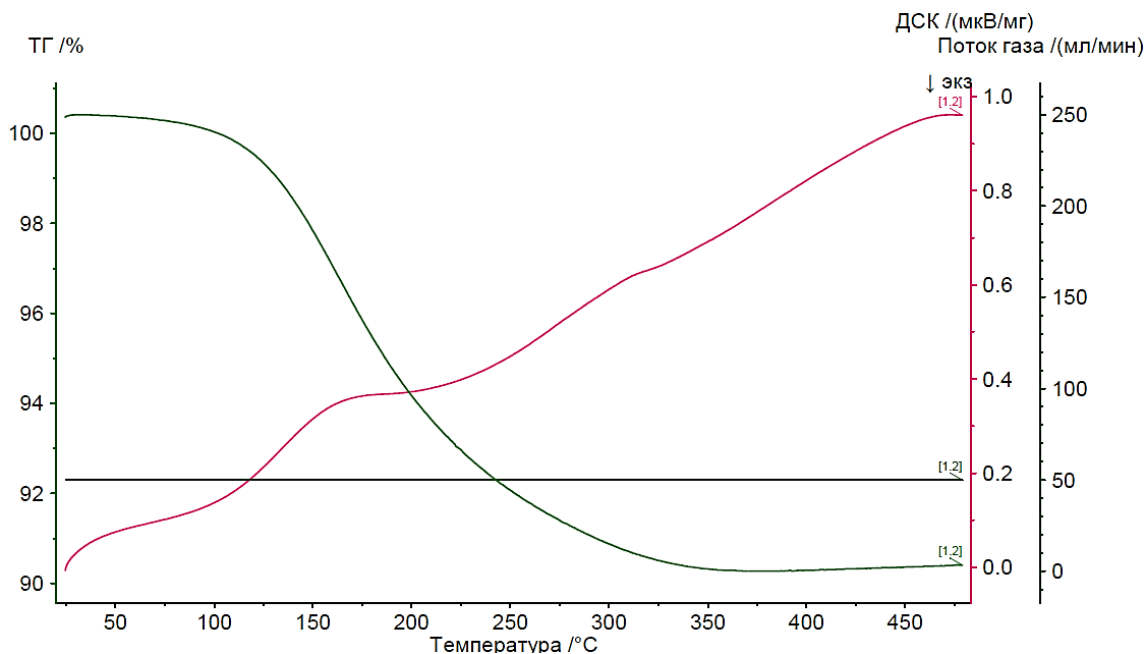


Рисунок 1 – Синхронный термический анализ (СТА) образца цеолита NaX после насыщения водяными парами и углекислым газом

Поскольку все газы измеряются путем сканирования одного и того же инфракрасного спектра, добавление новых соединений может быть легко сделано в программном обеспечении, не требуя каких-либо изменений в аппаратном обеспечении. Записанные спектры сохраняются в памяти персонального компьютера, и поэтому всегда могут быть повторно проанализированы. Это позволяет получать прослеживаемые данные и облегчает ретроспективную проверку измерений на наличие новых газов. Все это позволяет рассматривать инфракрасную Фурье спектроскопию как одно из возможных решений для различных применений, где необходимо быстро, точно и надежно измерять несколько выделяющихся газов.

Инфракрасная спектроскопия с преобразованием Фурье предпочтительнее более старых приборов с ИК-фильтрами или других газоанализаторов по нескольким причинам:

- это неразрушающий метод с небольшим или полным отсутствием требований к подготовке образцов;
- метод может количественно определять несколько компонентов в широком диапазоне концентраций в рамках одного измерения;
- метод обеспечивает точный метод измерения с чрезвычайно стабильными калибровками (нет необходимости в ежедневной повторной калибровке);
- метод может отслеживать высокоскоростные переходные реакции со скоростью до 5 сканирований в секунду;
- чувствительность метода может быть улучшена путем совместного добавления повторных сканирований, обеспечение пределов обнаружения до доли на миллиард для многих компонентов.

Таким образом, метод ИК-спектрометрии позволит проанализировать выделяющиеся газы и проводить анализ в on-line режиме.

Таким образом, термические исследования процесса десорбции могут занять определенную нишу в структуре оптимизационных методов, однако сложности с определением температур десорбции индивидуальных компонентов затрудняют интерпретацию анализов при изменении состава очищаемых газов, а исследование каждой партии адсорбента может быть использовано для уточнения температурного режима процесса десорбции для наиболее рационального использования подводимого тепла.

Библиографический список:

1. Подключение к Фурье-ИК спектрометру. [Электронный ресурс] URL: <https://www.netzsch-thermal-analysis.com/ru/produkty-resheniya/analiz-vydeljajushchikhsja-gazov/podkljuchenie-k-fure-ik-spektrometru/> режим доступа – свободный (Дата обращения 27.11.2021)
 2. Инфракрасная спектроскопия : Текст лекций / Е. С. Бойчинова, Е. Д. Брынзова, Б. Я. Зорин и др. ; ЛТИ им. Ленсовета. Каф. аналит. химии. - Л. : [б. и.], 1989. - 55 с.
 3. Кросс А.Д. Введение в практическую инфракрасную спектроскопию: монография / А. Д. Кросс; пер. с англ. Ю.А. Пентина. - М.: Изд-во иностр. лит., 1961. - 111 с.
- Методы колебательной спектроскопии : Учебное пособие / СПбГТИ(ТУ). Каф. аналит. химии ; Сост. Т. И. Гришаева, И. А. Захаров. - СПб. : [б

УДК 665.613.23:532.135

Транспортировка специальных сортов высоковязкой нефти в смеси с разбавителем и выбор моделей для расчета их вязкостных характеристик

Пискунов И.В., Башкирцева Н.Ю.

Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ), г. Казань

По оценке компании ЛУКОЙЛ добыча тяжелых нефтей в мире будет расти – ожидается увеличение их доли в структуре производства к 2035 г примерно на 3% [1]. Уже сейчас запасы тяжелых нефтей и природных битумов в 5 раз превышают запасы традиционных нефтей. В этой связи повышение эффективности их добычи и транспортировки становится все более актуальным. В настоящее время добыча высоковязких нефтей осуществляется разными способами – карьерным, шахтным, термошахтным, а также путем паротеплового воздействия, например парогравитационным дренажем (SAGD). В модификациях этой технологии также применяются растворители в разных вариантах (VAPEX, ES-SAGD, SAP и др.). Высокая вязкость тяжелых нефтей делает их перекачку в чистом виде затруднительной или даже невозможной, особенно при низких температурах. Транспортировка такого сырья в РФ осуществляется главным образом путем его добавления к маловязкой нефти в рамках формирования и оптимизации потоков в системе магистральных трубопроводов. Прокачиваемость нефти может быть также улучшена за счет добавок ПАВ и специальных мероприятий по снижению гидравлического сопротивления трубопроводов [2].

Для подготовки тяжелых нефтей и природных битумов к последующей транспортировке и переработке могут применяться технологии «апгрейдинга», которые основаны на применении конверсионных процессов (гидрогенизации, экстрактивного разделения и т.д.) с целью получения облегченной нефти [3]. Одним из таких способов является предварительная деасфальтизация тяжелой нефти непосредственно после добычи с получением осажденных битумов, пригодных для дорожного строительства, и легкой деасфальтированной нефти. Такой способ имеет наибольшую целесообразность в случае крупнотоннажного производства.

Вместе с тем важно отметить, что определенные сорта тяжелых нефтей обладают уникальным групповым углеводородным и химическим составом, что позволяет получать из них премиальные продукты, такие как высококачественные нефтяные битумы, нефтеные масла, коксы улучшенной структуры и т.д. Например, по такой схеме проводилась переработка тяжелых венесуэльских нефтей (типа Boscan) на НПЗ компании Nynas в Европе. Выход продуктов при этом составлял: до 65% – битум (в т.ч. остаточный), до 25% – нефтеные масла

(в т.ч. трансформаторные, базовые нефтяные масла, мягчители для шин и технологические масла), около – 10% нефтяные топлива. В связи с ожидаемым в долгосрочной перспективе снижением спроса на ископаемые топлива в результате проводимой декарбонизации энергетики, доля нетопливных (неэнергетических) продуктов в структуре производства НПЗ может увеличиться, следовательно целесообразность переработки нефти по такому варианту вероятно также повысится [1].

Ярким примером тяжелой нефти в РФ стала ярегская нефть, относящаяся к нафтено-ароматическому типу, которая добывается в Республике Коми, где из нее на НПЗ «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» получали уникальные битумы марок БДУ по СТО 00044443914 [4]. Их отличительной особенностью стали улучшенные низкотемпературные свойства и повышенная стойкость к термоокислительному старению в ходе эксплуатации, что например наблюдается по низкому приросту вязкости после старения RTFOT, благодаря чему покрытия на основе ярегского битума отлично себя зарекомендовали на ответственных участках дорог в г. Санкт-Петербург и обеспечили там межремонтный срок до 10-13 лет. Прорабатывалась возможность получения из этой нефти нафтеновых масел и пластификаторов, относящихся к V группе по классификации API. Также была исследована возможность получения высококачественного кокса для алюминиевой промышленности из Яреги. В связи с повышенным содержанием ванадия в нефти, в работе [5] была предложена схема получения кокса на основе гидроочищенного деасфальтизата ее остатка, тогда как концентрат асфальтенов можно направить на деметализацию и последующую термодеструктивную переработку.

В настоящее время ярегская нефть в полном объеме поступает в систему трубопроводов АО «Транснефть–Север», где смешивается с более легкими нефтями Тимано-Печерской провинции для дальнейшей транспортировки по нефтепроводу Ухта–Ярославль. В ряде работ было отмечено, что в связи с существенным различием химической природы этих нефтей, их смеси характеризуются значительными отклонениями свойств от расчетных значений по правилам аддитивности, обладают неньютоновскими и тиксотропными свойствами, а в ряде случаев наблюдается снижение коллоидной стабильности получаемого компаунда. В работе [6] было установлено, что при содержании ярегской нефти 40-60% фактические значения вязкости при 10°C оказываются в 2-2,5 ниже расчетных по правилу аддитивности (по формуле Вальтера), а при 20°C – соответственно в 1,4 раза. Вместе с тем, такой вариант использования Яреги приводит к увеличению вязкости трубопроводной нефти, а также к потере ценного ресурса этого нефтяного сырья.

Альтернативным способом транспортировки высоковязких нефтей и природных битумов, который позволяет сохранить их уникальные свойства и не допустить их смешения с другими нефтями, является перекачка или перевозка в смеси с разбавителем [7]. В качестве него предлагается использовать дизельную фракцию, получаемую при атмосферной перегонке этой же нефти на НПЗ (рисунок 1). В случае ярегской нефти эта фракция, благодаря высокому содержанию нафтено-ароматических соединений, должна иметь хорошую растворяющую способность и совместимость с исходной нефтью в широком диапазоне концентраций. Применявшаяся для разбавления фракция после перегонки на НПЗ может быть обратно возвращена в пункт смешения на месторождении, а ее балансовое количество использоваться для получения других ценных продуктов на НПЗ.

С учетом существенного различия между свойствами тяжелой ярегской нефти и дизельной фракции, при их смешении можно ожидать, что вязкость будет иметь сильно выраженную нелинейную зависимость от состава смеси. Вязкость в данном случае является важным показателем, поскольку в первую очередь влияет на прокачиваемость компаунда и затраты на его транспортировку. Следовательно, корректное прогнозирование вязкости смеси необходимо для подбора ее оптимальной рецептуры и недопущения проблем при прокачке.

Для выбора модели, в лучшей степени подходящей для оценки вязкости был проведен анализ существующих подходов. Отмечено, что в настоящее время известно большое количество моделей, которые используются для расчета вязкости бинарных смесей, что например описано в [7]. Среди них можно выделить эмпирические модели (основанные на экспериментальных данных), теоретические (фундаментальные зависимости от температуры и давления), и полу-

теоретические (фундаментальный базис с дополнительными параметрами на основе экспериментальных данных). Их также можно разделить на корреляционные модели, модели на основе правил смешения: простых (Аррениуса, Бингама, Чириноса, Кендалла и Монро и др.), с вязкостными индексами (Рефутаса, Шеврона), с дополнительными параметрами (Вальтера, Ледерера, степенная функция и др.), а также с параметрами бинарного взаимодействия и избыточной функцией (Ван дер Вика, Тамура и Курата, Ратклиффа и Хана). Также в последнее время стало активно развиваться направление анализа данных на основе методов машинного обучения (ML), например, искусственных нейронных сетей (ИНС), градиентного бустинга и др. для расчета многих параметров, в том числе и вязкостных. Также для прогнозирования вязкости могут использоваться модели, основанные на результатах измерений с помощью экспресс-методов анализа – например, светопоглощения (КСП), ЯМР- и ИК-спектров и т.д.

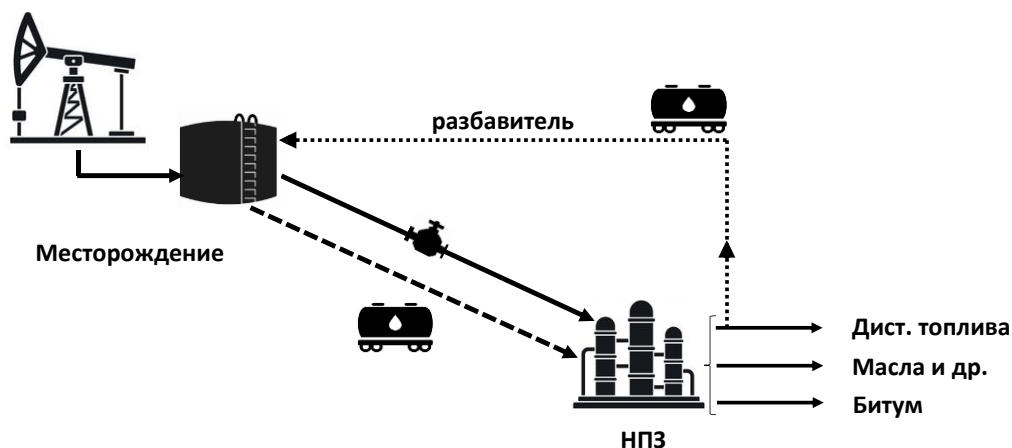


Рисунок 1 - Принципиальная схема транспорта тяжелой нефти в смеси с возвратным разбавителем

Наиболее широко применяются модели на основе правил смешения – они имеют достаточно простую и интерпретируемую форму, причем зависимости получаются в явном виде, в отличие от моделей ML. Как было отмечено в ряде исследований, модели на основе простых моделей смешения, как правило, занижают расчетные значения, модели с вязкостными индексами – завышают, хотя имеют удобную для расчетов линейную форму, модели с дополнительным параметром, корректируемым на основе экспериментальных данных, имеют более высокую точность, а модели с избыточной функцией или параметрами бинарного взаимодействия, основанными на термодинамических функциях, еще лучше позволяют учитывать неаддитивную составляющую, хотя их получение более трудоемкое.

Для анализа некоторых моделей смешения проведено исследование на базе смесей высоковязкого компонента – №1 (гудрона) с разбавителем – №2 (дизельной фракцией). Значения кинематической вязкости компонентов при 80°C: $\nu_1 = 2460$ сСт, $\nu_2 = 2,2$ сСт. Смешение проводилось в диапазоне концентраций разбавителя от 0 до 100%, всего 10 образцов (рисунок 2).

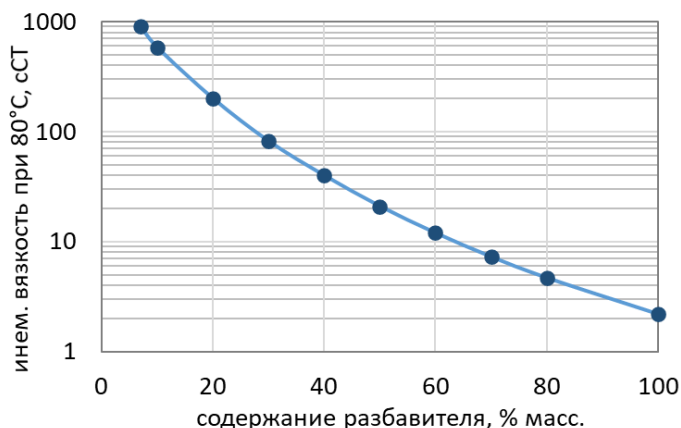


Рисунок 2 – Вязкость смесей высоковязкого компонента с разбавителем

Для тестирования были выбраны следующие модели для расчета вязкости бинарных смесей: Вальтера (модифицированное уравнение Аррениуса), Рефутаса, Чириноса, степенная функция, Аль-Гауфи. Корректность моделей оценивалась на основе значения среднего абсолютного значения относительной ошибки (AARE). Результаты сравнительного анализа результатов, полученных на разных моделях представлены на рисунке 3 и в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты сравнительного анализа моделей для расчета вязкости смесей.

Модель	Чириноса	Вальтера (с = 0,8)	Вальтера (с = 0,98)	Рефутаса	Степенная функция (n = -0,23)	Аль-Гауфи
AARE, %	7,2	4,6	0	3,3	0	8,4

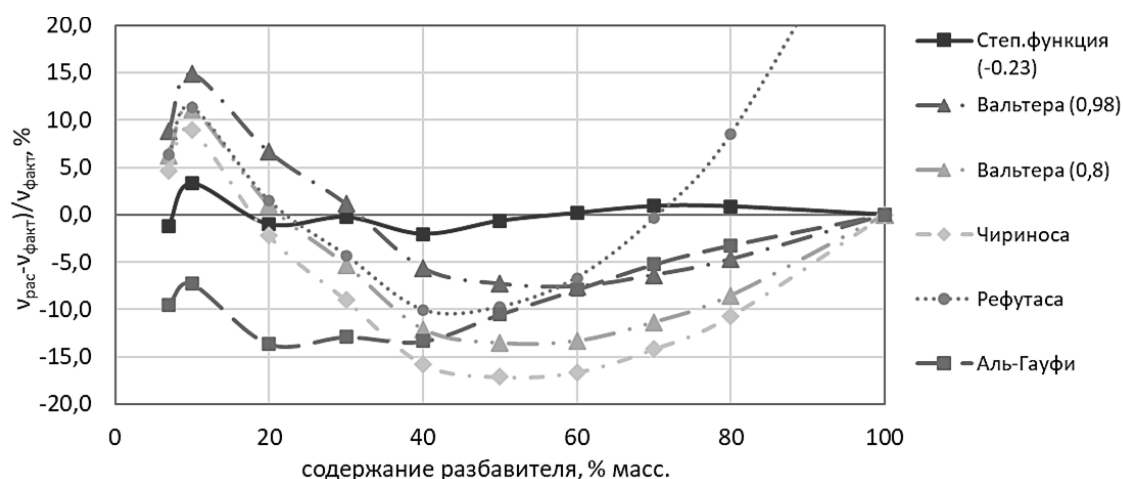


Рисунок 3 – Относительные ошибки расчетных значений моделей от фактических данных

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что наиболее предпочтительными для прогнозирования вязкости смесей стали модели с уточненными на основе экспериментальных данных параметрами: степенная функция с $n = -0.23$ и формула Вальтера с коэффициентом $c=0,98$:

$$v_{см} = (x_1 v_1^{-0,23} + x_2 v_2^{-0,23})^{-4,40}$$

$$\lg \lg(v_{см} + 0,98) = x_1 \cdot \lg \lg(v_1 + 0,98) + x_2 \cdot \lg \lg(v_2 + 0,98)$$

Предлагается использовать их при организации схемы транспортировки высоковязкой нефти с месторождения на НПЗ (после дополнительной актуализации на фактических данных). Дальнейшим продолжением работы может стать разработка более сложных моделей, например, с избыточной функцией, которые требуют проведения более углубленных лабораторных испытаний.

Таким образом, в данной работе показаны актуальность и перспективы переработки тяжелых высоковязких нефтей. Наибольший интерес представляют специальные нефти, например нефтено-ароматического основания типа ярегской, из которой можно получить целый набор премиальных продуктов – высококачественных битумных материалов, нефтяных масел и т.д. С учетом сложности транспортировки такого рода нефтей могут применяться различные схемы предварительной подготовки (апгрейдинга), например на основе деасфальтизации, с получением облегченной нефти и остатка, пригодного для получения битумных продуктов. Отмечено, что действующая схема добавления ярегской нефти в магистральный трубопровод в поток легких нефтей приводит к потере этого ценного ресурса, при этом полученные смеси характеризуются сильными аномалиями свойств и повышенной вязкостью. Предложен вариант раздельной транспортировки тяжелой нефти с использованием разбавителя – дизельной фракции, полученной при перегонке этой же нефти на НПЗ. Для анализа существующих математических моделей для прогнозирования вязкости бинарных смесей было проведено исследование по смешению высоковязкого компонента с разбавителем. Выбраны модели, наиболее подходящие для этой задачи – Вальтера и степенная функция.

Библиографический список:

1. Пискунов И.В., Глаголева О.Ф. Основные перспективы переработки нефти, производства топлив и нетопливных нефтепродуктов в условиях перехода к низкоуглеродной энергетике // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2021. – №7. – С.5-20
2. Башкирцева Н.Ю., Сладовская О.Ю. Особенности транспортировки высоковязких нефтяных дисперсных систем // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – №14. – С. 457-459.
3. Галиуллин Э.А., Фахрутдинов Р.З., Башкирцева Н.Ю., Ганиева Т.Ф. Подходы к апгрейдингу тяжёлых нефтей // Вестник технологического университета. – 2017. – №19, Т 20. – С. 35-39.
4. Пискунов И.В., Зверева У.Г., Белоконь Н.Ю., Обухов А.Г. и др. Опыт компании «ЛУКОЙЛ» в производстве высококачественных битумных материалов // Мир нефтепродуктов. – 2018. – №7. – С.13-20.
5. Кондрашева Н.К., Васильев В.В., Бойцова А.А. Исследование возможности получения высококачественного нефтяного кокса из тяжелой ярегской нефти // Химия и технология топлив и масел. – 2016. – №6. – С.25-28.
6. Ляпин А.Ю., Некучаев В.О., Михеев М.М., Соколов А.А. Особенности изменения правил аддитивности вязкости и плотности смеси разнородных нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – №9 (2). – С. 182-190.
7. Alade O.S., Al Shehri D.A., Mahmoud M., Olusegun S., Lawal L.O. Viscosity models for bitumen-solvent mixtures // Journal of Petroleum Exploration and Production. – 2021. – №11. – pp. 1505-1520.

УДК 519.673+542.65

Использование обобщенной функции желательности при выборе методики регенерации наночастиц магнетита в цикле очистки пластовых вод Усинского месторождения

Смирнов Ю.Г., Ивенина И.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

На основании экспериментальной работы [1, 2] была установлена высокая эффективность извлечения нефти, находящейся в эмульгированном состоянии, из загрязненной воды с использованием неоднородного магнитного поля после предварительной обработки водонефтяной эмульсии наночастицами магнетита. Омагниченная нефть притягивается магнитами и легко извлекается из воды в виде нефте-магнетитной массы. Метод позволяет не только снизить содержание нефти в воде, но и довести показатель загрязнения до норм ПДК.

Для обеспечения замкнутого цикла нефте-магнетитную массу подвергают переработке, заключающейся в восстановлении рабочего материала, то есть магнетита, и повторного его использования.

Осаждение магнетита осуществляется подщелачиванием раствора, содержащего смесь солей железа (II, III) в эквимольных соотношениях. В качестве основной химической реакции для получения наночастиц изначально использовали метод Рене Массарта [1, 2], основанный на использовании раствора аммиака для осаждения магнетита. Однако, с практической точки зрения, использование раствора аммиака имеет существенные недостатки, такие как: опасность производства при работе с аммиаком и связанные с этим меры предосторожности; образование солей аммония, что ведет к дополнительному загрязнению воды; трудности транспортировки; высокая стоимость аммиака по сравнению с другими возможными осадителями.

В связи с этим встал вопрос об использовании альтернативных методов осаждения ферромагнитных наночастиц. Среди исследованных осадителей наибольшую эффективность показал гидроксид натрия (NaOH). Для увеличения выхода магнетита экспериментально были подобраны соотношения концентраций реагирующих растворов солей железа и осадителя.

По результатам серии экспериментов [3] был получен ряд показателей, позволяющих произвести сравнительную оценку двух методов получения рабочего раствора ферромагнитных наночастиц. Целью настоящей работы является выбор оптимальной методики регенерации магнетита с использованием математического аппарата нечетких множеств.

Для решения многокритериальных задач, к каким относится рассматриваемая задача, одним из наиболее удобных способов выступает обобщенная функция желательности Харрингтона [4]. Для построения обобщенной функции Харрингтона для конкретной решаемой задачи необходимо преобразовать натуральные значения рассматриваемых показателей в безразмерную шкалу желательности, которая откладывается по оси абсцисс [5].

Переводя значения частных показателей в безразмерную шкалу желательности, получим набор частных желательностей d_i . Значение $d_i = 0$ соответствует худшему значению данного показателя, а значение $d_i = 1$ – самому лучшему. Значение $d_i = 0,37$ соответствует нижней границе допустимых значений.

Функция желательности отражает зависимость показателей желательности d , от безразмерных показателей y , в которые переводят натуральные показатели. Вид этой функции приведен ниже на рисунке. Математически данная зависимость выражается соотношением:

$$d = \exp(-\exp(-y)) \quad (1)$$

Обобщенный показатель желательности D_i получается в результате свертки частных значений функции желательности d_i без учета коэффициента весомости, как среднее геометрическое, по формуле:

$$D = \sqrt[n]{\prod_i^n d_i} \quad (2)$$

Различным частным показателям могут быть присвоены разные веса с учетом экспертных оценок. Учет коэффициентов весомости показателей способствует повышению точности комплексной оценки.



Выделены интервалы стандартных оценок по шкале желательности и соответствующие им лингвистические оценки

Рисунок 1 – Вид обобщенной функции желательности Харрингтона

При учете коэффициентов весомости m_i , формула для обобщенного показателя желательности выглядит следующим образом:

$$D = \prod_i^n (d_i)^{m_i} \quad (3)$$

Рассмотрим порядок выбора коэффициентов весомости показателей. Для оценки целесообразности выбранного метода подготовки магнетита в цикле очистки воды от нефтяного загрязнения использовали четыре показателя, имеющие наибольший вес в производственно-экономическом аспекте.

Во-первых, экологический критерий, связанный с возможной опасностью как исходных веществ, так и побочных продуктов процесса получения магнетита. Кроме ферромагнитных наночастиц, образующихся в ходе обменной реакции, в состав продуктов могут входить

вещества, наносящие не меньший вред при попадании в природную среду, чем сами нефтепродукты. При осаждении аммиаком таким продуктом являются ионы аммония, что стало причиной поиска метода осаждения магнетита, альтернативного методу Массарта.

Второй критерий не менее важный - технологический, связанный с обеспечением эффективности метода очистки сточных вод от нефти. Необходимо было доказать, что наночастицы магнетита, полученные щелочным осаждением, не уступают частицам, полученным по методу Массарта, в способности связываться с микрокаплями нефти и извлекать ее из водной фазы. В случае неэффективности данная технология была бы не целесообразна в промышленных масштабах, даже при условии ее большей экологичности.

Таким, образом экологический и технологический критерии для сравнения двух методов регенерации магнетита являются в равной мере основополагающими и поэтому получили в оценочной характеристике наибольший вес по сравнению с оставшимися - по 30%.

Третий критерий - экономический, связанный с закупкой и транспортировкой реагентов для узла регенерации. В промышленных масштабах, учитывая значительные объемы воды, подвергаемой очистке, даже небольшая ценовая разница может иметь важное значение. Поэтому данный критерий также немаловажен, хотя и получил меньший вес по сравнению с выше названными.

Последний, четвертый, критерий связан с безопасностью условий труда при работе с реагентами. Известно, что обращение с летучими и токсичными веществами предполагает особые правила хранения и работы с ними, а также использование дополнительного оборудования в складских и рабочих помещениях, что также может потребовать дополнительные расходы на предприятии.

На наш взгляд, последние два фактора весьма взаимосвязаны и имеют равный по отношению друг к другу вес. Однако эти два критерия не являются определяющими в выборе технологии и поэтому их вклад в сравнительной характеристике методов оценен ниже - в 20%.

Для построения обобщенной функции желательности D необходимо преобразовать измеренные значения информативных показателей y в безразмерную шкалу d . Для этого первоначально следует перевести значения показателей y в нормированные частные показатели Y по шкале абсцисс.

Такое преобразование может быть осуществлено, например, в соответствии со следующей формулой [5]:

$$Y = 7 \frac{y - y_{max}}{y_{max} - y_{min}} - 2 . \quad (4)$$

Здесь y_{max} и y_{min} означают максимальное и минимальное значение каждого информативного показателя, характеризующего параметры рассматриваемой системы.

Далее эти значения пересчитываются по формуле (1) в соответствующие точки на шкале желательности в интервале от 0 до 1. После того как выполнено нормирование всех характеристик, осуществляется расчет общей оценки, в качестве которой выступает обобщенный показатель желательности D .

В зависимости от типа информативных показателей расчет обобщенного показателя желательности D производится по формуле (2) или (3).

Ниже в таблицах 1 и 2 приведен набор параметров (натуральных показателей), полученных экспериментальным путем, позволяющих произвести сравнительную оценку рассматриваемых методик регенерации. Там же наряду с исходными параметрами приведены также рассчитанные по выше приведенным формулам безразмерные показатели и частные желательности для каждого параметра.

Расчет обобщенных показателей желательности в соответствии с выше приведенным алгоритмом дал следующие значения:

если для осаждения наночастиц магнетита использовался раствор аммиака, для обобщенного показателя желательности получили значение $D_1 = 0,621$;

в том случае, когда для этой цели использовался раствор гидроксида натрия, получили обобщенный показатель желательности $D_2 = 0,861$.

Таблица 1 - Сравнительные показатели очистки воды от эмульгированной нефти Усинского месторождения (исходное содержание нефти 20 мг/л) магнетитом, полученным двумя методами: методом осаждения гидратом аммиака и методом осаждения гидроксидом натрия

Соотношение нефть: магнетит, масс.	Содержание нефти в воде (мг/л) после очистки магнетитом, полученным через осаждение:					
	гидратом аммиака			гидроксидом натрия		
	x_i , мг/л	y_i	d_i	x_i , мг/л	y_i	d_i
1:0,5	6,2	0,506	0,5472	2,6	1,478	0,7960
1:1	5,5	0,695	0,6071	2,5	1,505	0,8009
1:2	3,4	1,262	0,7534	2,55	1,492	0,7985
1:3	2,04	1,629	0,8219	1,65	1,735	0,8382
1:4	0,64	2,007	0,8743	1,00	1,910	0,8624

Таблица 2 - Сравнение токсичности и стоимости реагентов-осадителей

Критерий оценки	Используемый для осаждения раствор					
	гидрата аммиака			гидроксида натрия		
	x_i	y_i	d_i	x_i	y_i	d_i
Летучесть, ПДК в воздухе рабочей зоны	Летучий, ПДК аммиака 20 мг/м ³	-0,48	0,2	Не летучий, ПДК не регламентируется	1,5	0,8
Особые условия работы с реагентом	Требуется вытяжка	-0,48	0,2	Нет	1,5	0,8
ПДК продуктов реакции осаждения магнетита в воде объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования	Ионы аммония - 1,5 мг/л (по азоту)	-0,48	0,2	Ионы натрия - 200 мг/л	1,5	0,8
Стоимость. (Цены на сентябрь 2021 г.)	От 48 (техн.) до 480 ч.д.а.) руб/кг	1,34	0,77	От 46 (техн.) до 76 (ч.д.а.) руб/кг	1,50	0,80

Вычисленные обобщенные показатели желательности соответствуют лингвистическим оценкам «удовлетворительно» (D_1) и «отлично» (D_2).

Полученные результаты позволяют сделать однозначное заключение, что методика регенерации наночастиц магнетита с использованием в качестве осадителя гидроксида натрия существенно лучше методики с использованием раствора аммиака.

Библиографический список:

1. Лютоев А.А., Смирнов Ю.Г., Ивенина И.В. Извлечение эмульгированных примесей нефти из воды при помощи высокодисперсных частиц магнетита // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014, №4. С. 40-45.
2. Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А. Исследование эффективности извлечения нефти из водонефтяной эмульсии при помощи ферромагнитных наночастиц // Научно-технический вестник Поволжья. 2018, №10. С. 98-101.
3. Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г. Исследование возможности использования гидроксида натрия в цикле регенерации ферромагнитных наночастиц в ходе тонкой очистки воды от эмульгированной нефти // Естественные и технические науки, 2020, №3(141). С. 271-275.
4. Harrington, E.C., Jr. The Desirability Function // Industrial Quality Control. 1965. Vol. 21, №10. P. 494-498.
5. Самохвалов Ю.Я., Бурба О.И. Оценка эффективности научных и научно-технических проектов на основе обобщенной функции Харрингтона // Системи управління, навігації та зв'язку, 2018, випуск 4(50). С. 77-85.

Использование технологии нечеткого моделирования при оценке достоверности петрофизических отношений между фильтрационно-емкостными параметрами

Чувашов А.А., Кожевникова П.В.

Ухтинский государственный технический университет г. Ухта

Аннотация: Одной из первоочередных задач современной нефтегазодобывающей отрасли является совершенствование методов определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Достоверность этих данных оказывает большое влияние на выбор оборудования, технологий и геолого-технических мероприятий для извлечения углеводородов, а, следовательно, на конечную успешность разработки. В рамках данной работы по результатам геофизических исследований скважин реального газоконденсатного месторождения созданы петрофизические модели на основе теории нечетких множеств для оценки достоверности значений коэффициентов пористости и проницаемости коллектора, произведен сравнительный анализ результата прогнозирования отношений между параметрами и нечеткого отношения, рассчитанного по экспериментальным данным.

Ключевые слова: проницаемость, петрофизическая модель, углеводороды, оценка достоверности, нечеткие множества.

Annotation: One of the priorities of the modern oil and gas industry is the improvement of methods for determining the porosity and reservoir properties of reservoir rocks. The reliability of these data has a great influence on the choice of equipment, technologies and geological and technical measures for the extraction of hydrocarbons, and, consequently, on the final success of the development. Within the framework of this work, based on the results of geophysical studies of wells of a real gas condensate field, petrophysical models were created based on the theory of fuzzy sets to assess the reliability of the values of the porosity and permeability coefficients of the reservoir, a comparative analysis of the result of predicting the relationship between parameters and the fuzzy ratio calculated from experimental data was carried out.

Keywords: permeability, petrophysical model, hydrocarbons, confidence score, fuzzy sets.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов является неотъемлемой частью разведки и проектирования разработки месторождений углеводородов. Факт наличия запасов нефти, газа и конденсата не гарантирует их рентабельную добычу. Степень возможности их извлечения на поверхность с точки зрения способности проникать через породу-коллектор описывает проницаемость, а способность вмещать в себя флюиды характеризует пористость.

В работе представлены результаты прогнозирования отношений пористости от проницаемости, пористости от акустического импеданса, полученных на основе метода нечеткого моделирования, в форме нечеткого отношения и сравнение его с нечетким отношением, рассчитанным по экспериментальным данным.

1 этап. Прогнозирование отношения пористости от проницаемости на основе нечеткого моделирования.

В качестве исходных данных были использованы отношения между параметрами: пористости от проницаемости, акустического импеданса от пористости (см. рисунок 1а и 1б). Все исходные данные были получены из статьи [1] за счет оцифровки с помощью программы GetData Graph Digitizer.

Непосредственно прогноз отношения пористости от проницаемости выполнялся с помощью программы, написанной на Matlab. Прогноз параметров выполнялся на основе построенных функций принадлежности по правилам нечеткого логического вывода (композиции Мамдани) [3]. За основу построения функций принадлежности была выбрана экспоненциальная модель, обладающая максимальной энтропией. Достоверность информации от точки, в которой измерено значение параметра, к точке, в которой достоверность оценивается, в такой модели распространяется подобно процессу диффузии.

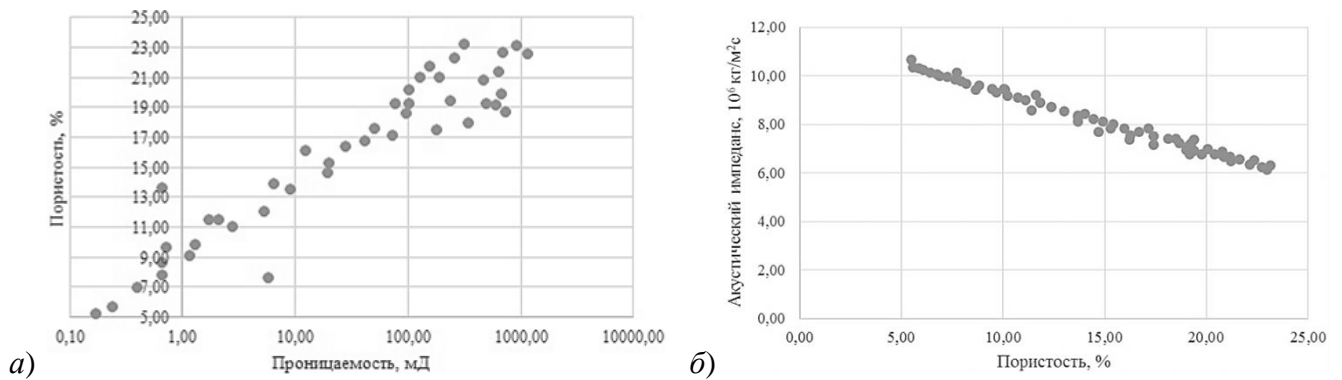


Рисунок 1 – Исходные отношения между параметров: пористости от проницаемости (а), акустического импеданса от пористости (б)

Результат построения функций принадлежности нечетких отношений «Проницаемость – пористость», «Пористость – акустический импеданс» по экспоненциальной модели при значении эффективного параметра $\zeta=1.5$ представлен на рисунках 2а и 2б. Результат композиции вышеперечисленных отношений представлен на рисунке 2в.

2 этап. Построение нечеткого отношения «Проницаемость – акустический импеданс» по экспериментальным данным.

В качестве исходных данных было использовано отношение акустического импеданса и проницаемости (см. рисунок 3а).

Результат построения функций принадлежности «Проницаемость – акустический импеданс» по экспоненциальной модели при значении эффективного параметра $\zeta=1.5$ представлен на рисунке 3б.

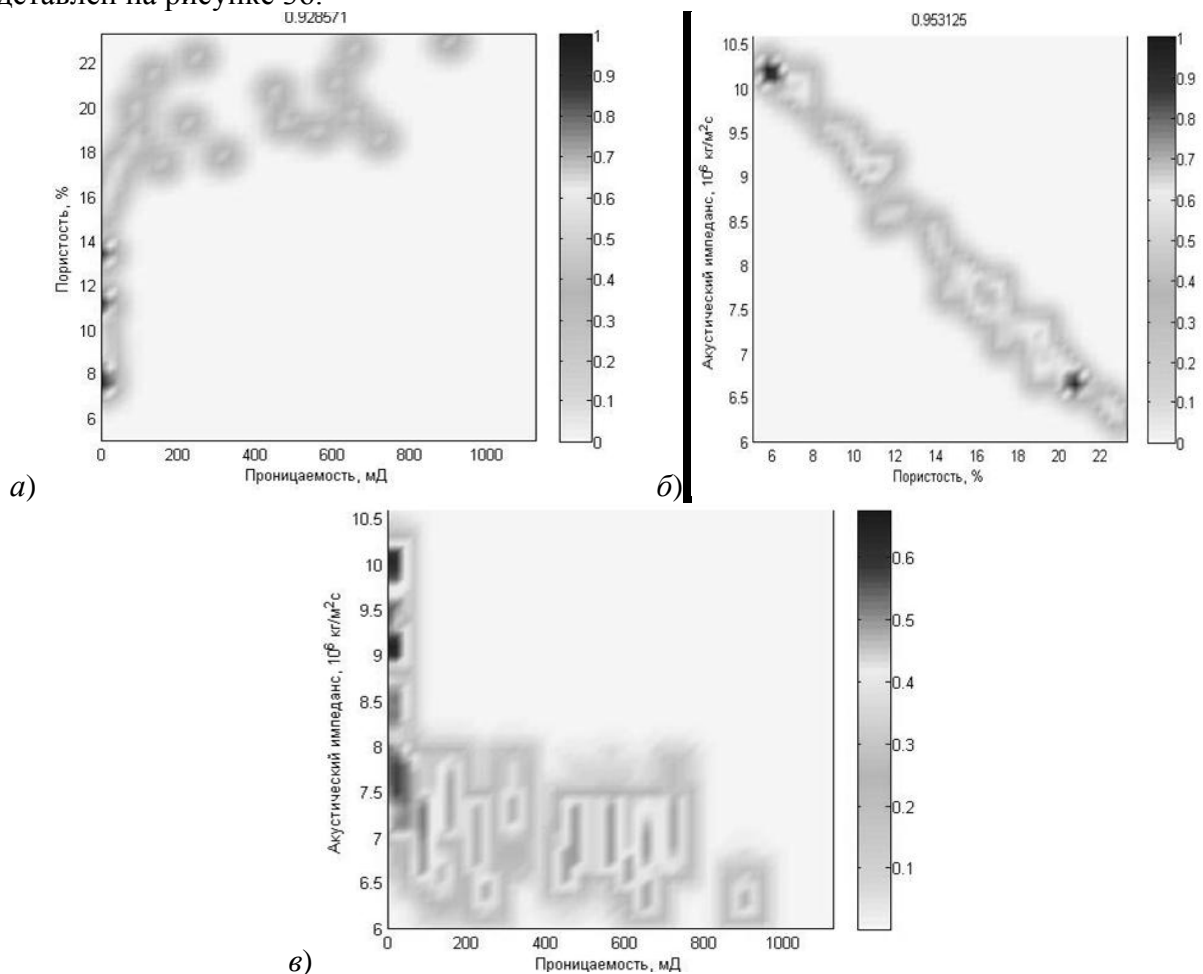


Рисунок 2 – Функция принадлежности отношения «Проницаемость – акустический импеданс» (в), рассчитанная с помощью композиции нечетких отношений «Проницаемость – пористость» (а), «Пористость – акустический импеданс» (б)

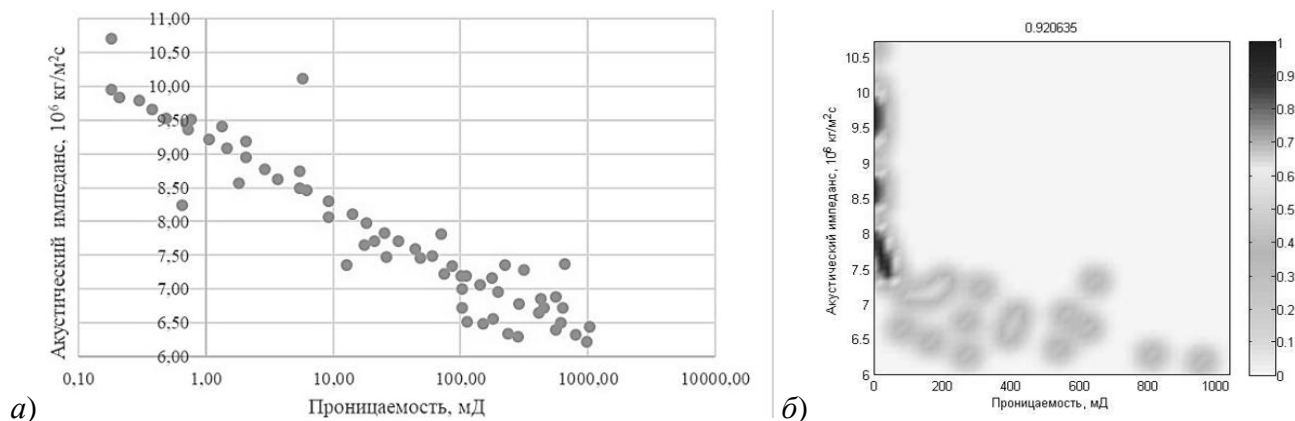


Рисунок 3 – Исходное отношение интервального времени и проницаемости (а); функция принадлежности нечеткого отношения «Проницаемость – акустический импеданс» (б)

Вывод

Результат прогнозирования отношения акустического импеданса от проницаемости, полученного на основе метода нечеткого моделирования, в форме нечеткого отношения не существенно отличается от нечеткого отношения, рассчитанного по экспериментальным данным, что подтверждает адекватность применения методов нечеткого моделирования при прогнозировании отношений между фильтрационно-емкостными свойствами и петрофизическими параметрами.

Библиографический список:

1. Жуков, В. С. Взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических параметров юрских отложений Штокмановского месторождения / В. С. Жуков, О. В. Иселидзе, А. В. Дахнов, А. Е. Рыжов // Вести газовой науки. 2010. №2 (5). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vzaimosvyaz-filtratsionno-emkostnyh-svoystv-i-petrofizicheskikh-parametrov-yurskih-otlozheniy-shtokmanovskogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 22.01.2022).
2. Дорогобед, А. Н. Использование метода монте-карло для контроля оценки достоверности геологических моделей / А. Н. Дорогобед, В. Е. Кунцев, П. В. Кожевникова // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 9. – С. 80-84. URL: <https://top-technologies.ru/ru/article/view?id=37670> (дата обращения: 22.01.2022).
3. Кожевникова, П. В. Разработка математических моделей информационно-экспертной оценки анализа достоверности промыслово-геологических моделей на основе нечеткого моделирования : автореферат дис. ... кандидата технических наук : 05.13.18 / Кожевникова Полина Валерьевна. Петрозавод. гос. ун-т, Петрозаводск, 2018.
4. Кобрунов, А. И. Математические методы моделирования в прикладной геофизике (избранные главы). В 2-х ч. Ч. 1. Функционально-аналитические основы [Текст] : учеб. пособие / А. И. Кобрунов. – Ухта : УГТУ, 2014. – 224 с.

УДК 519.677

Использование математической модели двойной пористости для определения показателей разработки неоднородного коллектора

Чувашов Н.А., Кунцев В.Е.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация: Карбонатные трещиноватые породы-коллекторы ввиду резкой неоднородности и сложности строения являются далеко не благоприятным объектом для моделирования. За последние 20-25 лет известны многие примеры просчетов при определении их параметров к подсчету запасов нефти (газа). Эти примеры свидетельствуют о том, что мы, по существу, находимся еще на пути к решению этой проблемы, хотя многое в этом направлении уже сделано.

Ключевые слова: неоднородный коллектор, математическая модель, углеводороды, модель двойной пористости.

Annotation: Carbonate fractured reservoir rocks, due to the sharp heterogeneity and complexity of the structure, are far from a favorable object for modeling. Over the past 20-25 years, many examples of miscalculations have been known when determining their parameters for calculating oil (gas) reserves. These examples show that we are, in fact, still on the way to solving this problem, although much has already been done in this direction.

Keywords: non-uniform reservoir, mathematical model, hydrocarbons, double porosity model.

Математическая модель. При построении математической модели и проведении численного моделирования система трещин требует специального подхода, поскольку фильтрация в таких средах обладает специфическими особенностями. Трещины отличаются большой проницаемостью и оказывают существенное влияние на процессы переноса и течения в пористой среде. При этом следует разделять системы трещин, так как они могут сосуществовать на различных масштабах (микротрещины с размерами в несколько сантиметров, макротрещины, разломы), могут различаться природой их возникновения (естественно-трещиноватые среды, разломы, трещины, возникшие за счет использования технологии гидроразрыва пласта). В случае естественно-трещиноватых пористых сред система трещин является в основном связанной, и для ее моделирования традиционно используют модели двойной пористости и мультиконтинуума. Подобные модели строятся для идеализированной среды и обладают рядом ограничений. Взаимодействие континуумов в таких моделях задается посредством введения функций перетока между матрицей породы и трещинами. Определение этих функций является ключевой проблемой моделей мультиконтинуума, поскольку выбор обменных членов основывается на дополнительных допущениях.

В общем случае матрица пористой среды может быть неоднородной, что ведет к значительным вычислительным сложностям и, как было отмечено выше, обменный переток между средами только ухудшает общую картину. Кроме того, система трещин может содержать участки как с низкой, так и с высокой проницаемостью.

Основной идеей, на которой базируются модели двойной пористости, является раздельный расчет течения жидкостей в матрице и в трещинах с заданием обменного перетока между ними посредством использования функции переноса. Данная модель была впервые предложена Баренблаттом. Уоррен и Рут предложили модель, в которой все фильтрационные потоки идут в системе трещин, а поровая матрица участвует в этом процессе вторично через обмен. Далее Каземи расширил модель Уоррена-Рута для двухфазной жидкости. Позднее в работах Дугласа и Арбогаста были рассмотрены модели однофазной и многофазной фильтрации для двойной пористости, построенные в результате использования процедуры усреднения.

Модели двойной пористости (рисунок 1) предполагает, что сеть трещин является основным континуумом для потока жидкости. Матрица с низкой проницаемостью считается стоком или источником разрыва, что подходит для неоднородных коллекторов, которые имеют полную разрывность матрицы. Модели могут быть разделены в зависимости от их способности пропускать поток жидкости и тепла.

Математическая модель течения жидкости в пористых средах базируется на законе сохранения массы и энергии для каждой из фаз:

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), rx – порода, f – трещина, m – матрица, fm – трещина-матрица.

$\sigma_p \rho_{ph} \lambda_{ph} x_{ph} \Delta \Phi_{fm}$ – перетоки между трещинами и матрицей;
 $\frac{V}{\Delta t} \Delta t \sum_{ph=1}^{nph} \phi \rho_{ph} S_{ph} x_{ph}$ – накопление флюида;
 $\sum_{rx=1}^{nrx} sr_{rx}$ – сопротивление породы;
 q – закачка/добыча флюида.

Материальный баланс для матрицы:

$$[matrix - matrix flow] - \sum_{ph=1}^{nph} \sigma_p \rho_{ph} \lambda_{ph} x_{ph} \Delta \Phi_{fm} = \left[\frac{V}{\Delta t} \Delta t \sum_{ph=1}^{nph} \phi \rho_{ph} S_{ph} x_{ph} - \sum_{rx=1}^{nrx} sr_{rx} - q^* \right]_f,$$

где $[matrix - matrix flow]$ – перетоки между матрицами = 0, поскольку флюиды движутся по трещинам.

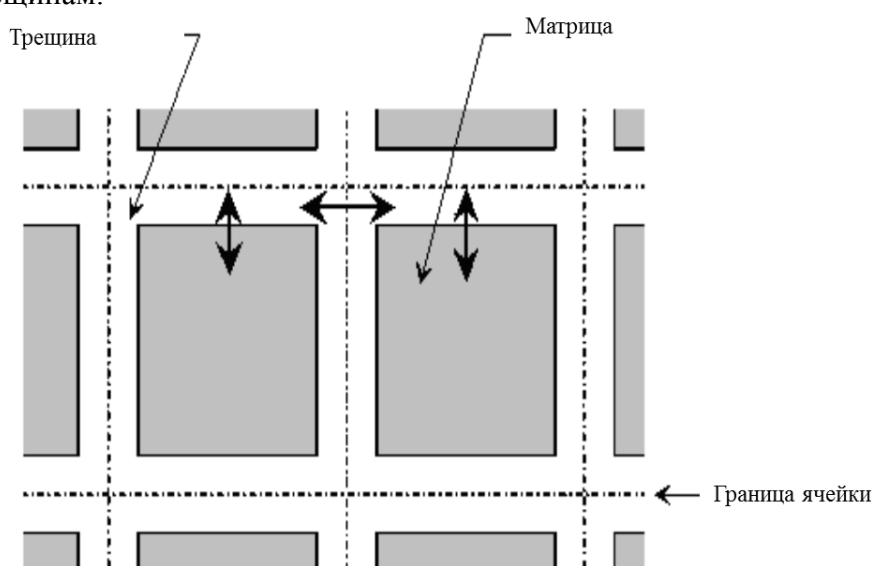


Рисунок 1 – Модель двойной пористости

Функция перетока. Данная функция находится из формулы Гилмана и Каземи.

$$\sigma = 4k_m \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \text{ или } \sigma = 4 \left(\frac{k_m^x}{l_x^2} + \frac{k_m^y}{l_y^2} + \frac{k_m^z}{l_z^2} \right),$$

где σ – коэффициент перетока между матрицей пористой среды и трещинами;
 $k_m = (k_m^x, 0, 0; 0, k_m^y, 0; 0, 0, k_m^z)$ – абсолютная проницаемость пористой среды и l_x, l_y, l_z – пространственные параметры трещин по направлениям x, y и z [3].

Проведение исследования. Для проведения исследования механизма фильтрации в неоднородном карбонатном коллекторе, была создана гидродинамическая модель, описание которой приведено в таблице 1 [2].

Таблица 1– Описание исследуемой геологической модели

Параметр	Ед. измерения	Значение
Размер ячейки в модели	отс.	10×10×3
Количество ячеек	отс.	82×5×10=4100
Нефтенасыщенная толщина	м	30
Начальная нефтенасыщенность матрицы	доли ед.	0,86
Нефтенасыщенность трещин	доли ед.	1
Коэффициент проницаемости матрицы	мД	250

Параметр	Ед. измерения	Значение
Коэффициент проницаемости трещин	мД	2500
Коэффициент пористости матрицы	доли ед.	0,198
Коэффициент пористости трещин	доли ед.	0,0198
Начальное пластовое давление	МПа	7
Начальная пластовая температура	°С	23,1

Численное моделирование процессов разработки предполагается выполнять с помощью термического модуля STARS, описание математической модели которого приведено выше, коммерческого пакета программного комплекса CMG. Для учета и моделирования процессов теплопереноса в пласте были заданы теплофизические свойства жидкостей и пород (таблица 2) [1].

Таблица 2 – Теплофизические свойства пластовых жидкостей и горных пород

Параметр	Ед. измерения	Значения
Теплопроводность водной фазы (THCONW)	Дж/сут·м×°С	$5,02 \cdot 10^4$
Теплопроводность нефтяной фазы (THCONO)	Дж/сут·м×°С	$1,1 \cdot 10^4$
Теплопроводность горных пород (THCONR)	Дж/сут·м×°С	$3,1 \cdot 10^5$
Теплоемкость породы (ROCKCP)	Дж/м ³ ×°С	$2,4 \cdot 10^6$
Коэффициент температуропроводности (CPOR)	м ² /с	$1,4 \cdot 10^{-5}$

Моделирование проводилось с использованием пара с температурой 330°С и степенью сухости 0,7.

Технологией теплового воздействия был выбран термогравитационный дренаж пласта (ТГДП), расстояние между стволами горизонтальных скважин длиной 800 м составило 9 м, агент закачивается непрерывно (рисунок 2).

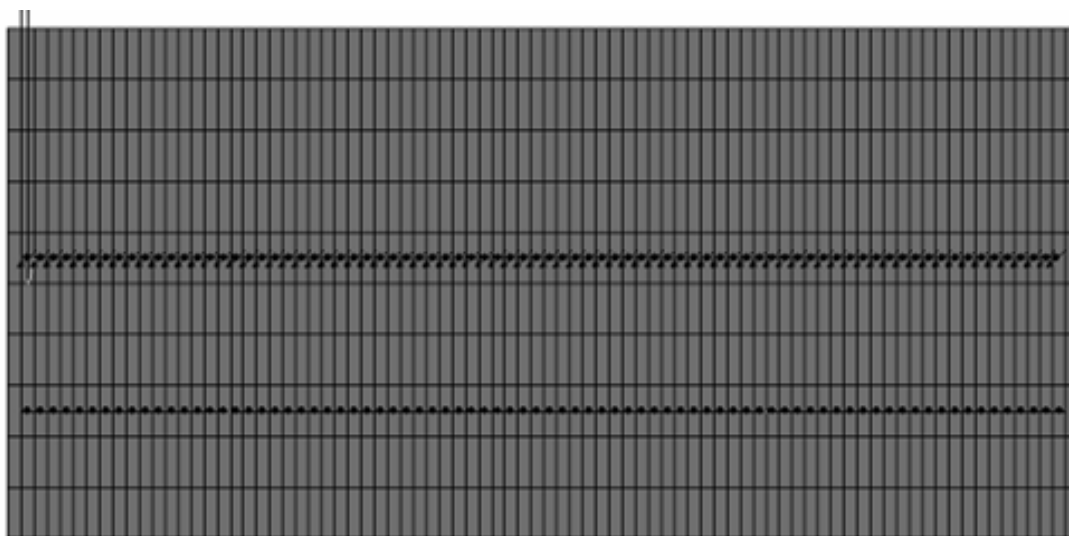


Рисунок 2 – Расстановка скважин в модели при ТГДП (вид сбоку, модель в разрезе)

Контроль работы нагнетательных и добывающих скважин осуществляется путем задания следующих ограничений:

- максимальное забойное давление в нагнетательной скважине - 12850 кПа;
- минимальное забойное давление в добывающей скважине – 7000 кПа;
- максимальная добыча жидкости в горизонтальной скважине – 200 м³/сут, в вертикальной – 100 м³/сут;
- максимальная закачка жидкости в горизонтальной нагнетательной скважине – 100 м³/сут, в вертикальной – 50 м³/сут.

Срок моделирования составил 5 лет. По окончании расчета были выгружены расчетные данные и построены графики по динамике основных показателей (рисунок 3,4).

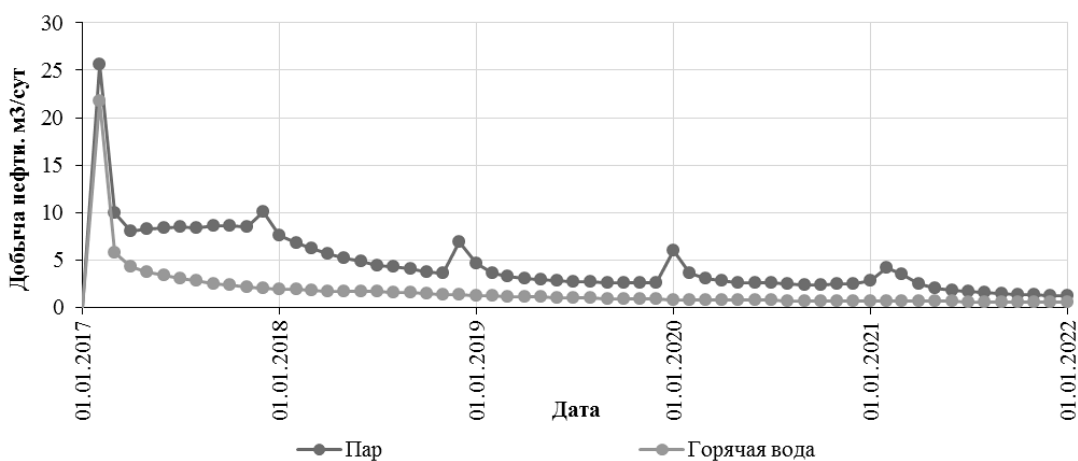


Рисунок 3 – Динамика добычи нефти

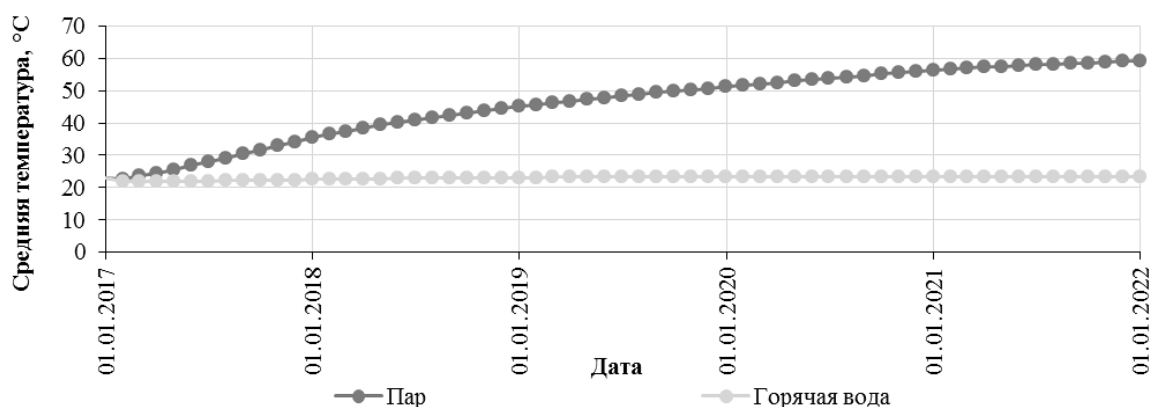


Рисунок 4 – Динамика средней пластовой температуры

На окончание периода моделирования, помимо указанных выше показателей были вычислены следующие показатели:

- накопленная добыча нефти составила 8,36 тыс. м³ при накопленной закачке пара 182,6 тыс. м³;
- коэффициент извлечения нефти от начальных запасов составил 3,36 %;
- накопленное паронефтяное отношение составило 21,85 м³/м³.

Выводы:

- Модель с закачкой пара, как и ожидалось, обладает большей величиной добычи нефти и средней температуры, чем с закачкой горячей воды, поскольку он является более совершенным энергоносителем и все чаще используется при добыче высоковязкой нефти.
- Модель двойной пористости является актуальным инструментом для определения показателей разработки неоднородного коллектора, так как способна давать адекватные, с точки зрения подземной гидродинамики, значения.
- В ходе исследования был получен математический вид модели, установленный в гидродинамическом симуляторе, использовавшемся для моделирования, который в дальнейшем может стать основой для создания собственных математических моделей с целью анализа изменения отдельных величин.

Библиографический список:

1. Дуркин, С. М. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений (теория и практика): учеб. пособие / С. М. Дуркин – Ухта : УГТУ, 2014. – 104 с.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. М. 2000. (РД 153-39.0-047-00).
3. User's Guide STARS Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator // Computer Modelling Group Ltd., 2009. – P. 1062-1075.

Прогнозирование развития объёмов возобновляемых источников энергии на основе математических моделей диффузии инноваций

Шилова С.В., Куделин А.Г.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Возобновляемые источники энергии в настоящее время – это не только основные инструменты в борьбе с климатическими изменениями, которые становятся все более опасными, но и высокотехнологичные конкурентные инновационные продукты на рынке энергетических источников. Ветроэнергетика, потенциал солнечной энергии, водные ресурсы и другие источники энергии в будущем должны полностью вытеснить углеводородную энергетику. Положительные тренды развития возобновляемой энергетики отмечаются практически во всех странах мира, а использование альтернативных источников становится все более и более востребованными.

Тенденция роста цен на извлекаемые углеводороды играет огромную экономическую роль в развитии технологий и производства возобновляемой энергии. На развитие промышленной сферы возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России активно влияют не только внешние факторы, но и принятый Госдумой закон о микрогенерации, который дает ВИЭ новые полномочия, что безусловно, позволит сформировать концептуальные стратегические направления в развитии зеленой энергетики.

Согласно статистике, солнечная и ветровая энергетика в масштабах планеты обеспечивает сегодня около 8 % мирового потребления электроэнергии. Уже по итогам 2019 года доля ВИЭ в энергоснабжении лидера европейской экономики Германии достигла 46 % произведенной в стране электроэнергии. В РФ также несколько лет подряд реализуются меры поддержки в рамках отдельной госпрограммы. За годы ее действия на отечественном рынке оптовых поставок электроэнергии появилось несколько десятков очередей солнечных электростанций, развиваются ветропарки в Калининградской, Ульяновской и Ростовской областях, а также в Республике Адыгея [1].

Государственная поддержка ВИЭ России позволила осуществить прорыв в производстве высокотехнологичного оборудования для солнечной и ветроэнергетики, создать конкурентоспособные информационные технологии сопровождения и энергосбережения зеленой энергетики, что в очередной раз доказывает о появлении на рынке экспорта нового игрока, но относительно высокая стоимость производства "зеленой энергии" является основным препятствием для наращивания темпов ее развития. Внедрение инвестиционных капиталовложений делает критичным вопрос о стоимости привлеченного финансирования, где основным фактом развития отрасли является - цена выработки, которая позволит индустрии ВИЭ конкурировать с другими поставщиками. Однако сейчас стоимость электроэнергии, производимой на действующих в России объектах ВИЭ, остается относительно высокой.

В мировом экономическом пространстве дальнейшая перспектива развития отрасли базируется на идеологии декарбонизации и сокращения использования углеводородного сырья в объеме производимых товаров и услуг. Учитывая ратификацию РФ Парижского соглашения по климату, это направление в ближайшие годы станет одним из главных условий присутствия на мировых рынках, поэтому обоснованность определения стратегических мероприятий с использованием обоснованных математически и экономических моделей является важно и нужной задачей перед научным обществом, решающим задачу «нефть или солнце/ветер?».

В таблице 1 приведена информация о объемах основных мировых направлений энергопотребления.

Предметный контент исследований, описываемый в данной статье, освещает анализ промышленной солнечной и ветроэнергетики как одной из перспективных возобновляемых технологий на основе применения математических моделей диффузии инноваций. Прежде чем перейти непосредственно к самой модели следует дать определение основных постулатов методики, основанной на диффузной модели Басса. Он рассматривал так называемую

диффузионную модель распространения инноваций - один из основных теоретических подходов к пониманию того, как новые идеи, продукты или услуги распространяются в различных социальных системах. Модель состоит из простого дифференциального уравнения, описывающего процесс принятия новых тенденций населением и экономическим рынком. Модель представляет собой обоснование того, как взаимодействуют текущие и потенциальные последователи инновации. Иными словами модель описывает процесс принятия рынком новых товаров через взаимодействие между уже сделавшими покупки и потенциальными покупателями. Эта модель широко используется в прогнозировании и хорошо проявляется в особенностях прогноза распространения продукции и/или технологий.

Таблица 1 - Объемы мирового электропотребления, %

Источник	2020 г.
Традиционная энергетика (уголь, нефть, газ)	54
Атомная энергия	7
Гидроэлектроэнергия	9
Возобновляемые источники энергии	30
Всего	100

Модель Басса в поставленной задаче прогнозирования развития альтернативной энергетики выглядит следующим образом:

$$S(t) = N(t) - N(t-1) = p[m - N(t-1)] + q(n(t-1)/m)[m - N(t-1)], \quad (1)$$

где m -максимальное число потенциальных потребителей солнечной энергетики или рыночный мировой потенциал использования альтернативной эрергетики; $N(t)$ -кумулятивные продажи или кумулятивное число потребителей за время t , $S(t)$ - продажи или число потребителей в периоде t , $S(t)=N(t)-N(t-1)$; q -коэффициент инновационности исследуемого процесса.

Потребители альтернативной энергетики состоят из двух групп — инноваторов и имитаторов. Продажи солнечной энергетики в периоде t , $S(t)$, моделируются как сумма потреблений инноваторов и имитаторов. Схематично модель Басса выглядит следующим образом (рисунок 1).

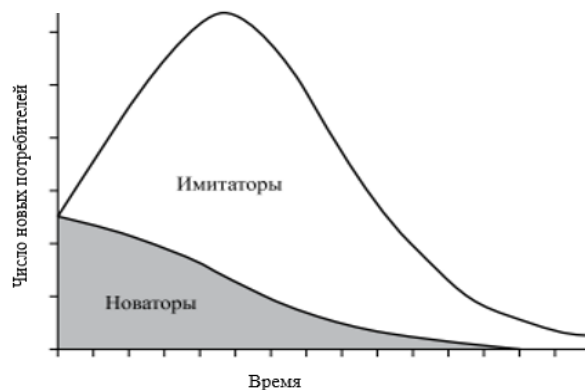


Рисунок 1 - Функциональная модель Басса

Количество инноваторов потребления альтернативных источников в отчетный период пропорционально числу потребителей, использующие традиционную энергетику из числа потенциальных потребителей в начале периода ($t - 1$), т. е. $p(m - N(t - 1))$, в то время как число имитаторов пропорционально и числу прешедших на новейшую технологию, и доле уже прешедших, т. е. $q(N(t - 1)/m)(m - N(t - 1))$.

В дифференциальном виде модель Басса выглядит следующим образом:

$$f(t) = dF(t) / dt = [p + qF(t)][1 - F(t)], \quad (2)$$

где $F(t)$ -кумулятивная доля потребителей за t потенциального рынка; $f(t)$ - функция спроса использования солнечной энергетики в момент t . В результате математических преобразований, получим:

$$F(t) = (1 - e^{-(p+q)(t+b)}) / (1 + qe^{-(p+q)(t+b)} / p), \quad (3)$$

где b -начальное состояние процесса. В начальном состоянии модель выглядит:

$$\begin{aligned} F(t) &= (1 - e^{-(p+q)t}) / (1 + qe^{-(p+q)t} / p), \\ N(t) &= m(1 - e^{-(p+q)t}) / (1 + qe^{-(p+q)t} / p), \end{aligned} \quad (4)$$

В случае, если $p < q$, то производная $f(x)$ будет иметь нулевое значение и выражение (4) дает S-образную кривую. При $p \geq q$ функция $f(t)$ будет монотонно убывающей по времени.

Согласно теоретической модели Басса было выполнено прогнозирование солнечной и ветровой генерации до 2050 года. Исходные данные приведены в таблице 2, а результаты обучения модели представлены на рисунках 2 и 3.

Таблица 2 - Данные суммарного мирового потребления по данным [], ТВт*ч

Год	Солнечная энергетика, ТВт*ч	Ветроэнергетика, ТВт*ч
1995	0,6	8,3
1996	0,7	9,2
1997	0,8	12,0
1998	0,8	15,9
1999	0,9	21,2
2000	1,1	31,4
2001	1,4	38,4
2002	1,8	52,3
2003	2,3	62,9
2004	3,0	85,1
2005	4,2	104,1
2006	5,7	132,9
2007	7,8	170,7
2008	12,6	220,6
2009	20,9	276,0
2010	33,7	346,5
2011	65,2	440,4
2012	101,2	530,6
2013	138,9	635,5
2014	197,8	705,8
2015	256,4	831,4
2016	328,4	962,2
2017	446,1	1140,3
2018	577,0	1269,5
2019	707,9	1418,2
2020	855,7	1591,2

Расчет коэффициентов модели выполнен методом градиентного спуска по критерию минимального квадратичного отклонения модельной кривой от фактических данных. Полученные в результате расчета коэффициенты приведены в таблице 3

Таблица 3 - Расчетные коэффициенты модели Басса

	p	q	m
Солнечная энергетика	0	0,356335	2011,618
Ветроэнергетика	0,0005727	0,249517965	2407,09678

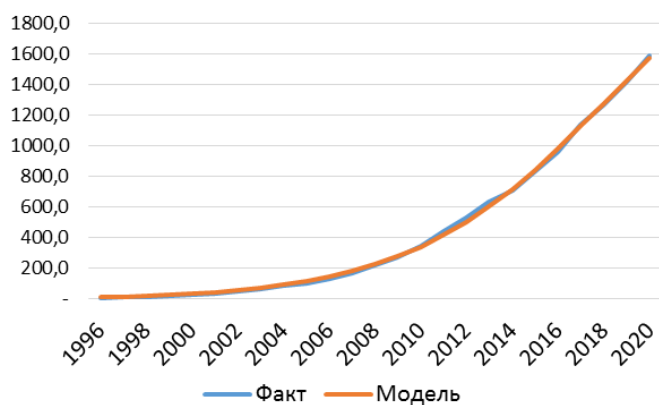


Рисунок 2 - Обучение модели Басса на данных ветроэнергетики

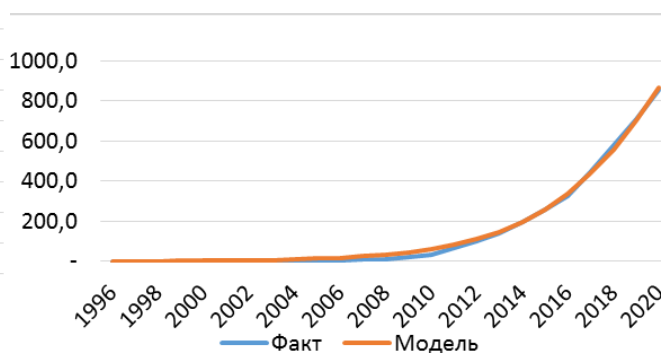


Рисунок 3 - Обучение модели Басса на данных солнечной энергетики

Результаты прогноза представлены в таблице 4 и на рисунках 4 и 5.

Таблица 4 - Данные прогнозного мирового потребления, ТВт*ч

Год	Солнечная энергетика, ТВт*ч	Ветроэнергетика, ТВт*ч
2021	1041,87	1711,30
2022	1220,84	1835,12
2023	1391,85	1944,26
2024	1544,66	2037,80
2025	1672,42	2116,02
2026	1772,91	2180,04
2027	1847,88	2231,48
2028	1901,47	2272,20
2029	1938,57	2304,05
2030	1963,66	2328,72
2031	1980,34	2347,69
2032	1991,31	2362,18
2033	1998,47	2373,20
2034	2003,13	2381,56
2035	2006,14	2387,88
2036	2008,09	2392,65
2037	2009,34	2396,24
2038	2010,15	2398,94
2039	2010,67	2400,97
2040	2011,01	2402,50
2041	2011,23	2403,65
2042	2011,37	2404,51
2043	2011,46	2405,16
2044	2011,51	2405,64
2045	2011,55	2406,00
2046	2011,57	2406,28
2047	2011,59	2406,48
2048	2011,60	2406,64
2049	2011,61	2406,75
2050	2011,61	2406,84
Итого	4418,45	

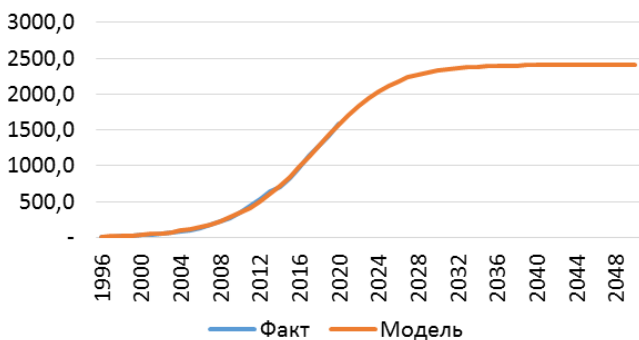


Рисунок 4 - Прогнозная модель Басса ветрогенерации

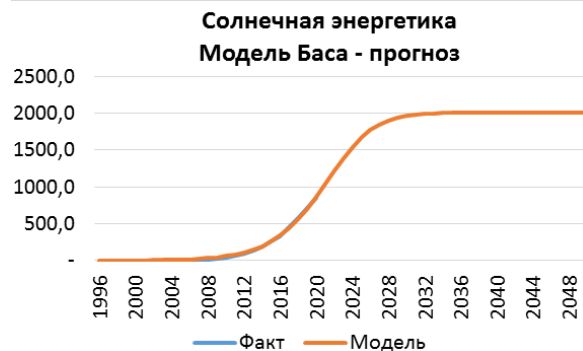


Рисунок 5 - Прогнозная модель Басса солнечной энергетики

Таким образом, представленная расчетная модель Басса при прогнозировании развития объемов возобновляемых источников энергетики до 2050 года дает хоть и устойчивую положительную динамику, однако показатель экономической эффективности находится в пределах 14%, что говорит о проблематичности отказа от традиционных извлекаемых углеводородных источников энергии.

Библиографический список:

1. Ветер бьет рекорды. Коалиция за «зеленую экономику» и развитие G-Global/СМИ России и СНГ/ электронный ресурс <https://www.greenkaz.org/>.
2. Статистический обзор мировой энергетики, глобально согласованные данные о мировых энергетических рынках. (2020). <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-экономика/статистический-обзор/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.

СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ

УДК 622.24

Эффективность модернизации телесистемы ЗТС-42ЭМ-М

Бадиков Р.Ф., Вафин Р.М.

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

В ходе эксплуатации нефтяного или газового месторождения дебит скважин со временем снижается или вовсе достигает нулевой отметки. В связи с ростом количества бездействующих и малодебитных скважин во всех нефтегазодобывающих регионах страны, одним из ключевых направлений деятельности нефтегазодобывающих предприятий становится ремонт старых скважин и повышение их дебита. Наиболее эффективными методами восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин, является технология бурения бокового ствола, технологии многоствольного и горизонтального бурения с применением телеметрической системы [1].

Диапазон существующих в настоящее время телесистем весьма широк, но мы остановимся на телесистемах с электромагнитным каналом связи. Данный тип телесистем получил широкое распространение в отечественной практике бурения. Столь высокое распространение вызвано повышенной надежностью деталей забойных устройств, контактирующих с агрессивной средой, простотой в управлении, возможностью обратной связи. Также данный тип телесистем менее требователен к качеству бурового раствора и может использоваться в условиях, где иные типы каналов связи не работают.

Забойная телеметрическая система MWD с беспроводным электромагнитным каналом связи ЗТС-42ЭМ-М, производства компании ВНИИГИС, предназначена для контроля и оперативного управления траекторией наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями [2].

Системы с ЭМКС используют электромагнитные волны (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки [3].

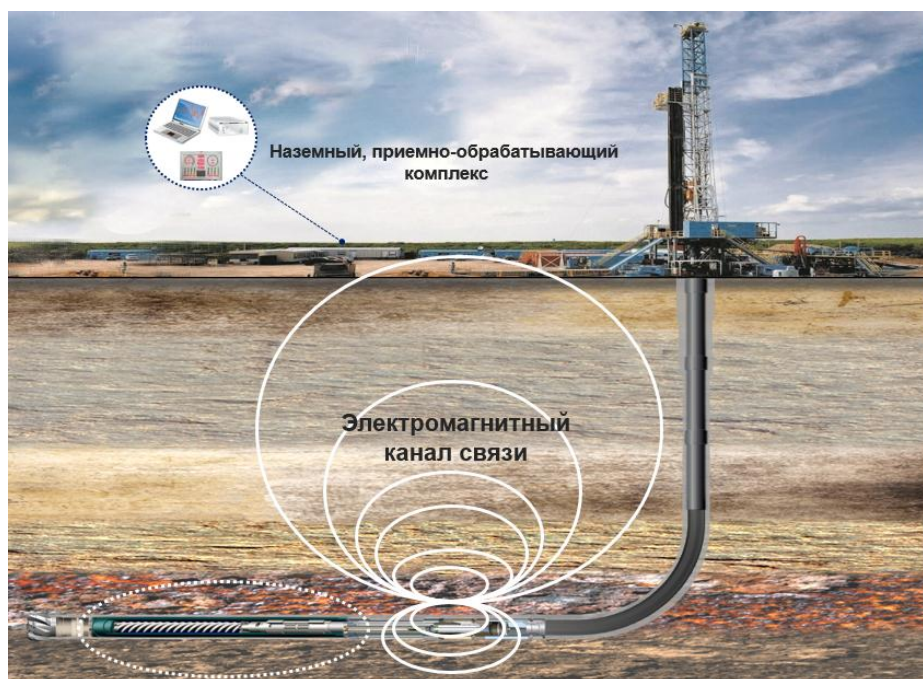


Рисунок 1 – ЗТС с электромагнитным каналом связи

Значимой проблемой применения рассматриваемой телесистемы типа ЗТС-42ЭМ-М, является затухание сигнала при прохождении интервалов с пластами изоляторами [4].



Рисунок 2 – Проблема затухания сигнала ЗТС

С целью решения проблемы с плохой проходимостью и затуханием сигнала предложено решение. В базовой комплектации телесистемы применяется стандартная антенна длиной 0,5 метра. С целью увеличения диполя предлагается применение технологии верхний диполь, также известной как «штанговый диполь». Наряду с этой технологией, возможно использование технологии «Гибкий хвост», которая заменяет базовую антенну на каротажный кабель.



Рисунок 3 – Предложение по телесистеме ЗТС-42ЭМ-М



Рисунок 4 – Предложение по КНБК

Применение данного предложения позволит решить ряд важных задач, таких как увеличение разности потенциалов между нижней и верхней частями телесистемы, распространение сигнала будет проходить не только через бурильный инструмент, но и через земляные породы, также предложение позволит увеличить длину диполя. В свою очередь, решение данных задач, приведет к таким результатам как повышение количества пробуренных скважин, повышение глубин скважин, также модернизация позволит улучшить качество сигнала, что положительно скажется на качестве получаемой с забоя информации и оперативности принятия решений на её основе [5].

Библиографический список:

1. Карпов К. А. Строительство нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие. – СПб.: Лань, 2017. – 188 с.
2. Никонов В. А., Залятдинов А. А. Новые модификации технологий телеметрических комплексов для решения задач нефтегазовой отрасли/ Тезисы докладов «II Международная научно-практическая конференция - Бурение скважин в осложненных условиях»/2017г.№10-11/ С. 45-46.
3. Скобло В. З., Ропяной А. Ю. Реальные телесистемы. – М.: Новые технологии, 2008. – 376 с.
4. Уразбахтин Н. Р. Обзор современных видов телесистем, применяемых при проводке горизонтальных и наклонно-направленных скважин / Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевский государственный нефтяной институт. – С. 55–57.
5. Чупров В. П., Гумеров М. М. Телесистема с электромагнитным каналом связи с постоянной синхронизацией // Журнал «Каротажник». – Международная ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах. – Тверь. – С. 26–28.

Оптимизация затрат путём замены насосных агрегатов JN-320 производства NovaRotors на насосные агрегаты Netzsch для перекачки нефтеперекачивающей жидкости с повышенным содержанием механических примесей

Балин С.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», НШПП «Яреганефть», пгт. Ярега

Нефтешахтное производственное предприятие Яреганефть осуществляет добычу нефти термошахтным способом, после разогревания пласта, нефть из скважины по канавкам поступает в емкость зумпф, где откачивается на центральную нефтеперекачивающую станцию для подготовки до товарного состояния.

На сегодняшний день с уклонных блоков нефтешахт для откачки НСЖ, преимущественно применяются центробежные и винтовые насосные агрегаты. В связи с наличием большого количества механических примесей в перекачиваемой жидкости, все больше внедряются винтовые насосные агрегаты более устойчивые к механическим примесям. Основные проблемы применяемого на нефтешахтах насосного оборудования это высокая стоимость насосных агрегатов, запасных частей и низкое значение межремонтного периода.

Основное предназначение винтовых насосных агрегатов (рисунок 1), устанавливаемых в шахтах это транспортировка нефтесодержащей жидкости из уклонных блоков. Одновинтовой насосный агрегат состоит из двух основных частей самого насоса и электродвигателя. Гидравлическая часть насоса состоит из главных элементов статорная часть и ротор подвижная часть. [1]

Принцип действия насоса агрегата заключается в следующем: при вращении вала электродвигателя крутящий момент передается на приводной вал и тем самым вращает ротор насоса. При поступлении нефтесодержащей жидкости через всасывающий патрубок жидкость поступает в образовавшиеся пустые полости насоса и при вращении ротора толкает жидкость к напорному патрубку, тем самым приобретая необходимый напор и подачу.



Рисунок 1 – Одновинтовой насосный агрегат

Главным преимуществом одновинтового насоса является способность перекачивать практически любые жидкости, в том числе высоковязкие, содержащие газовые и твердые включения. Нарботка центробежных насосов в условиях нефтешахт составляет 9000 машин часов, при эксплуатации внедряемых винтовых насосов наработка составит 15 000 машин часов.

Содержание твердых включений в нефтесодержащих жидкостях, оказывает негативное влияние на работу винтового насоса. [2]

Проанализированы отказы винтовых насосов с 2019 по 2020 года, 87 % всех отказов оборудования в уклонных блоках приходится на механическое повреждение эластичной обкладки насоса, 10 % составляет износ роторной части насоса, остальные 3 процента отказов это износ и разрушение уплотнения приводного вала и элементов шарнирного соединения.

Основным рабочим органом винтового насоса является статор, состоящий из резинового цилиндра с многошаговой винтовой внутренней поверхностью, закрепленного в металлическом корпусе. Одной из основных причин отказов статора является разрушение резиновой обоймы.

Под влиянием большого количества абразивной твердой фазы, происходит критический износ резиновой обоймы. Как следствие резко возрастают объемные утечки, соответственно снижается подача винтового насосного агрегата, поэтому при высоком содержании твердых включений в жидкости обычно стремятся применять резины менее твердые и более упругие (износостойкие), с меньшими остаточными деформациями. [1]

Характеристики винтовых насосов, установленных в уклонных блоках SN-500 и JN-320, предлагаемое оборудование NM148 производства Нетч и отечественное оборудование, производимое в Белгородском гидромеханическом заводе.

Проанализировав паспортные данные предлагаемых насосов и стоимость насосных агрегатов, наилучшими показателями обладает насосный агрегат NM148 производства Нетч, по следующим преимуществам это концентрация твёрдых веществ увеличена до 20%, сокращен срок поставки запасных частей и срок службы насоса на отказ составляет 15 лет. У Итальянских конкурентов высокая цена на оборудование, и низкий срок службы насоса на отказ 5 лет, отечественное оборудование уступает в низкой производительности, что не соответствует перекачиваемым объемам.

Применяемое оборудование соответствует промышленной безопасности для обслуживающего персонала, так как на объемном оборудовании используется сбросной пружинный предохранительный клапан, который в случае повышения давления будет сбрасывать поток жидкости через байпасную линию, в статорную часть насоса встроен датчик от защиты сухого хода, при повышении предусмотренной температуры двигатель насосного агрегата отключается, датчик сухого хода помещен во взрывозащищенный шкаф для исключения искрообразования.

Насос производства Нетч оснащен цапфово-крестовым шарниром с двойных уплотнений, что в свою очередь позволяет эксплуатировать насосный агрегат с высокими длительными нагрузками.

При эксплуатации винтовых насосных агрегатов выполняются следующие ремонтные работы:

- Техническое обслуживание включает в себя: замена манжета шарнира, масла и сальниковой набивки насоса, и выполняется раз в 1 месяц;

- Технический ремонт выполняется 1 раз в квартал и включает в себя: замену статора при необходимости;

- Капитальный ремонт в объем которого входит: замена шарниров, редуктора, ротора, соединительной тяги, подшипниковой стойки и корпуса, такой вид ремонта выполняется 1 раз в год.

При выполнении одинаковых количествах ремонтных работ двух винтовых насосов, затраты на обслуживание оборудования NM148 сократятся на 4 904 732 р

В рамках реализации паспорта инициативы в 2021 году в НШПП Яреганефть приобретает насосный агрегат марки Нетч в кол-ве 2 единиц для монтажа в уклонном блоке 1-3Д-Юг нефтешахты №1. В 2022 году монтируется насосное оборудование и вводится в эксплуатацию, где уже учитываются затраты на техническое обслуживание, капитальный ремонт в первый год эксплуатации не выполняется, в 2023 году полностью производятся все виды ремонтных работ, а также проверяется срок службы оборудования.

При внедрении насосного агрегата производства Нетч вместо JN-320 производства Ново Роторс, доход от мероприятия с 2021 года по 2023 года составит 26 773 тыс. руб за 2 единицы насосного оборудования.

При экономии средств от внедрения винтовых насосов производства Нетч в уклонном блоке 1-3Д-Юг нефтешахты № 1, целесообразно спрогнозировать экономический эффект при ранжировании в другие уклонные блоки нефтешахт №1, №2 и №3.

При постепенном внедрении насосного оборудования производства Нетч в замены уже эксплуатирующихся винтовых насосов SN-500 в уклонные блоки нефтешахты № 1, доход от мероприятия на ближайшие 15 лет составит 3 483 600 000 р.

Аналогичный подход замены предлагаемого насосного оборудования взамен SN-500 экономический эффект составит 1 161 200 000 р.

Соответственно на Нефтешахте № 3 доход от прогнозируемого мероприятия составит 1 850 000 000 рублей.

Экономический эффект при внедрении насосного оборудования во всем нефтешахтном производственном предприятии составит 6 494 800 000 р.

Возможные риски от реализации данной работы является неконтролируемое повышение цен заводом-изготовителем.

Использование насосных агрегатов производства Нетч для перекачки НСЖ с повышенным содержанием механических примесей в условиях нефтешахт является эффективным и экологически оправданным мероприятием, которое позволит снизить затраты на приобретение, обслуживание насосного оборудования, применяемого в условиях нефтешахт, а также увеличить его срок службы

Библиографический список:

1. Крылов А.В. Одновинтовые насосы. –М.: Гостоптехиздат, 1962. – 154с.
2. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины // Машины и нефтяное оборудование. - М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1983.

УДК 622.691.4.052

Пути оптимизации работы АВО в дискретном режиме

Беляев С.Н., Богданов Н.П.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В настоящее время производители оборудования для компрессорных станций предлагают арсенал программных и технических решений для оптимизации его работы, как в автономном режиме, так и с интеграцией в многоуровневые системы автоматического управления и регулирования. Поддержание значений эксплуатационных параметров в диапазонах, рекомендованных нормативно-технологическими документами позволяет продлить ресурс и оптимизировать энергопотребление оборудования. Выбор рабочих параметров технологических установок как правило основан на оригинальных алгоритмах, зашитых в микроконтроллеры. В полной мере это замечание относится к наиболее энергоёмкому оборудованию – к аппаратам воздушного охлаждения газа, долгий срок эксплуатации которых не позволяет использовать в планировании технологических режимов их паспортные тепловые характеристики, т. к. фактическая эффективность охлаждения отличается от заводских данных на 15-30 % в сторону уменьшения. Принимая во внимание, что аппараты сгруппированы в установки, состоящие из нескольких секций, задача управления аппаратами воздушного охлаждения газа для регулирования технологически обусловленной температуры на выходном коллекторе установки является актуальной.

Пути оптимизации работы АВО газа в дискретном режиме может решить за счет включения или отключения вентиляторов с учетом экспериментального факта, что в секции АВО первые вентиляторы по ходу движения газопотока «работают» более эффективно, при этом разница в тепловой мощности АВО может достигать 4-13% [1]. Изменение сезонной установки угла атаки лопастей вентиляторов позволяют также получить максимальный тепловой эффект при минимальной мощности. При сезонном регулировании угла атаки потребляемая мощность при работе аппарата в холодное время года значительно ниже максимальной. Зависимость потребляемой мощности аппаратов от угла установки (в заданном диапазоне) хорошо описывается линейной функцией от угла установки лопастей. Однако, максимальный расход воздуха и, следовательно, максимальный КПД охлаждающего эффекта достигается при угле атаки лопастей вентилятора 12-15 градусов, дальнейшее увеличение приводит к уменьшению расход воздуха с увеличением нагрузки на вал двигателя. Также к сезонным факторам, влияющих на конвекционный теплообмен относят такие, как скорость ветра, влажность окружающего воздуха. Кроме того, влажный воздух плотнее и этот факт оказывает влияние на работу вентиляторов. Можно предложить регрессионную формулу для вычисления температуры t_3 с учетом влияния ветровой нагрузки и влажности [2]:

$$t_3 = -2,7 + 1,04 \cdot t + 2,0 \cdot \frac{\varphi}{100} \cdot \left(2,125 + \frac{156 + 8,12 \cdot t}{236 + t} \right) - 0,65 \cdot v$$

где t – температура воздуха (°C);

φ – относительная влажность воздуха ;

v – скорость ветра (м/с).

Эффективный метод регулирования, а именно снижения «тепловых потерь» АВО, является метод очистки от внешних и внутренних загрязнений, что связано с восстановлением близким к заводскому значения коэффициента теплопередачи оребренных поверхностей теплообменных секций аппарата и внутренних поверхностей теплообменных трубок. Степень загрязнения пучка оребренных трубок увеличивается в летний период становится максимальной. Это ведёт к снижению коэффициента теплопередачи в несколько раз, что приводит к дополнительному включению вентиляторов. При расчёте теплоэффективности АВО необходимо введение понижающего коэффициента. Степень охлаждения АВО, применяемый в нормативной документации ПАО «Газпром», удобно при анализе эффективности работы АВО при любом загрязнении аппарата, при любом угле установки лопасти вентилятора и любом технологическом режиме работы установки охлаждения газа. При снижении степени охлаждения газа в АВО ниже определённого заданного значения предлагается производить промывку теплообменной секции АВО.

Можно доказать, что немаловажным фактором, необходимым при учете оптимизации теплового режима АВО является неравномерность распределения газового потока через отдельные секции аппаратов воздушного охлаждения газа. В гидравлических расчётах сложных трубопроводов потери давления ΔP и распределение расходов газа Q_i определяются с использованием законов Кирхгофа. Отсюда возникает технологическая необходимость определить нагрузку на секции АВО при различных вариантах схем обвязки. Относительная неравномерность при распределении потока газа через секции АВО может достигать до 7-10%. Тогда менее нагруженные секции можно отключать, за счет чего можно снизить энергопотребление в целом. Расчётно-экспериментальные зависимости влияния неравномерности распределения потока газа для различных схемных решений подключения системы охлаждения газа к технологическим трубопроводам КЦ, были формализованы в алгоритм осуществляющий выбор оптимального количества и номеров работающих электродвигателей установки [4].

Вообще, эффективность эксплуатируемых АВО газа зависит от принимаемых решений инженерных служб, их опыта и компетентности. В помощь для принятия решений предлагается программа (калькулятор) теплового расчёта АВО газа. Алгоритм теплового расчета аппаратов воздушного охлаждения опирается на уравнение теплового баланса [5]. Значения коэффициентов теплоотдачи определяются по полуэмпирическим уравнениям. Последний алгоритмизирован и реализован в виде программы для ЭВМ, работающей в среде C++ и работает в ОС WINDOWS 7-10.

В алгоритме учтены экспериментальные исследования по определению влияния возмущающих (начальная температура газа, его коммерческий расход, температура внешней среды) и управляющих воздействий (например, частоты вращения вентиляторов, поток воздушных масс через вентилятор) на энергоэффективность АВО. А также учитывается неравномерность распределении потоков газа через секции АВО при различных вариантах схем обвязки. Установленные зависимости сопоставлены с результатами полученными расчетным путем (при построении расчётной тепло гидравлической модели установки воздушного охлаждения) и в ходе вычислительных экспериментов.

При запуске Калькулятор подгружает «свою» библиотеку из файлов, где учтены физические свойства газа, а также конструкционные параметры аппаратов воздушного охлаждения и технологической обвязки. При нажатии на кнопку «Настроить» в окне появится панель настройки АВО, в которых можно изменить для каждой секции АВО конструкционные данные и некоторые параметры, а также можно индивидуально настроить конкретную секцию АВО. Оптимизация выходной температуры проводится по параметрам, представленным ниже: учитывается входящая температура секции, мощность вентиляторов секции, угол атаки лопастей вентилятора секции, эксплуатационное давление газа, неравномерность расход газа через аппараты АВО, коэффициент загрязнения в трубах. В программе учитывается неравномерность распределения потока газа через отдельные аппараты АВО газа, которая задается введением коэффициента неравномерности в окошке «учет расхода газа».

В Калькуляторе предусмотрена «настройка» этих параметров для каждой секции АВО.

Калькулятор позволяет проводить тепловой расчет для любого числа аппаратов АВО, включительно до 13.

Возможны два режима теплового расчёта – «Подсчёт вручную» и автоматический расчёт – «Компьютер». В режиме «Компьютер» включение вентиляторов контролирует программа. То есть компьютер сам включит необходимое количество вентиляторов для «желаемой» (технологической) температуры. Для этого необходимо задать конечную технологическую температуру для всех аппаратов АВО. Включение вентиляторов производится в зависимости от мощности, потребляемой каждым вентилятором. Расчет производится в итерационном режиме по массиву «количество вентиляторов» в каждой секции, используя алгоритм сортировки, пока выходная температура на коллекторе не будет отличаться от технологической не более $\pm 0,2$ °С. Учитывается экспериментальный факт [2], что первые включённые по ходу движения потока газа вентиляторы более эффективно охлаждают газ в секции АВО. В программе учитывается скорость ветровой нагрузки, а также влажность окружающего воздуха [3].

В Калькуляторе результата расчета высвечиваются в интерфейсе у каждой секции АВО, также формируются в текстовый файл с исходными данными. Последний можно подгрузить при последующем расчете. Для быстрого анализа расчеты также представляются в графическом интерфейсе в виде гистограмм.

Ниже на рис.1 и 2 приведена инфографика по определению влияния возмущающих и управляющих воздействий на энергоэффективность АВО.

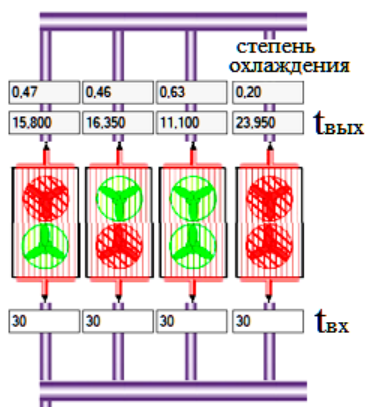


Рисунок 1 - Эффективность охлаждения от последовательности включения вентиляторов

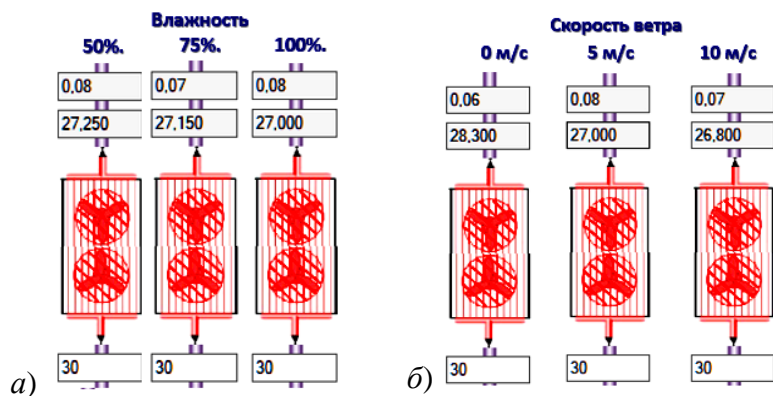


Рисунок 2 - Учет влажности (а) и скорости ветра (б) при выборе температурного режима теплоносителя на конвекционный теплообмен

Тестовые расчёты (рис.3) по данным диспетчерской службы: Объем транспорта газа- 42,9 млн м³/сут, 8 работающих вентиляторов, температурамкрю среды 24 °С, влажность 80 %, скорость ветра -3 м/с, давление газа на выходе 7,12 атм, угол атаки лопостей -7 градусов, температура газа на входе в АВО и выходе -34 °С и 29 °С соответственно.

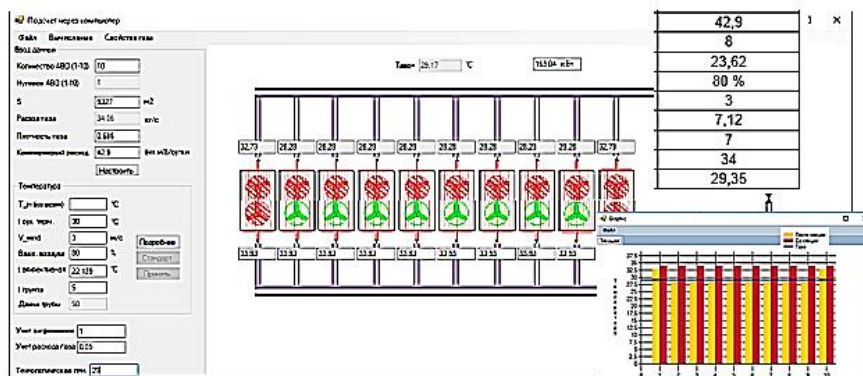


Рисунок 3 - Тестовые расчёты по данным диспетчерской службы

Как видим численные эксперименты совпадают с результатами промышленных испытаний АВО газа, т.е. калькулятор можно использовать по определению влияния возмущающих и управляющих воздействий на энергоэффективность АВО.

Библиографический список:

1. Калинин А.Ф., Фомина А.В. Оценка эффективности режимов работы АВО// Труды РГУ нефти и газа имени им. Губкина № 4 (265) 2011/– с. 131–138.
2. Карандеев Д. Ю. Эффективная температура как фактор, влияющий на электропотребление города // Современная техника и технологии. 2015. № 2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://technology.snauka.ru> (дата обращения: 07.06.2019).
3. Сарданашвили С. А. Расчётные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). – М.ф: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 577 с.

УДК 622.692.4:622.464

Фильтр-грязеуловитель НПС с усовершенствованием фильтрующего элемента

Бобылева Т.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Нефтеперекачивающие станции (НПС) представляют собой комплекс сооружений и устройств для приема, хранения и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. Нефть проходит через фильтры-грязеуловители (ФГУ) где она очищается от механических примесей, парафино-смолистых отложений, посторонних предметов. Далее нефть поступает в общий коллектор магистральной насосной, где через агрегатные задвижки, подается на прием магистральных насосных агрегатов, и после насосов поступает в общий коллектор.

Фильтры-грязеуловители предназначены для очистки перекачиваемой среды от механических примесей посторонних предметов, глины, парафино-смолистых отложений и окалины, образующихся во время ремонта и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и технологического оборудования, трубопроводов и резервуаров НПС магистральных нефтепроводов и перекачивающих станций магистральных нефтепроводов.

Применение фильтра-грязеуловителя позволит сохранить торцевые уплотнения магистральных насосов, смазываемых и охлаждаемых перекачиваемой нефтью, также предотвратит отложение парафино-смолистых отложений в технологических трубопроводах и резервуарах, и тем самым увеличит срок их эксплуатации до следующей очистки.

По конструктивным особенностям фильтры-грязеуловителя подразделяются на вертикальные и горизонтальные.

Вертикальные фильтры-грязеуловители, представленные на рисунке 1, выпускаются по ТУ 3638-008-00220575-2002. Вертикальные фильтры-грязеуловители состоят из корпуса 1, установленного на опорах 3. Фильтр-патрон содержит несколько фильтрующих элементов 2. Извлекаются фильтр-патроны посредством открытия концевого двухвинтового затвора, содержащего тальреп. Нефть проходит через штуцер 15, очищается в фильтр-патронах 2 и выходит через штуцер выхода нефти 17.

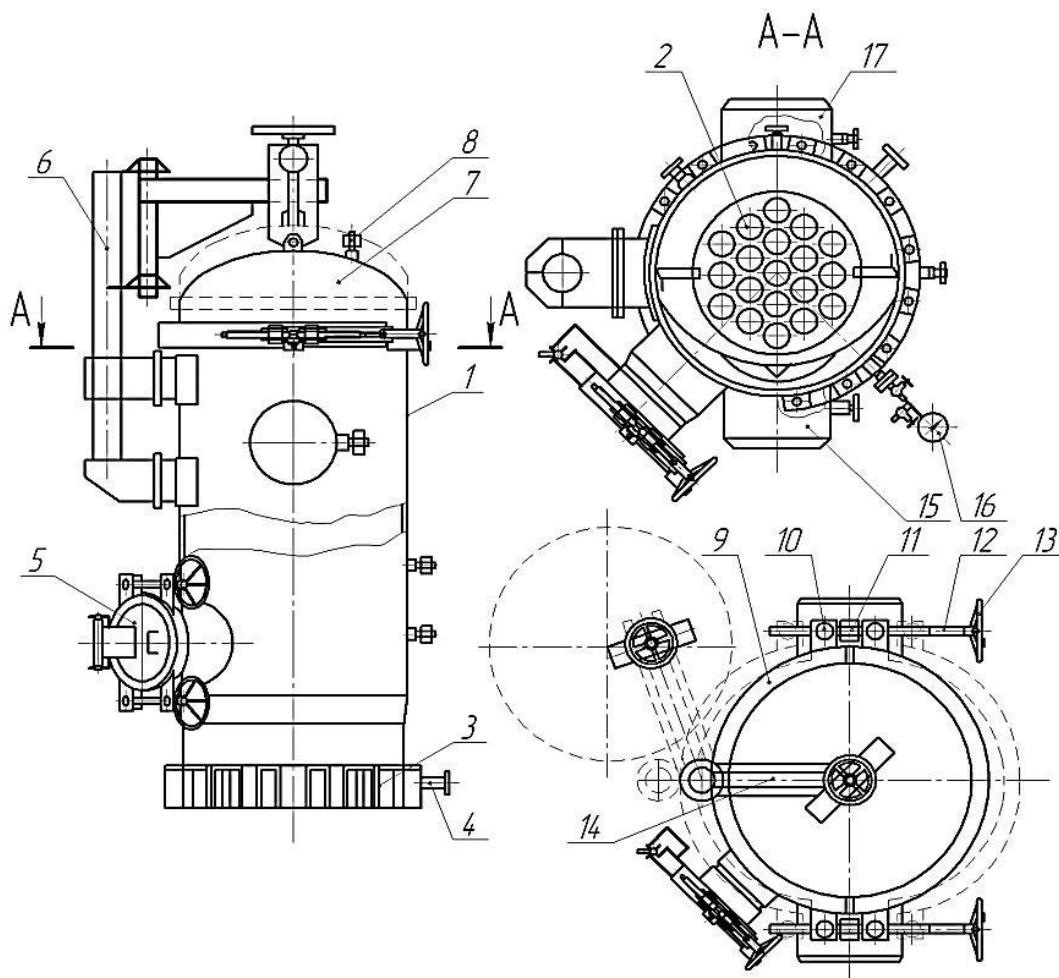
Недостатком вертикальных ФГ является их высокая металлоемкость, его высота составляет более 6 м.

Фильтр-грязеуловитель, представленный на рисунке 2, состоит из корпуса 1, приставного лотка 2 и поддона 3 и концевого затвора 5.

Корпус 1 двумя опорами крепится на фундаменте при помощи накладок, опорных плит и фундаментных болтов в соответствии со сборочным чертежом. Скольжение корпуса 1 по опорной плите обеспечивает его необходимое продольное перемещение.

К корпусу приварены технологические штуцера: входа продукта 6, выхода продукта 7, дренажа 8, воздушника 9, под манометры 10. Штуцера входа и выхода продукта выполнены в виде или фланцевых соединений 11 с поворотными (очковыми) заглушками 12, или патрубков для приварки непосредственно к трубопроводу.

Внутри фильтра размещается лоток 13 с установленным на нем фильтрующим элементом 14. Фильтрующий элемент 14 выполнен в виде цилиндра с отверстиями по всей его поверхности, диаметр которых определяет тонкость фильтрации очищаемого продукта. Фильтрующий элемент своей горловиной прижимается к внутренней поверхности штуцера выхода продукта 7 и фиксируется болтами, установленными в поворотных кронштейнах на фланце корпуса 1. Лоток 13 устанавливается на роликах 4 и используется как грязеуловитель. Опоры роликов 4 приварены или к корпусу фильтра или к самому лотку. В последнем случае в корпусе смонтированы направляющие, по которым лоток на роликах перемещается вдоль корпуса при извлечении и запасовке фильтрующего элемента 14. Лоток может фиксироваться в корпусе болтом, установленным в поворотном кронштейне в центральной нижней части фланца корпуса.



- 1 – корпус; 2 – элемент фильтрующий; 3 – опора; 4 – патрубок дренажа; 5 – люк-лаз;
 6 – устройство поворотное; 7 – крышка; 8 – воздушник; 9 – полухомут; 10 – гайка;
 11 – опора центральная; 12 – винт; 13 – штурвал; 14 – тальреп;
 15 – фланец входа нефти; 16 – манометр; 17 – фланец выхода нефти

Рисунок 1 – Фильтр-грязеуловитель вертикальный

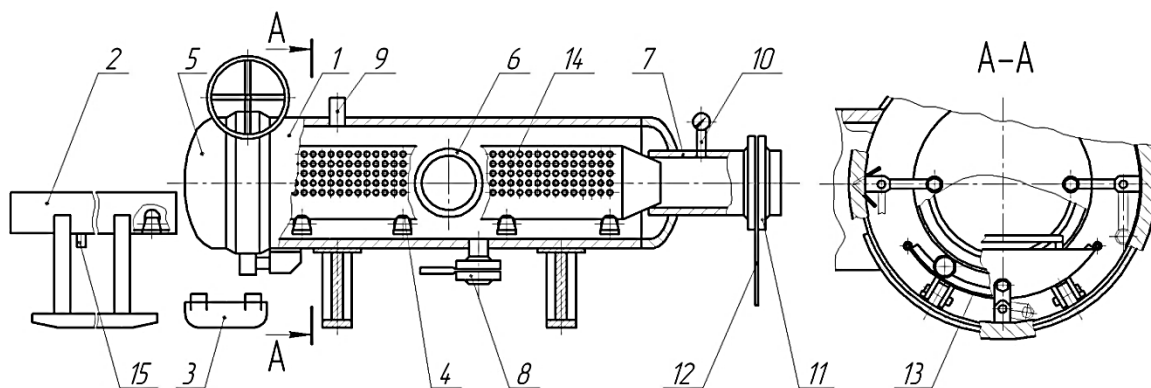
По мере загрязнения элемента фильтрующего при превышении перепада давления более 0,1 МПа между входом и выходом продукта, в установившемся режиме работы, фильтрующий элемент подвергают очистке, промывке, для чего он периодически извлекается из фильтра.

Поддон 3 устанавливается под концевой затвор перед его открытием. Лоток 2 приставляется к фильтру-грязеуловителю 1 только при открытии затвора и убирается перед закрытием затвора.

На лотке 2 предусмотрены элементы для перемещения лотка 13 при извлечении или запасовке фильтрующего элемента 14 – ролики 4, опоры которых приварены к самому лотку.

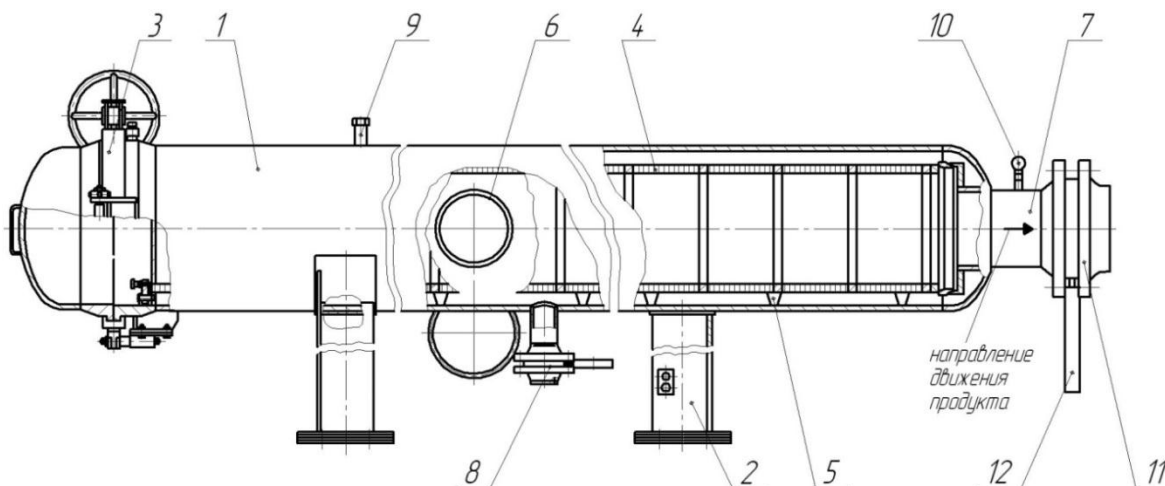
Диаметр отверстий в фильтрующем элементе составляет 6 – 7 мм, что недостаточно для эффективной очистки нефти.

С целью повышения технических показателей фильтра-грязеуловителя, увеличения ресурса его работы и сокращения сроков ремонтных работ предлагается усовершенствовать фильтр-грязеуловитель посредством установки модуля с фильтроэлементами на основе проволочного проницаемого материала («металлическая резина») - ППМ. Фильтр-грязеуловитель с фильтрующим материалом из ППМ, представлен на рисунке 3.



- 1 – корпус; 2 – приставной лоток; 3 – поддон; 4 – ролик; 5 – затвор концевой;
 6 – штуцер входа продукта; 7 – штуцер выхода продукта; 8, 15 – штуцер дренажа;
 9 – воздушник; 10 – под манометры; 11 – фланцевое соединение;
 12 – заглушка поворотная; 13 – подвижный лоток; 14 – элемент фильтрующий

Рисунок 2 – Фильтр-грязеуловитель с одновинтовым концевым затвором и приставным лотком



- 1 – корпус; 2 – опора; 3 – полухомут; 4 – элемент фильтрующий из ППМ; 5 – опоры фильтра;
 6 – штуцер входа; 7 – штуцер выхода; 8 – штуцер дренажа; 9 – воздушник;
 10 – штуцер под манометры; 11 – фланцевое соединение; 12 – заглушка поворотная

Рисунок 3 - Фильтр-грязеуловитель с фильтрующим материалом из ППМ

Структура ППМ, получаемая методом холодного прессования, представляет собой определенно-ориентированные сплетения проволоки. Проволоки из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т деформируются по спирали, которая в результате образует проницаемую во всех направлениях открыто-пористую упругую систему.

Форма канала представляет собой щель переменного сечения между соседними проволочными витками. Заклинивание механических примесей в канале маловероятно из-за отсутствия трехточечного контакта механических примесей с проволокой.

Для фильтров из ППМ также характерны нечувствительность к ударным нагрузкам, что обусловлено упругими свойствами ППМ.

Сечение канала в предлагаемом фильтре из ППМ в процессе эксплуатации не увеличивается и обеспечивает необходимую тонкость фильтрации. Тонкость фильтрации задается и выдерживается специальным процессом производства.

Свойства материала ППМ позволяют создавать эффективные фильтрующие системы, обладающие низким гидравлическим сопротивлением, высокой отфильтровывающей способностью и способностью к регенерации.

Фильтроэлемент (ФЭ) состоит собственно из ППМ цилиндрической формы, этот цилиндр защищен по торцам обечайками (законцовками), создающими необходимую каркасность ФЭ, как показано на рисунке 4.

Свойства материала ППМ, реализуемые в фильтрующих системах:

- низкое гидравлическое сопротивление;
- эластичность («металлическая резина»);
- отсутствие коррозионного и эрозионного износа;
- возможность исполнения заданной тонкости фильтрации в широком диапазоне;
- возможность исполнения ППМ из металлических проволок разных марок для обеспечения агрессивостойкости и теплостойкости;
- образование предфильтра;
- восстановление работоспособности.

Долгое время в конструкциях фильтров не находил применения проволочно-проницаемый материал (ППМ), разработанный еще в 1966 г. А.М. Соيفером, профессором и первым директором (1942 г.) бывшего Куйбышевского авиационного института (ныне Самарский национальный исследовательский университет им. Акад. С.П. Королева)

Фильтроэлементы, выполненные из проволочно-проницаемых материалов (ППМ) были представлены в 2009 году компанией «Реам-РТИ» г. Балашиха.

Благодаря свойствам фильтроэлементов из ППМ появляется возможность их восстановления до 90 % начальной пропускной способности, как показано на рисунке 5. Результаты исследования регенерационных свойств показывают способность к очищению пор ФЭ при реверсе потока фильтруемой жидкости.



Рисунок 4 – Фильтроэлементы из ППМ

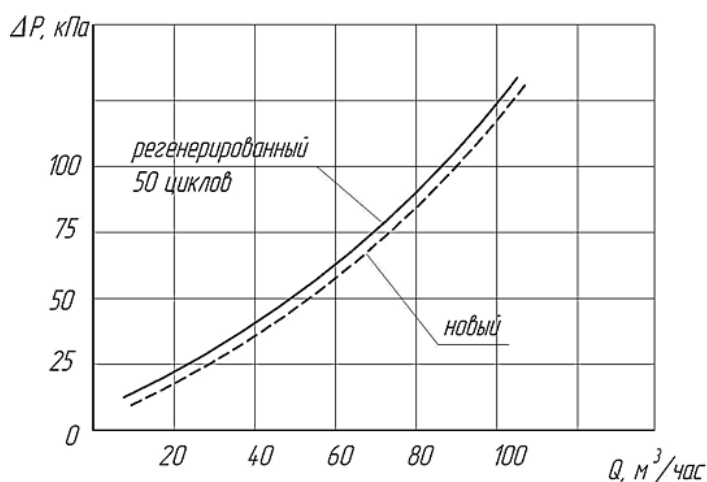


Рисунок 5 - Гидравлическая характеристика регенерированного фильтра из ППМ

Библиографический список:

1. Фильтры ООО «РЕАМ-РТИ» для защиты оборудования от песка и проппанта/ И.С. Пятов, Ю.В.Кирпичев//ИТЖ «Инженерная практика». – 2014. – №2. – С. 36–38. . Текст: непосредственный.
2. Кирпичев, Ю.В. Фильтрующие перегородки из ППМ-новые возможности защиты оборудования от песка и проппанта / Кирпичев Ю.В. Сабиров А.А. Режим доступа: <http://www.stpi.ru/images>
3. Быков, И.Ю. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебник для вузов. Том II [Текст] / И.Ю. Быков, В.Ф. Бочарников, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхадая, А.А. Мордвинов, Т.В. Бобылева — М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. — 420 с.

Исследование процесса калибрования стенки скважины тыльными конусами шарошек со смещенными осями

Борейко Д.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Сериков Д.Ю.

Российский государственный университет им. И. М. Губкина, г. Москва

В настоящее время известны различные подходы, позволяющие оценить эффективность шарошечного бурения. Шарошечное долото конструктивно представляет собой породоразрушающий инструмент с шарошками, которые вооружены зубьями и имеют возможность вращаться вокруг собственной оси (рисунок 1). Эффективность разрушения горной породы зависит от большого количества различных факторов, которые можно разделить на технологические и конструктивные [3]. Одним из важных конструктивных параметров является геометрия шарошки долота, представляющая собой твёрдое тело, состоящее из нескольких конусов, в общем случае, основного и калибрующего.

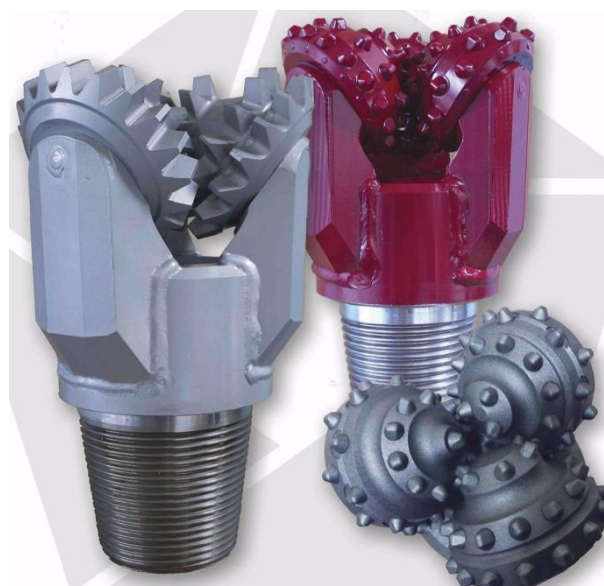
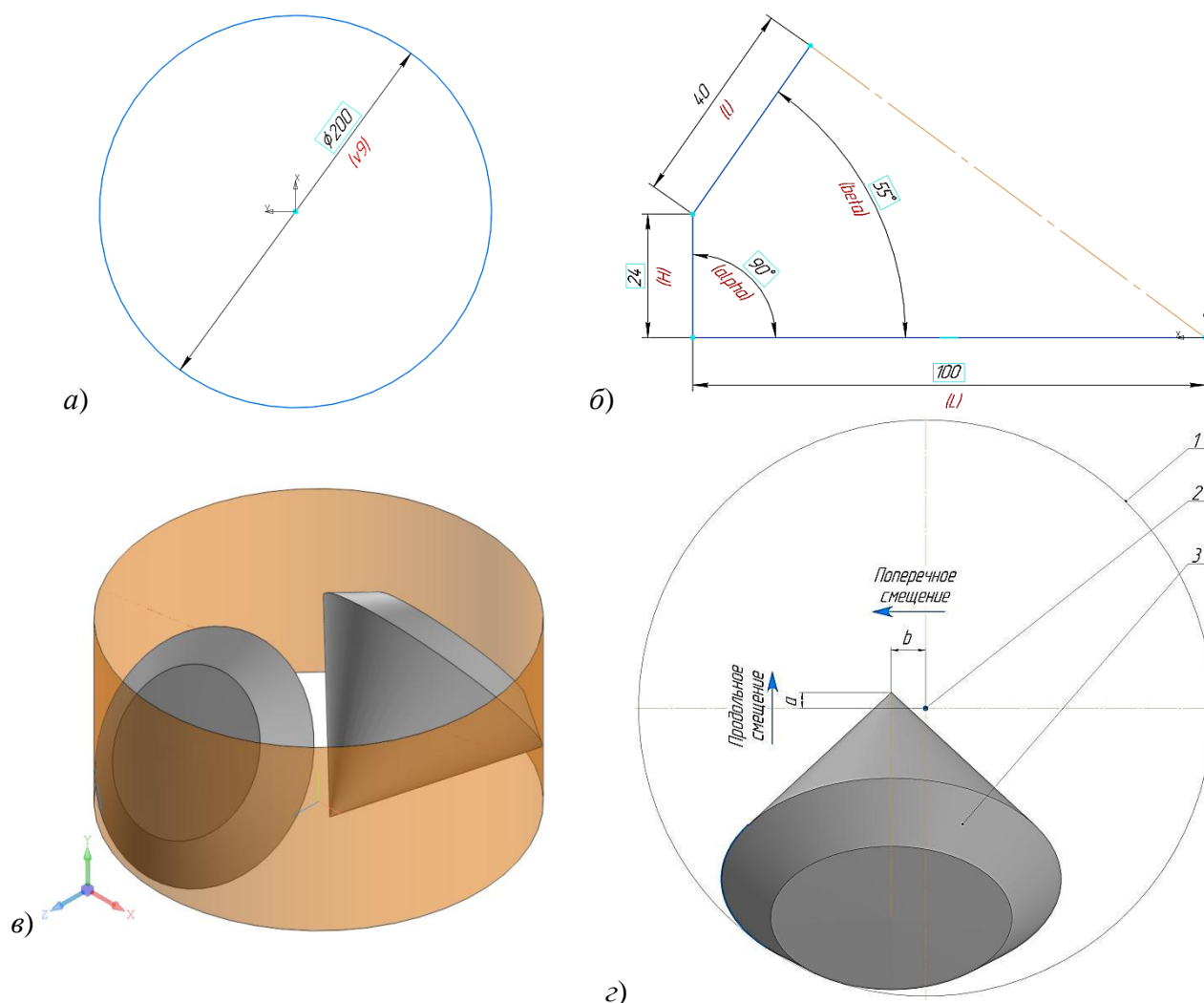


Рисунок 1 – Шарошечные долота различных типоразмеров производства «NRB - New Rock Bits»

В настоящее время наиболее распространённым, наглядным и эффективным методом исследования геометрических параметров различного оборудования является имитационное компьютерное моделирование [1, 2]. Поэтому для исследования взаимодействия калибрующего конуса шарошки бурового инструмента со стенкой скважины были созданы 3D-модели, которые в дальнейшем имитируют контакт шарошки с стенкой скважины через усеченный конус и поверхность цилиндра соответственно.

В многофункциональной системе автоматизированного проектирования КОМПАС-3D сперва была смоделирована стенка скважины путём, которую представляет собой полый тонкостенный цилиндр и шарошки двухшарошечного бурового долота, каждая из которых представляет собой сдвоенный конус, состоящий из двух частей: один конус является основным и взаимодействует с забоем скважины, а второй (усеченный конус) – калибрующим, который формирует ствол скважины, взаимодействуя с её стенками. Исходные размеры плоских эскизов для полученных моделей представлены на рисунках 2а и 2б соответственно. Модели затем были размещены аналогично их размещению в конструкции бурового долота (рисунок 2в). При этом, оси вращения шарошек симметрично смещаются относительно условной оси вращения долота по направлению его вращения ω_D («положительное» смещение, k^+) на произвольную величину 12 мм, приняв направление вращения «по часовой стрелке» (рисунок 2г).



а) – стенка скважины; б) – шарошки двухшарошечного долота; в) – плоский эскиз для создания модели скважины; г) – плоский эскиз для создания модели шарошки;
1 – стенка модели скважины; 2 – ось модели скважины; 3 – модель шарошки

Рисунок 2 – Параметры 3D-моделей скважины и шарошки

С учетом того, что назначение основного конуса шарошки – только разрушение забоя, а калибрующего конуса – формирование стенки скважины, необходимо добиться такого взаимного расположения и геометрических размеров шарошек, при котором контакт калибрующего конуса со стенкой скважины образует линию, соединяющую большее и меньшее основания калибрующего конуса, задействовав таким образом всю его боковую поверхность. Добиться этого можно тремя путями:

- изменением угла наклона образующей калибрующего конуса α (см. рисунок 2б);
- изменением продольного и поперечного смещения осей шарошек относительно оси скважины (см. рисунок 2г);
- комбинацией вариантов.

Рассмотрим различные случаи касания калибрующего конуса модели шарошки и цилиндра модели скважины с целью анализа контакта изучаемых тел. На рисунке 3 представлен вариант условно идеального контакта поверхностей шарошки и стенки скважины, образованного без смещения осей модели шарошки и результат этого взаимодействия в виде «пятна контакта» при касании, при этом угол α модели шарошки составляет стандартные 90 град.

Результат взаимодействия на фронтальной проекции предсказуемо получился в виде вертикальной линии, являющейся образующей калибрующего конуса модели шарошки. Дополнительно программными средствами САПР КОМПАС-3D проведен анализ пересечения поверхностей при помощи инструмента «Проверка коллизий». Из рисунка видно, что фактически «пятно контакта» представляет собой три близкорасположенных линии, близко расположенных друг

с другом. Полученный результат является эталонным, однако в машиностроительной практике производства двухшарошечных буровых долот конструкции без смещения шарошек не изготавливаются. Данный пример рассмотрен нами в качестве некой «точки сравнения».

Рассмотрим теперь смещение модели шарошки относительно модели скважины. Сместив оси моделей шарошек, мы получаем положение, в котором калибрующий конус модели шарошки пересекает поверхность цилиндра модели скважины уже не по всей образующей конуса, а только в определённой точке. Смещение осуществляется в плоскости условного забоя (основания цилиндра модели скважины) в двух направлениях в соответствии со схемой по рисунку 2г. Смещение осуществляется итеративно до тех пор, пока модель не перестанет фиксировать линии пересечения твёрдых тел между собой.

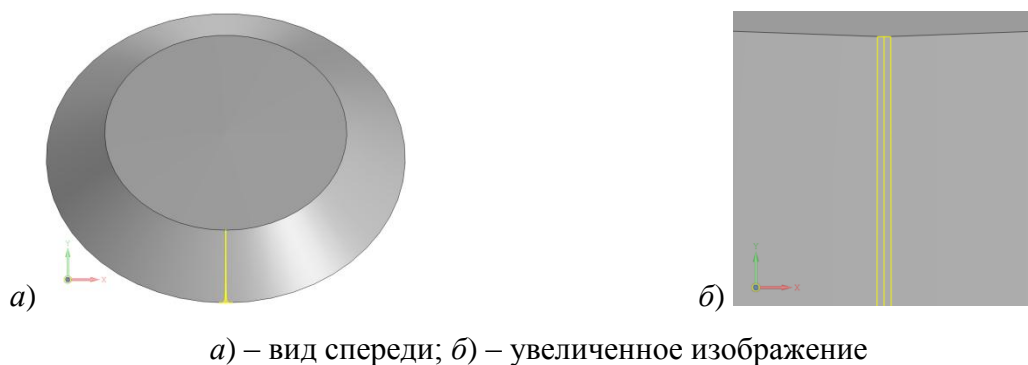


Рисунок 3 – Полученное «пятно контакта»

В ходе таких итераций получено достаточно малое «пятно контакта», чтобы можно было посчитать его одной точкой. На рисунке 4 представлено её изображение и размеры. Анализ пересечения поверхностей при помощи инструмента «Проверка коллизий» КОМПАС-3D подтвердил указанную малую линию с аналогичными размерами, что свидетельствует о корректности модели.

После получения условной точки контакта большего основания конуса модели калибрующего конуса стояла задача изменения геометрии модели шарошки путём увеличения угла наклона α с шагом в $+0,1$ град. для того, чтобы получить вторую точку пересечения моделей при контакте малого основания калибрующего конуса с цилиндром модели стенки скважины. При этом, последовательными итеративными параллельными смещениями оси шарошки в продольном и поперечном направлениях относительно оси скважины (см. рисунок 2г), необходимо было добиться одновременного контакта большого и малого оснований калибрующего конуса модели шарошки и, таким образом, образования одновременно двух точек пересечения.

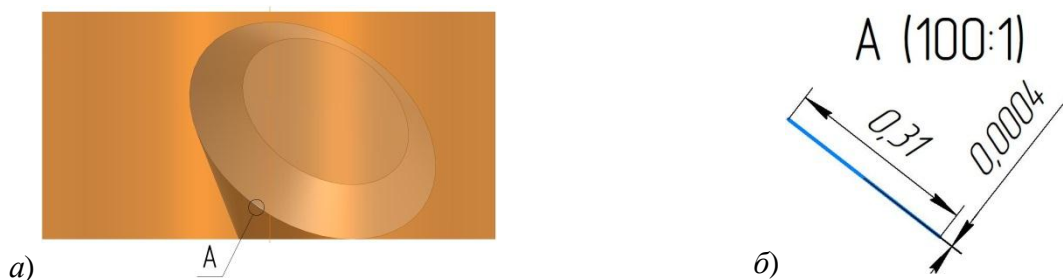


Рисунок 4 – Взаимодействие конуса и цилиндра при касании со смещением

После нескольких итераций со смещением оси модели шарошки, а также одновременным изменением угла наклона калибрующего конуса α получены геометрия модели шарошки и её расположение относительно модели скважины с двумя «пятнами контакта» малых размеров:

- продольное смещение $a = +5,4839$ мм;
- поперечное смещение $b = +11,8789$ мм;
- угол наклона калибрующего конуса $\alpha = 97^{\circ}79'13''$.

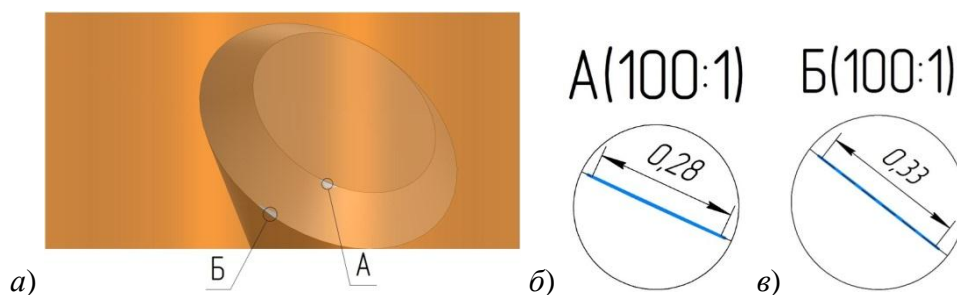
Как видно, шаг изменения при таких параметрах обеспечивается контакт модели шарошки с моделью скважины в двух точках (по большому и малому основаниям калибрующего конуса) с размерами, представленными на рисунке 5. Такое взаимодействие со стенкой скважины должно обеспечить равномерность износа поверхности тыльного конуса шарошки в течение всего времени работы инструмента, а также улучшить качество калибрования стенки скважины за счёт увеличения «пятна контакта». Дальнейшей задачей исследований будет определение наиболее эффективной геометрии калибрующей поверхности шарошки с учетом прилученных в результате данной работы.

Выводы:

1. В работе исследована геометрия модели шарошки бурового долота при её контактном взаимодействии с моделью стенки скважины с целью определения оптимального угла наклона образующей калибрующего конуса к образующей основного конуса модели, а также оптимальных значений продольного и поперечного смещения оси модели шарошки относительно оси модели скважины.

2. Методом имитационного компьютерного моделирования итеративно определены оптимальные значения параметров смещения оси модели шарошки $a = +5,4839$ мм и $b = +11,8789$ мм, а также угол $\alpha = 97^{\circ}79'13''$, при которых пересечение калибрующего конуса модели шарошки с моделью скважины происходит по двум точкам (окружности большего и меньшего оснований калибрующего конуса).

3. Необходимо продолжить оптимизацию геометрии калибрующего конуса для обеспечения его полного контакта с поверхностью скважины, что позволит повысить механическую скорость бурения, снизить неравномерный износ шарошек бурового долота и, в свою очередь, увеличить ресурс долота в целом.



а) – «точки контакта» (общий вид); б) – «точка контакта» малого основания калибрующего конуса (вид А в масштабе 100:1); в) – «точка контакта» большого основания калибрующего конуса (вид Б в масштабе 100:1)

Рисунок 5 – Взаимодействие конуса и цилиндра при касании со смещением

Библиографический список:

1. Борейко, Д. А. Анализ методов моделирования элементов конструкций машин и агрегатов для автоматизации оценки их напряженно-деформированного состояния / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 3 (572). – С. 35-39.
2. Борейко, Д. А. Применение метода конечно-элементного анализа для автоматизации оценки начальных испытательных нагрузок при проведении исследований напряженно-деформированного состояния трубных образцов / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2021. – № 4 (573). – С. 38-42.
3. Шигин, А. О. Сравнительный анализ эффективности работы шарошечных буровых долот / А. О. Шигин, Д. А. Борейко, Н. Д. Цхадая, Д. Ю. Сериков // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № S2. – С. 1-7.
4. Богомоллов Р.М., Сериков Д.Ю. Совершенствование вооружения шарошечного бурового долота // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №5. – С. 24-28.
5. Сериков Д.Ю., Пиканов К.А. Методика определения положения мгновенной оси вращения шарошки бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №5. – С. 20-22.

Исследование процесса работы блока осушки природного газа на комплексе по производству сжиженного природного газа на ГРС-4 г. Екатеринбурга

Быков Д.О., Фаррахов С.В.

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», г. Екатеринбург

1. Введение

Комплекс по производству сжиженного природного газа (КСПГ) на ГРС-4 г. Екатеринбурга предназначен для производства, хранения, а также отгрузки готовой продукции в криогенные емкости потребителей. Криогенный цикл среднего давления с применением турбодетандера, работающего на перепаде давления на ГРС, позволяет производить до 3 т/час сжиженного природного газа (СПГ). Технология производства СПГ основана на последовательном охлаждении ожижаемого потока природного газа (ПГ), предварительно прошедшего подготовку в блоке осушки ПГ и блоке очистки ПГ от CO₂.

2. Исследование процесса работы блока осушки природного газа

Блок осушки природного газа (БО/11) адсорбционного типа предназначен для удаления паров воды из потока до концентрации не более $2,04 \cdot 10^{-3}$ г/м³ ($t_{тр} = -70$ °С – температура точки росы). Осушка природного газа от паров воды осуществляется с помощью молекулярного сита RS-4A, тип А Ø2,9 мм в двух осушителях. Осушители работают попеременно, в то время, когда один из них задействован для осушки природного газа, во втором производится регенерация адсорбента. Через 8 часов адсорбции, при насыщении цеолита водяными парами (точка росы на выходе выше -70 °С) проводится его регенерация. Регенерация адсорбента проводится нагретым осушенным газом, проходящим по теплообменнику, размещенному внутри осушителя. Теплообменник состоит из 21 яруса горизонтальных архимедовых спиралей, объединенных входным и выходным коллекторами. В качестве теплоносителя применяется природный газ [1].

В процессе сорбции природный газ с давлением 3,7 МПа и расходом ≈ 46000 м³/ч движется внутри сосуда снизу-вверх. В процессе регенерации давление внутри адсорбера сбрасывается до 0,6 МПа и газ, нагретый до температуры $\approx +350$ °С движется снизу-вверх по змеевику. Расхода газа через адсорбер в момент нагрева нет. Внутри каждого осушителя расположены три датчика температуры (верхний, средний, нижний).

В конце процесса нагрева в адсорбер подается расход газа около 3000 м³/ч снизу-вверх, для выноса продуктов десорбции в течение 10-15 минут. После этого отключается печь и начинается процесс охлаждения. Для этого подается газ в адсорбер сверху-вниз с расходом около 3000 м³/ч. В процессе охлаждения, достигнув температуры по трем датчикам температуры менее +5°С, считаем, что адсорбер готов к работе.

При таких условиях мы имеем температуру точки росы при рабочем давлении на выходе \approx минус 40 °С (согласно протоколу измерений температуры точки росы по воде газа природного от 12.05.2021 г.), что не обеспечивает стабильной работы комплекса (это влечет повышение температуры основного потока перед турбодетандером, что свидетельствует о снижении производительности СПГ на КСПГ ГРС-4).

В результате анализа исследуемой темы проекта сформировалась идея о разработке лабораторной модели осушки природного газа, что позволит создать реальные условия технологического процесса. Схема работы лабораторной установки представлена на рисунке 1.

Для проведения исследований технологии регенерации цеолита нами было предложено смоделировать процесс работы адсорбера блока осушки, организовав две схемы регенерации:

- нагрев цеолита через змеевик, охлаждение через полость адсорбера;
- нагрев и охлаждение через полость адсорбера.

Исследование данных режимов позволило оценить эффективность проведения регенерации адсорбента, а также его поглотительную способность. При этом стоит отметить, что данная установка может применяться в дальнейшем для исследования и апробирования различных видов адсорбентов. Это позволит предупредить непредвиденные расходы ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» при очередной замене адсорбента блока подготовки природного газа.

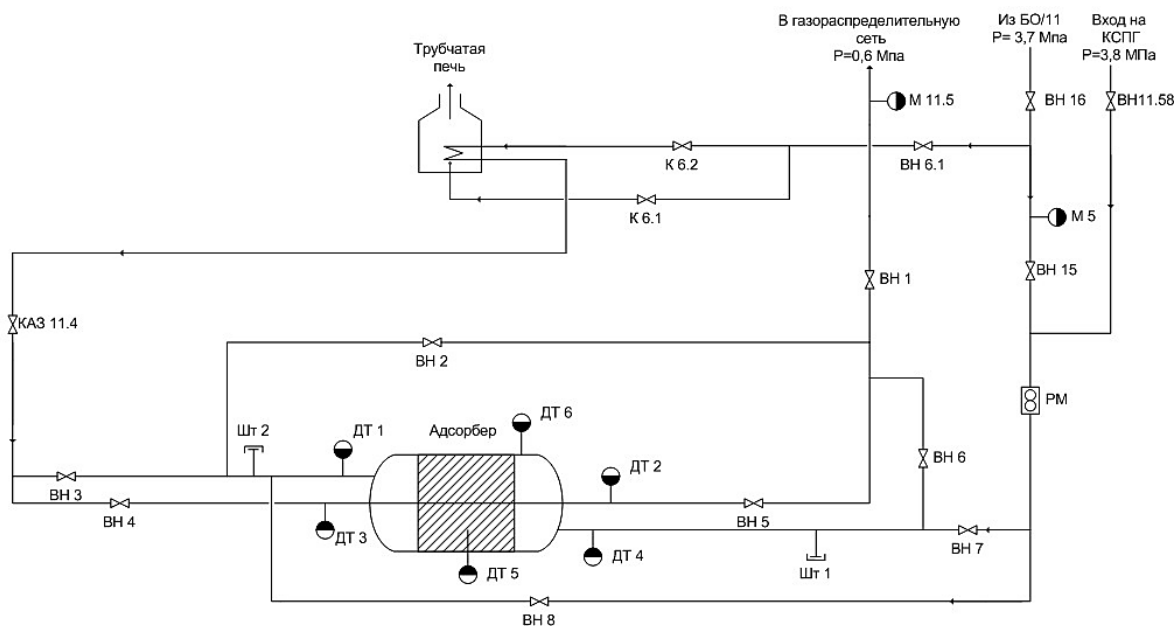


Рисунок 1 - Схема работы лабораторной установки осушки природного газа

Также были проведены исследования цеолита на предмет его разрушения путем оценки массы цеолита до и после проведения испытаний. Причиной этого предложения послужило образование в трубопроводах частиц пыли от разрушенных гранул адсорбента.

В качестве модели адсорбера по чертежам авторов был сконструирован сосуд с имитацией змеевика внутри (теплообменник «труба в трубе») (рисунок 2). Внутренний объем адсорбера оставляет $V_{адс} = 0,002 \text{ м}^3$, площадь поверхности змеевика $S_{зм} = 0,012 \text{ м}^2$. Оребрением трубки можно пренебречь при условии, что соотношение площади поверхности теплообмена (м^2) к внутреннему объему сосуда (м^3) для лабораторного адсорбера и осушителя природного газа на КСПГ ГРС-4 составляет $6 \text{ м}^2/\text{м}^3 \geq 4,7 \text{ м}^2/\text{м}^3$. Для теплоизоляции адсорбера и подводящих трубопроводов выбран базальтовый материал с отражающей поверхностью марки ОБМ-5Ф (теплопроводность до $0,046 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$).

В полость адсорбера был засыпан цеолит (NaA-ч (черенок) ТУ 2163-016-64060206-2015), затем был заменен на цеолит RS-4A. Природный газ на осушку и для регенерации берется из блока подготовки ПГ. Регенерация природного газа осуществляется горячим осушенным газом, нагретым до $300\text{-}350^\circ\text{C}$ в трубчатой печи 20П1/2. Измерения температуры проводятся при помощи преобразователей термоэлектрических ТХАс-1085, подключенных к калибратору термопар Fluke 714В. Контрольно-измерительные приборы прошли калибровку и поверку в установленном порядке (выданы свидетельства о поверке).



Рисунок 2 - Разработанная лабораторная модель адсорбера

3. Выводы

При помощи данной установки были проведены несколько экспериментов:

- 1) Регенерация адсорбентов NaA-ч (черенок), RS-4A через полость адсорбера;
- 2) Регенерация адсорбентов NaA-ч (черенок), RS-4A через змеевик адсорбера;
- 3) Оценка массовой доли потерь адсорбентов NaA-ч (черенок), RS-4A при их прокаливании;

Проведенные эксперименты наглядно показывают, что процесс прогрева цеолита происходит равномернее и эффективней в случае движения горячего газа через полость адсорбера, что видно по изменению температуры адсорбента, а также сокращается время его регенерации (рисунки 3, 4). Данное обстоятельство является преимуществом по отношению к технологии нагрева адсорбента через промежуточный теплообменник. Поскольку значительно снижается градиент температур по толщине слоя адсорбента, с максимальным его значением в пристенной зоне поверхности теплообмена. Также следует обратить внимание на локальный перегрев гранул цеолита при регенерации через полость, который способствует преждевременному их разрушению (доля потерь при прокаливании NaA-ч (черенок) составила 4%, а RS-4A – 9%).

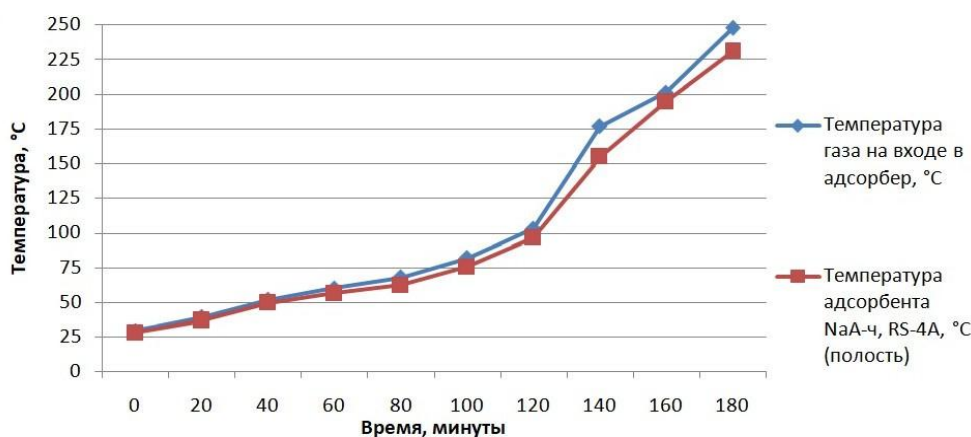


Рисунок 3 Изменение температуры адсорбента NaA-ч (черенок), RS-4A при регенерации через полость адсорбера

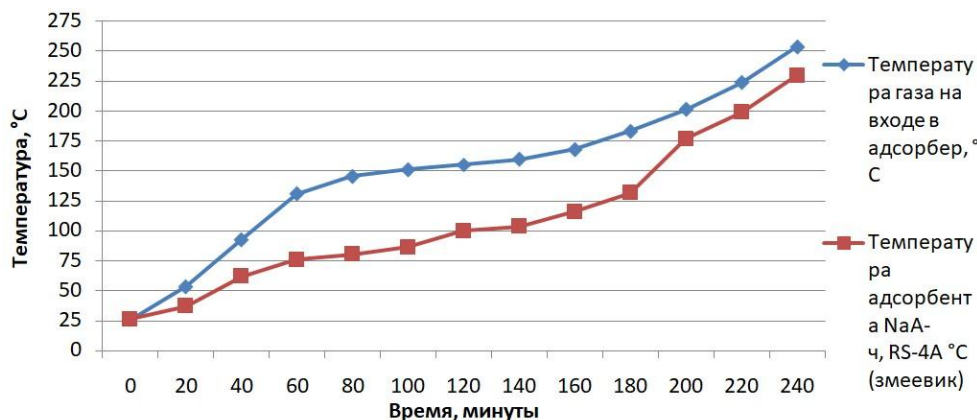


Рисунок 4 - Изменение температуры адсорбента NaA-ч (черенок), RS-4A при регенерации через змеевик адсорбера

Исследования измерения температуры точки росы природного газа показали, что наблюдается тенденция улучшения качества осушки природного газа после регенерации через полость адсорбера относительно конструкции адсорбера с применением змеевика. Температура точки росы для NaA-ч снизилась с $-56,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-59,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, а для RS-4A снизилась с $-50,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-53,6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Также важно отметить, что изменив схему регенерации природного газа в блоке осушки на комплексе СПГ на ГРС-4, увеличилось время непрерывной работы адсорбера.

Также стоит отметить положительный экологический эффект – снижение потребления топливного газа и газа регенерации, следовательно, сокращаются выбросы продуктов сгорания топлива. Немаловажным фактором также является сокращение объемов утилизации отработанного адсорбента, подлежащего замене, за счет увеличения срока эксплуатации адсорбента.

Библиографический список:

1. Байрамова А.С. «Идентификация процесса адсорбционной очистки газовых смесей» г. Баку, Азербайджанский университет нефти и промышленности.

Комплексное решение по техническому обслуживанию и ремонту камеры сгорания газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1

Калинин И.С.

Приводинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

На диаграмме (рисунок 1) наглядно видно, что в ООО «Газпром трансгаз Ухта» двигатель ДГ90Л2.1 является одним из наиболее широко распространенных конвертированных газотурбинных двигателей (ГТД), всего 43 машины, что составляет 12% от всего парка. Однако на сегодняшний день в обществе «Газпром трансгаз Ухта» складывается довольно сложная ситуация с парком резервных двигателей ДГ90Л2.1, в связи с прекращением производства и поставок ГТД украинским предприятием ГП НПКГ «Зоря-Машпроект».

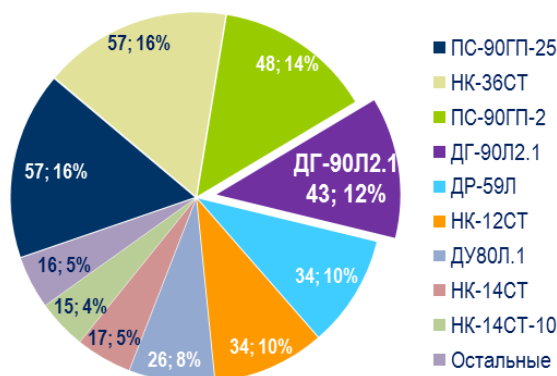


Рисунок 1 - Анализ парка конвертированных газотурбинных двигателей ООО "Газпром трансгаз Ухта"

За время эксплуатации газотурбинных двигателей ДГ90Л2.1 в Приводинском ЛПУМГ была выявлена низкая надежность элементов малоэмиссионной камеры сгорания: форсунок, завихрителей, жаровых труб и смесителей (рисунок 2).



Рисунок 2 - Низкая надёжность элементов камеры сгорания ГТД ДГ90Л2.1

Методами математического моделирования проведена оценка распределения параметров потока. Слева на рисунке (рисунок 3) показан процесс горения с чистыми форсунками, без смещения факела. Неидеальное протекание окислительно-восстановительных реакций в камере сгорания приводит к коксованию каналов форсунок и как следствие к деформации полей температур и давлений газового потока, а в результате к смещению факела к стенкам жаровых труб, и изменению фронта пламени, что показано справа на рисунке 3.

При проведении аварийно-восстановительного ремонта камеры сгорания, а также в случаях локального прикипания торца форсунки к завихрителю появляется необходимость демонтажа форсунок, что является трудновыполнимой задачей в условиях компрессорной станции. Труднодоступность и сложная форма форсунки позволяет осуществить демонтаж только в горизонтальном направлении, использование различных съемников может привести к поломке завихрителя, самой форсунки или деформации жаровой трубы, что приведет к дорогостоящему ремонту ГТД и длительному вынужденному простоя газоперекачивающего агрегата.

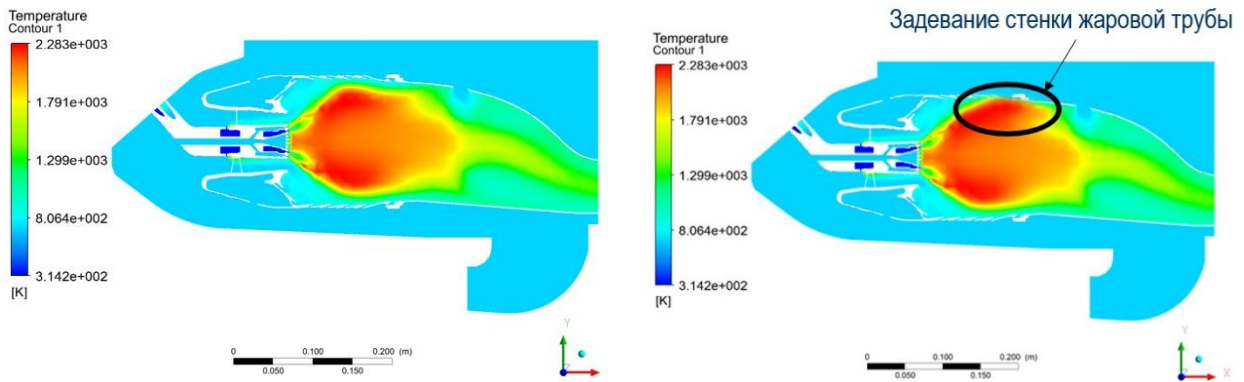


Рисунок 3 - Процессы горения в жаровой трубе

Смещение факела приводит к местному перегреву жаровых труб и смесителей, их короблению или даже прогару (рисунок 4) [1].

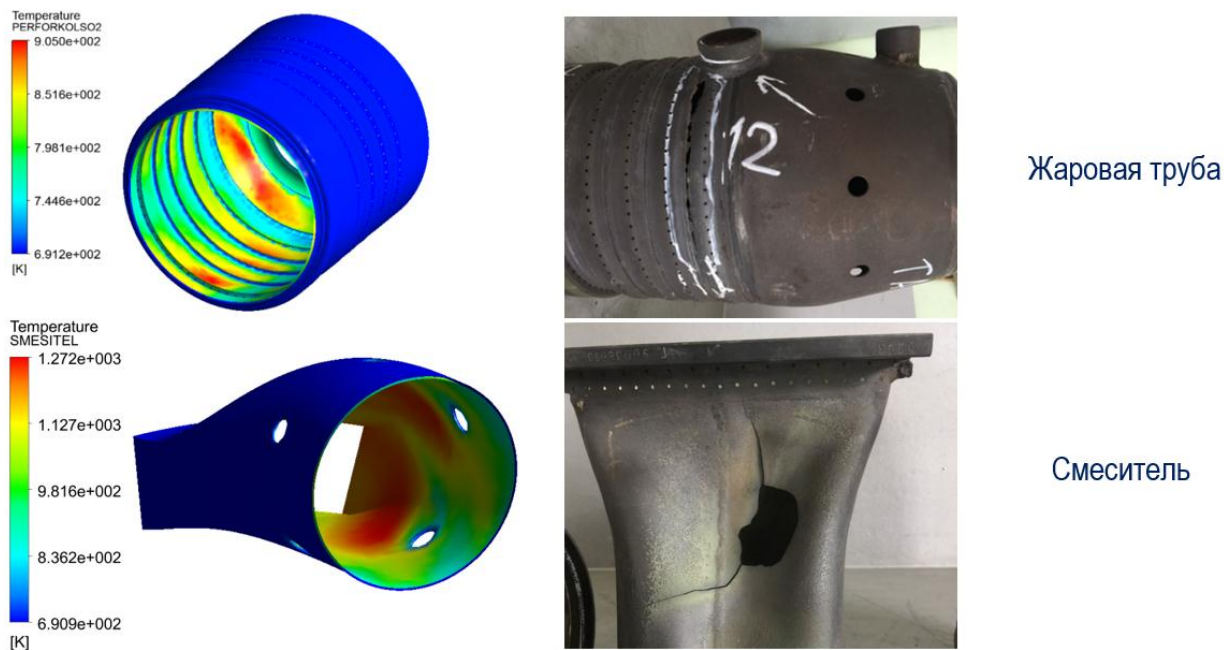


Рисунок 4 - Последствия местного перегрева жаровой трубы и смесителя

Приближение фронта пламени к торцам форсунок способствует их эрозии, а в последствии может привести к выгоранию колпачка форсунки и приплавлению к завихрителю (рисунок 5).



Рисунок 5 - Последствия приближения фронта пламени к торцам форсунок

Для решения этой проблемы было разработано и изготовлено устройство, представленное на рисунке 6.

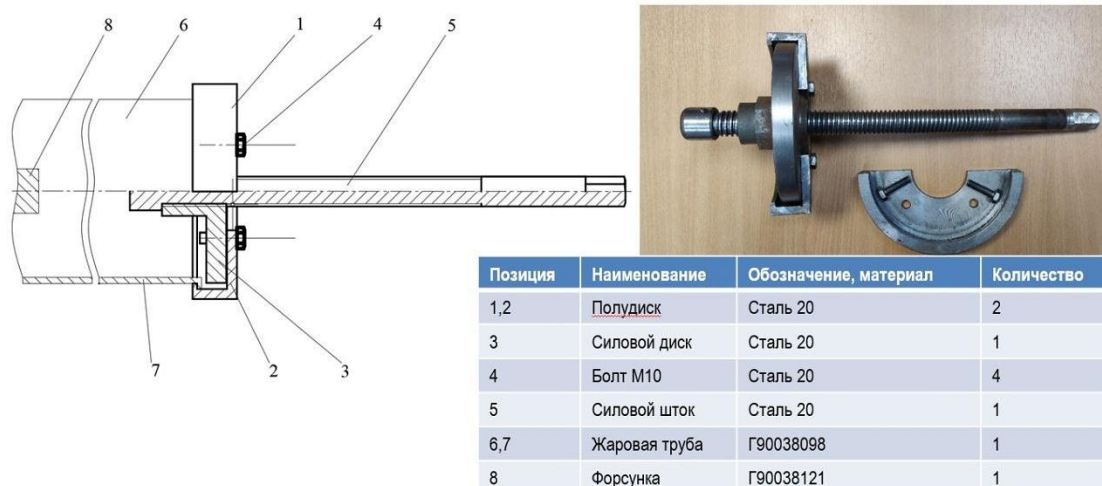


Рисунок 6 - Устройство для демонтажа погоревших форсунок

Устройство состоит из двух полудисков: верхнего 1 и нижнего 2, устанавливаемых на основной силовой диск 3, на теле которого имеются отверстия для закрепления верхнего и нижнего полудисков винтами 4. Для оказания механического воздействия на тело форсунки применяется силовой шток 5, перемещающийся в осевом направлении относительно силового диска 3 по трапециевидной резьбе. Условно показаны позиции 6 – жаровая труба, 7 – торец жаровой трубы, 8 – торец демонтируемой форсунки.

Проведение работ по выпрессовке производится следующим образом. Для предотвращения повреждения форсунки на шток 5 надевается медный колпак. На торец жаровой трубы 7, устанавливают силовой диск 3 со штоком 5. Фиксация устройства на теле жаровой трубы 7 осуществляется посредством захватов, расположенных на полудисках 1,2. Путем вращения силового штока 5, производится механическое воздействие на торец форсунки 8 для ее выпрессовки [2].

При проведении технического обслуживания и ремонтов газотурбинных двигателей ДГ90Л2.1, для предупреждения вышеперечисленных неисправностей камеры сгорания, необходимо производить очистку расходных каналов форсунок. Трудность очистки заключается в сложной геометрической форме каналов внутри форсунки.

Существует метод ультразвуковой очистки. Однако его использование имеет ряд недостатков, таких как:

- дороговизна промышленных установок ультразвуковой очистки;
- из-за отсутствия циркуляции моющего раствора под давлением, кокс остается внутри форсунки;
- ультразвук оказывает вредное воздействие на здоровье обслуживающего персонала;
- отсутствует разрешение завода-изготовителя и согласование с конструкторским бюро, в плане подбора необходимых частот и проведения промышленных испытаний после промывки ультразвуком, так как существует вероятность повреждения термобарьерного покрытия или появления микротрещин на теле форсунки, которые при высокой температуре и давлении газовой смеси могут привести к разрушению форсунки, и повреждению лопаток турбины высокого давления ГТД.

Опытно-промышленным путем выявлено, что наиболее эффективным способом очистки внутренних каналов форсунок является промывка под давлением жидкости с добавлением поверхностно-активного вещества в течение длительного времени. В качестве поверхностно-активного вещества применим раствор Турботект TSP-3030, широко используемый в газовой промышленности. Промывка производится на специально разработанной и изготовленной установке для промывки форсунок (рисунок 7).

Чертеж установки показан на рисунке 8.

Установка состоит из расходного бака 1, содержащего крепежные планки 2, зафиксированные на боковых стенках бака 1. Для установки форсунок 3 в планках 2 выполнены специальные вырезы 4. Надежная фиксация форсунок 3 обеспечивается стержнями 5,

закрепленными на верхних поверхностях планок 2. Для организации циркуляции жидкости 6, заливаемой в бак 1, предусмотрен циркуляционный насос 7 с всасывающим 8 и нагнетающим 9 трубопроводами. Из нагнетающего трубопровода 9 жидкость попадает в нагнетающий коллектор 10, в верхней части которого имеются штуцеры 11 для подключения гибких шлангов 12, через которые жидкость 6 подается к форсункам 3. На нагнетающем коллекторе 10 установлен отсечной кран 13, позволяющий подавать раствор 6 только на одну секцию коллектора 10, для промывки неполного комплекта форсунок 3, в случае необходимости. Для предотвращения попадания на вход циркуляционного насоса 7, вымываемых из форсунки 3 отложений 14, предусмотрена фильтрующая перегородка 15. Для удобства перемещения и транспортировки установки, все ее части размещены на общей раме 16.



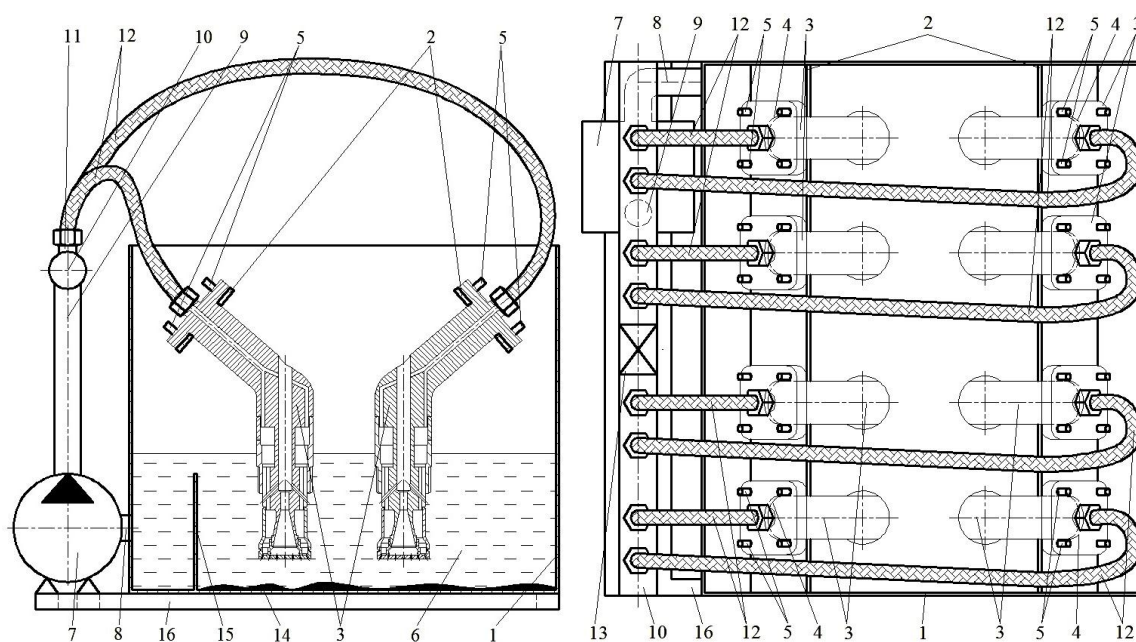
Вид сбоку



Вид сверху

Рисунок 7 - Установка для промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1

Промывка форсунок камеры сгорания ГТД ДГ90Л2.1 с использованием промывочной установки осуществляется следующим образом. Промываемые форсунки 3, устанавливаются на крепежные планки 2 путем их насаживания на фиксирующие стержни 5. К установленным форсункам 3 от нагнетающего коллектора 10 подключаются гибкие шланги 12. В бак 1 наливается раствор 6 до скрытия фильтрующей перегородки 15. Циркуляционным насосом 7 производится прокачка раствора 6 через каналы топливных форсунок 3 в течение 6 часов. Промывочная жидкость 6 вымывает отложения 14 и выводит их из каналов форсунок 3. По окончании промывки, из расходного бака 1 сливается моющий раствор 6 и заливается дистиллированная вода. В течение нескольких минут форсунки 3 промываются дистиллированной водой с последующей просушкой сжатым воздухом [3].



Вид сбоку

Вид сверху

Рисунок 8 - Чертеж установки для промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1

В 2017 году в целях повышения эффективности технического обслуживания и ремонтов камеры сгорания газотурбинных двигателей ДГ90Л2.1 была завершена разработка и реализация «Способа промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ-90Л2.1» и «Устройства для демонтажа погоревших форсунок камеры сгорания газотурбинных двигателей ДГ-90Л2.1».

В 2018-2019 годах получены патенты на полезную модель №181847 «Устройство для демонтажа погоревших форсунок камеры сгорания газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1» и на изобретение №2696525 «Способ промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ90Л2.1».

За период с 2018 по 2021 год экономический эффект от использования объектов патентного права суммарно составил более 18 миллионов рублей.

Библиографический список

1. Фуников В.Н. Моделирование рабочего процесса горения метана в камере сгорания ГТД ДГ-90 / В.Н. Фуников, Т.А. Недошивина // Труды второй научно-технической конференции молодых ученых Уральского энергетического института. – Екатеринбург: УрФу, 2017. – С. 71-75.
2. Кучин О.А., Калинин И.С. Устройство для демонтажа погоревших форсунок камеры сгорания газотурбинных двигателей ДГ-90Л2.1. Патент РФ №181847. Опубликовано: 20.12.2017 г.
3. Екимов И.А., Кучин О.А., Калинин И.С. Способ промывки форсунок газотурбинного двигателя ДГ-90Л2.1. Патент РФ № 2696525. Опубликовано: 20.12.2017 г.

УДК 622.691

Анализ направлений повышения энергоэффективности компрессорной станции путем модернизации аппаратов воздушного охлаждения

Галимов Д.И., Шадрин А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Неотъемлемой частью топливно-энергетического комплекса Российской Федерации является газовая отрасль, которая включает в себя газотранспортные сети. Перемещение газа по газотранспортным сетям осуществляется через магистральные газопроводы (МГ). Каждые 100 – 150 км на трассе магистральных газопроводов располагаются компрессорные станции (КС), которые очищают, компримируют и охлаждают газ. Эффективное использование энергоресурсов, рациональное использование углеводородного топлива, снижение потерь газа представляются основными направлениями повышения эффективности компрессорных станций. На сегодняшний день газотранспортная система России включает в себя 254 компрессорные станции [1]. Повышение эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа на КС МГ является одним из потенциальных источников снижения энергетических затрат при магистральном транспорте газа. На охлаждение компримированного газа тратится значительная часть потребления электроэнергии компрессорной станцией, порядка 65-75% от общего объема, поэтому проблема снижения затрат потребляемой электроэнергии в данном случае является крайне актуальной.

Значительным и важным процессом на компрессорной станции является охлаждение газа. Процесс компримирования приводит к повышению температуры газа, которая может достигать 70 °С. Выходная температура напрямую зависит от входных параметров вхождения. Повышенная температура приводит к негативным последствиям – разрушение изоляции, напряжение в стенках трубы, пониженная пропускная способность [2]. Работа системы охлаждения повышает ресурс линейной части газопровода, способствует увеличению его пропускной способности, а также позволяет снизить энергоемкость магистрального транспорта природного газа [3]. На компрессорных станциях магистральных газопроводов используются аппараты воздушного охлаждения, как подходящий способ снижения температуры газа по сравнению с другими типами теплообменных аппаратов. Они надежны в эксплуатации, не требуют предварительной подготовки теплоносителей, имеют более простые схемы подключения, не наносят вред окружающей среде.

Повышение эффективности компрессорных станций путем модернизации аппаратов воздушного охлаждения является перспективным методом уменьшения энергозатрат. Рассмотрим следующие способы модернизации:

- Внедрение технологий по своевременной очистке теплообменных секций АВО.
- Модернизация конструкции и материала изготовления вентиляторов АВО.
- Модернизация конструкции коллектора.
- Введение частотно-регулируемого привода двигателей вентиляторов АВО.

Одним из способов модернизации АВО является внедрение технологий по своевременной очистке теплообменных секций АВО. Методика энергетического аудита не включает в себя контроль степени загрязнения оребренных трубных пучков. Однако очистка внешней части теплообменника является актуальным вопросом. Слой грязи и пыли негативно влияет на теплоотдачу и теплообмен между газом и внешней средой, что в конечном итоге приводит к повышению стоимости единицы перекачиваемого газа. В воздухе содержатся твердые частицы и жидкие примеси, поэтому поток загрязняет трубные пучки, из-за чего уменьшается эффективная площадь теплового обмена, увеличивается расход на охлаждение. Коэффициент теплопередачи может снижаться в 1,5-2 раза по сравнению с номинальными значениями. По этой причине снижается КПД ГПА. Очистку теплообменника можно своевременно проводить, используя гидродинамическую высоконапорную очистку. С этим методом в течение 2 часов можно эффективно очистить один аппарат воздушного охлаждения. При этом при таком способе очистке не используются никакие примеси или реагенты. Очистка производится водой.

Другим методом повышения энергоэффективности магистрального транспорта газа является модернизация вентиляторов АВО. С целью улучшения характеристик рабочего колеса вентилятора устанавливаются композитные рабочие колеса. В отличие от металлических рабочих колес, рабочие колеса, выполненные из композитного материала, имеют более сложную форму, позволяющую работать аэродинамически более эффективно. Затраты электроэнергии на аппараты воздушного охлаждения могут быть снижены до 50 % при применении рабочих колес их композитных материалов. Данные колеса не только удобны в установке из-за малого веса, но и более безопасны в эксплуатации. Выбор корректного вентилятора и правильных углов установки лопастей играют решающую роль в эффективном понижении температуры на выходе компрессорной станции. Смена тяжелых металлических колес легкими композитными снижает энергопотребление на валу двигателя аппарата воздушного охлаждения. Также уменьшается количество концентраторов напряжения за счет цельной конструкции лопастей рабочих колес.

На рисунке 1 представлено сравнение напряжений при номинальной частоте вращения рабочих колес вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения, выполненного из стали и композитных материалов.

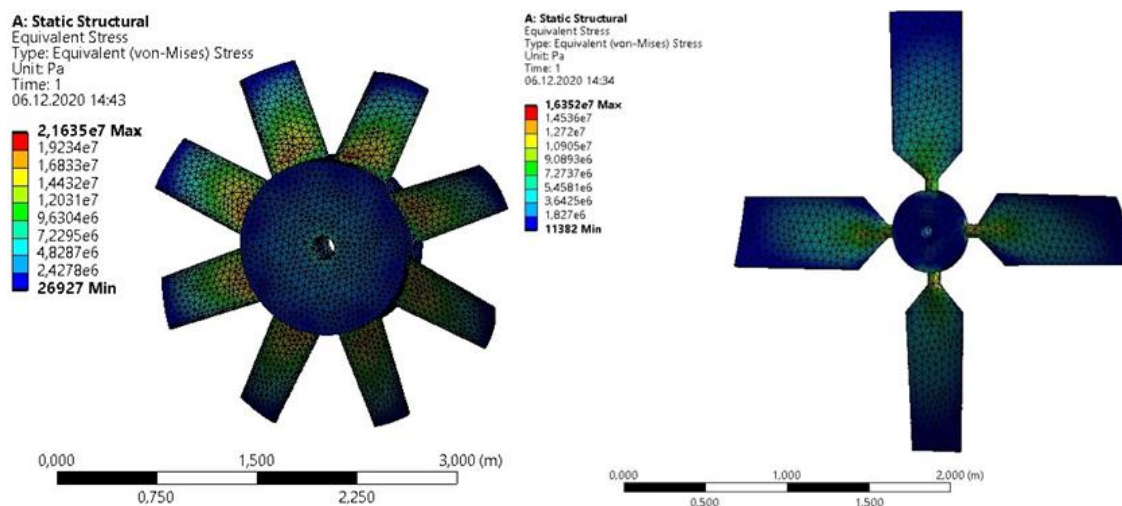


Рисунок 1 – сравнение напряжений в рабочих колесах АВО (слева из стали, справа из композитов)

Материал исполнения колеса УК-2М (слева на рисунке 1) – конструкционная сталь, материал исполнения колеса 4АВО-28К (справа на рисунке 1) – конструкционная стеклоткань и эпоксидные смолы. В таблице 1 представлены свойства материалов рабочих колес.

Таблица 1 – свойства материалов рабочих колес

№ п/п	Материал	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа	Модуль Юнга E, ГПа	Плотность, кг/м ³
1	Конструкционная сталь (Structural steel)	460	250	200	7850
2	Конструкционная стеклоткань (epoxy S glass)	1750	-	47,7	2000

Расчет напряжений моделей был выполнен в программном комплексе ANSYS. Типы материалов были заданы в настройках программы. Для решения задачи о напряженно-деформированном состоянии рабочих колес были выбраны типы решателей: Equivalent Stress и Total Deformation. Средние напряжения на рабочем колесе, выполненном из композитных материалов на 25 % меньше, чем у рабочего колеса, выполненного из стали. Максимальные значения напряжений ниже на 21 % у рабочего колеса, выполненного из композитных материалов.

Компания ЗАО «Гидроаэроцентр» (г. Жуковский) занимается развитием этой технологии и распространением соответствующей продукции. На предприятии происходит модернизация вентиляторного блока с применением композитных рабочих колес, коллекторов плавного входа и оптимальной формы диффузоров. Все эти технологии снижают энергопотребление аппаратов воздушного охлаждения.

Одной из проблем отечественных аппаратов воздушного охлаждения газа является расположение нижнего среза диффузора. Он располагается близко к земле и выбросу теплого воздуха. Вследствие этого при включении соседних вентиляторов наблюдается падение характеристик вентилятора. Возникает рециркуляция, из-за которой температура воздуха на заборе повышается на 2-3 градуса по сравнению с температурой воздуха. Из-за острой кромки диффузора происходит срыв воздушного потока и концевые части лопастей практически не работают. Применение коллекторов плавного входа, которые снижают температуру на заборе воздуха в аппарат воздушного охлаждения. При применении такого вида коллекторов не происходит срыва потока, задействуется вся поверхность лопастей. Установка коллекторов плавного входа приводит к снижению электропотребления на 18-20 % и увеличению расхода воздуха до 9 % [4].

Для регулирования глубины охлаждения газа и изменения режима работы установки охлаждения газа используются различные методы или совокупность этих методов.

Наиболее часто применяемым способом в настоящее время является дискретный способ регулирования температуры. При необходимости часть аппаратов включается если температура газа после АВО выше требуемой, и наоборот, часть аппаратов выключается, если температура после АВО ниже требуемой. Такое регулирование нельзя признать качественным, так как оно приводит к резкому изменению темпов охлаждения газа и температуры газового потока. Температурный импульс каждый раз вносится в поток газа и приводит к нестабильным термодинамическим процессам, провоцирующим активность стресс-коррозионных процессов, разрушающих трубопровод. Регулирование за счет включения и выключения вентиляторов не идеально в плане расходования электроэнергии. Также оно сохраняет срок службы вентиляторов из-за пиковых электрических нагрузок на сеть и высокие нагрузки на рабочие колеса.

Использование частотного регулирования двигателей имеет большой потенциал повышения энергоэффективности компрессорной станции. Величина экономии электроэнергии варьируется от 20 до 90 %.

Применение частотных преобразователей на двигателях аппаратов воздушного охлаждения дает не только энергосберегающий эффект, но и обладает следующими преимуществами:

- 1) высокая точность регулирования выходной температуры;

- 2) отсутствие необходимости в ручной перестановке лопастей при сезонном изменении угла постановки лопастей;
- 3) нейтрализация эффекта рециркуляции воздуха через нерабочие аппараты;
- 4) плавный пуск и разгон вентиляторов.

При регулировании частоты вращения вентилятора температурный перепад изменяется пропорционально частоте вращения вентиляторов. Мощность на валу зависит от частоты вращения в третьей степени. Поэтому при работе аппаратов воздушного охлаждения с неполной нагрузкой потребление электроэнергии значительно понижается.

Затраты электроэнергии на поддержание заданной температуры газа за счет частотного регулирования производительности вентилятора оказываются меньше, чем при дискретном управлении. Хорошим примером является опыт применения частотнорегулируемого привода на КС «Ново-Комсомольская» Комсомольского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск», в результате которого экономия энергозатрат на охлаждение газа составила от 20 до 60 %.

Переход от дискретного регулирования вращения к частотному способен значительно понизить годовые энергозатраты. Расчет годовой экономии энергозатрат в денежном выражении в системе охлаждения при переходе с дискретного метода регулирования на частотный показал, что при установке частотных преобразователей в северных регионах страны на электродвигатели аппаратов воздушного охлаждения возможна ежегодная экономия 12,69 млн. руб. только на одном аппарате воздушного охлаждения.

Рассмотренные методы модернизации аппаратов воздушного охлаждения могут значительно увеличить энергоэффективность компрессорной станции и понизить ежегодные затраты на эксплуатацию оборудования.

Библиографический список:

1. Официальный сайт ПАО Газпром «Транспортировка» [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/>
2. Амакачев Н.Р., Астафьев С.А. Аппараты воздушного охлаждения компрессорной станции // Научно-практический электронный журнал Аллея Науки. 2018. № 9(25).
3. Шайхутдинов А.З., Лифанов В.А., Маланичев В.А. Современные АВО газа – ресурс энергосбережения в газовой отрасли // Газовая промышленность. 2010. № 9. С. 40–41.
4. Зусько, П. П. Повышение эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа / П. П. Зусько // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 92-95.

УДК 622.24

Разработка рецептур буровых технологических жидкостей в сложных горно-геологических условиях

Каменских С.В., Быков И.Ю., Близиюков В.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Под сложными горно-геологическими условиями понимаются высокопроницаемые горные породы, вмещающие сероводород (H_2S). Бурение и крепление интервалов горных пород в подобных условиях сопровождается возникновением сопутствующих осложнений: поглощения, дифференциальные прихваты, флюидопроявления и сероводородная агрессия, которые затрудняют качественную и безаварийную проводку скважин. Поэтому исследование и разработка рецептур буровых технологических жидкостей для качественной и безаварийной проводки скважин в высокопроницаемых горных породах, вмещающих сероводород, является актуальной задачей. Подобные горно-геологические условия характерны для верхнедевонских отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНПП), которые характеризуются высокой проницаемостью и повышенным содержанием сероводорода до 18,5 % (Денисовская впадина).

Проведенные на кафедре бурения ФГБОУ ВО «УГТУ» исследования [1-4] с применением системного подхода позволили разработать рецептуры буровых технологических жидкостей, обладающих повышенными кольматирующими свойствами и коррозионной стойкостью к сероводородной агрессии, для сложных горно-геологических условий ТПНГП (рисунок 1).



Рисунок 1 – Схема разработки рецептур технологических жидкостей

Проектирование рецептур буровых технологических жидкостей с использованием системного подхода заключается в следующем.

1. Создание биополимерной промывочной системы, включающей разветвленный биополимер, модифицированный крахмал, целлюлозу, пеногаситель и мраморную крошку высокой дисперсности для регулирования плотности.

2. Превращение биополимерной промывочной системы в высокощелочной нейтраллизатор сероводорода путем насыщения оксидом кальция до $\text{pH} = 12,0-12,5$.

3. Трансформация высокощелочного нейтраллизатора сероводорода в биополимерную кольматирующую смесь, затвердевающую в трещинно-поровом пространстве проницаемых отложений в покое для изоляции высокопроницаемых пластов, содержащих сероводород, путем увеличения концентрации CaO до $\text{pH} = 12,5-13,0$ и добавки регулятора проницаемости в виде композиции биоцидола и газблока.

4. Использование биополимерной кольматирующей смеси в качестве вязкоупругой буферной жидкости для очистки застойных зон скважины, которая при остановке циркуляции превращается в гелеобразную структуру, разделяющую буровой и тампонажный растворы при цементировании.

5. Перевод вязкоупругого буфера в комбинированную буферную жидкость комплексного назначения путем расширения ее структуры передовой пачкой моющего состава для очистки стенок скважины от гидрофильных фильтрационных корок и замыкающей пачки адгезионно-кольматирующего состава для повышения адгезионного сцепления цементного камня с горными породами.

6. Превращение коррозионностойкого тампонажного состава в облегченную коррозионностойкую тампонажную смесь для предотвращения межпластовых перетоков и понижения гидродинамических давлений на высокопроницаемые пласты путем обработки регулятором плотности (гранулированным пеностеклом).

Порядок разработки рецептур буровых технологических жидкостей с указанием этапов их приготовления и обработки, а также их качественных характеристик представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Порядок разработки рецептур буровых технологических жидкостей

№ п/п	Этапы проектирования	Технологические операции	Характеристика
1	2	3	4
1	Создание биополимерной промывочной системы (БПС).	Приготовление БПС: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Defoamer, МК ¹ .	Безглинистый высокощелочной буровой раствор с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в условиях сероводородной агрессии (RU №2016126737А).
2	Превращение БПС в высокощелочной нейтрализатор сероводорода (ВНС) путем насыщения оксидом кальция.	Обработка БПС оксидом кальция до pH=12,0-12,5.	
3	Трансформация ВНС в биополимерную кольматирующую смесь (БКС), затвердевающий в трещинно-поровом пространстве коллектора в покое для изоляции высокопроницаемых пластов, содержащих сероводород, путем увеличения концентрации СаО до pH=12,5-13,0 и добавки регулятора проницаемости.	Трансформация ВНС в БКС путем обработки биоцидолом с газблоком и увеличения концентрации СаО до pH=12,5-13,0.	Биополимерная кольматирующая смесь (БПКС) для изоляции высокопроницаемых горных пород в агрессивных средах (заявка на изобретение №2020138560 от 24.11.2020).
4	Использование БКС в качестве вязкоупругой буферной жидкости (ВБЖ) для очистки застойных зон скважины, которая при остановке циркуляции превращается в гелеобразную структуру, разделяющую буровой и тампонажный растворы при цементировании.	Использование БКС в качестве ВБЖ: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Defoamer, СаО, газблок, биоцидол, МК ¹ .	Вязкоупругая буферная жидкость (вторая пачка КБЖ).
5	Перевод ВБЖ в комбинированную буферную жидкость (КБЖ) путем расширения ее структуры передовой пачкой моющего состава для очистки стенок скважины от гидрофильных фильтрационных корок и замыкающей пачки адгезионно-кольматирующего состава для повышения адгезионного сцепления цементного камня с горными породами.	Приготовление КБЖ: 1.Моющая пачка: электролит, стабилизатор, СМС ² , абразив. 2.Вязкоупругая пачка: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Defoamer, газблок, биоцидол, СаО, МК ¹ . 3.Адгезионно-кольматирующая: ПЦТ I-G СС-1, газблок (В/С ³ =1,5-3,0).	Комбинированная буферная жидкость комплексного назначения (моющая, вязкоупругая и адгезионно-кольматирующая пачки).
6	Превращение коррозионностойкого тампонажного состава, включающего сульфатостойкий цемент, газблок и расширяющую добавку, в облегченную коррозионностойкую тампонажную смесь (ОКТС) для предотвращения межпластовых перетоков и понижения гидродинамических давлений на высокопроницаемые пласты путем обработки регулятором плотности.	Приготовление ОКТС (В/С ³ =0,52): ПЦТ I-G СС-1, газблок, ДР ⁴ , гранулированное пеностекло.	Облегченная коррозионностойкая тампонажная смесь для цементирования скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии (RU №2741890 С2).

Примечание. ¹ МК – мраморная крошка требуемой дисперсности и концентрации в зависимости от назначения (регулирование плотности, кольматация и др.). ² СМС – синтетическое моющее средство. ³ В/С – водосмесевое отношение. ⁴ ДР – добавка расширяющая.

Системный подход позволил разработать рецептуры буровых технологических жидкостей для качественной и безаварийной проводки скважин в высокопроницаемых пластах и условиях сероводородной агрессии.

1. Безглинистый высокощелочной буровой раствор с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в условиях сероводородной агрессии (RU №2016126737 А), включающий разветвленный биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, СаО, пеногаситель и мраморную крошку высокой дисперсности для регулирования плотности [1]. Высокая щелочность бурового раствора (рН=12,0-12,5) за счет обработки СаО обеспечивает ферментативную устойчивость высокомолекулярных соединений (ВМС) без бактерицида, коррозионную стойкость при воздействии природного сероводорода без нейтрализатора, кольматацию проницаемых отложений продуктами реакции H_2S с $Ca(OH)_2$ и слабоинтенсивную коррозию бурильного инструмента без ингибитора. Низкая материалоемкость рецептуры и отсутствие токсичных реагентов делают состав бурового раствора экономически и экологически более выгодным.

2. Биополимерная кольматирующая смесь (БПКС) для изоляции высокопроницаемых горных пород в сероводородных средах (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020), включающая разветвленный биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, СаО, биоцидол, газблок и мраморную крошку [2]. Высокая щелочность БПКС (рН=12,5-13,0) за счет обработки оксидом кальция обеспечивает нейтрализацию биогенного и природного сероводорода в пластовых условиях щелочностью среды и кольматацию проницаемых отложений продуктами реакции H_2S с $Ca(OH)_2$. Использование биоцидола (сшиватель) и газоблокатора (компаунд) позволяет повысить кольматирующую способность смеси за счет затвердевания газблока при нагревании и связывания высокомолекулярных соединений, сшитых биоцидолом, в более плотные и большие по размеру конгломераты, которые эффективно кольматируют высокопроницаемые отложения. Биополимерная смесь трансформируется из безглинистого высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А), обладает вязкоупругими свойствами и способна к затвердеванию в трещинно-поровом пространстве в статических условиях.

3. Комбинированная буферная жидкость комплексного назначения, включающая моющую (стабилизатор, неорганический электролит, синтетический моющий агент, абразивный компонент) [3], вязкоупругую (разветвленный биополимер, целлюлоза, модифицированный крахмал, СаО, пеногаситель, биоцидол, газблок и мраморная крошка) и адгезионно-кольматирующую (ПЦТ I-G СС-1, газблок при повышенном водосмесевом отношении) пачки, обеспечивает разрушение гидрофильных фильтрационных корок, нейтрализацию сероводорода, кольматацию высокопроницаемых отложений и повышение адгезионного сцепления цементного камня с горными породами.

4. Облегченная коррозионностойкая тампонажная смесь для цементирования скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии (RU № 2741890 С2), включающая сульфатостойкий портландцемент в качестве вяжущего, газблок, обеспечивающий коррозионную стойкость к агрессивным средам, седиментационную и суффозную устойчивость, расширяющую добавку, исключаящую усадку камня при твердении, и гранулированное пеностекло, формирующее прочный облегченный композитный материал, обеспечивающий эффективную изоляцию проницаемых горных пород за счет увеличения адгезионного сцепления камня со стенками поглощающих каналов [4].

В итоге, на основании системного подхода к проектированию рецептур разработаны составы буровых технологических жидкостей на высокощелочной основе, обеспечивающих одновременно эффективно нейтрализовывать сероводород в пластовых условиях щелочностью среды и кольматировать высокопроницаемые отложения продуктами реакции H_2S с $Ca(OH)_2$. Эффективность разработанных рецептур буровых технологических жидкостей подтверждена комплексом промысловых испытаний на площадях и месторождениях ТПНГП в сложных горно-геологических условиях.

Библиографический список:

1. Каменских, С. В. Разработка и исследование бурового раствора для безаварийного вскрытия сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2019. – №1. – С. 28-34.

2. Каменских, С. В. Разработка рецептуры биополимерной кольматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2017. – №7. – С. 15-21.
3. Каменских, С. В. Исследование отмывающей способности буферных жидкостей / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2018. – №3. – С. 21-26.
4. Вороник, А. М. Разработка и исследование облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси для крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды / А. М. Вороник, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2020. – №1. – С. 40-45.

УДК 622.242.6:621.646.28

Анализ эксплуатационной надежности предохранительных клапанов бурового насоса УНБ-600

Лизунов Д.С., Быков И.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация. Лизунов Д.С. Анализ эксплуатационной надежности предохранительных клапанов бурового насоса УНБ-600 / УГТУ, каф. МОНиПП, рук. Быков И.Ю. – Ухта 2022, Гр. ч. 4 рис., 5 с.

В презентации рассмотрены преимущества и недостатки конструкций предохранительных клапанов, проведен анализ работоспособности при разных температурных режимах, анализ настроечного давления предохранительных клапанов, рассмотрены сроки проведения технического обслуживания и ремонта. Выбрана наилучшая конструкция предохранительного клапана.

Анализ, клапан, насос буровой, ремонт, давление.

Аннотация на английском языке. Lizunov D.S. Analysis of the operational reliability of the safety valves of the drilling pump UNB-600 / USTU, chair MEO&GI, supervisor Bykov I.Y. – Ukhta 2022, Gr. p. 4 fig., 18 p.

The presentation discusses the advantages and disadvantages of safety valve designs, analyzes performance under different temperature conditions, analyzes the setting pressure of safety valves, considers the timing of maintenance and repair. The best safety valve design has been selected.

Keywords: analysis, valve, drilling pump, repair, pressure.

Актуальность. В настоящее время предохранительные клапана являются неотъемлемой частью циркуляционной системы буровой установки. При нарушении работоспособного состояния, предохранительный клапан может повлечь за собой внеплановую остановку буровой установки, что подразумевает простои по времени и экономические потери.

Актуальность заключается в анализе эксплуатационной надежности предохранительных клапанов бурового насоса УНБ-600, а также выборе наилучшей конструкции предохранительного клапана

Цель работы. Целью работы является анализ эксплуатационной надежности существующих конструкций предохранительных клапанов бурового насоса УНБ-600, выбор наилучшей конструкции предохранительного клапана.

Предохранительный клапан КП-40

На рисунке 1 показан предохранительный клапан в разрезе.

Звено 8 и звено 9 находится в покое, как показано на рисунке 1, то клапан закрыт. При переходе звена 8-9 центральной оси – происходит открытие клапана: звено 8, 9 и клапан 4 освобождаются от действия силовых пружин 10, звенья 8 и 9 складываются в положение В1, а клапан 4 под давлением среды перемещается в положение В, освобождая канал Б, вследствие чего рабочая среда сбрасывается через выходной патрубок 3 и одновременно происходит отключение насоса от питания.

Диапазон давления срабатывания 5...40 МПа. Эксплуатация предохранительного клапана возможна при температуре окружающего воздуха от -50 °С по +60 °С. Межремонтный период клапана составляет полгода.

Преимущества:

- предохранительный клапан имеет возможность вертикальной установки;
- установлен защитный кожух над уплотнительным кольцом штока;
- выключение насоса от питания при срабатывании предохранительного клапана.

Недостатком предохранительного клапана является недостаточная герметичность уплотнительного кольца штока.

Рекомендуется заменить конструкцию уплотнения, а так е выполнить уплотнительный элемент из другого материала.

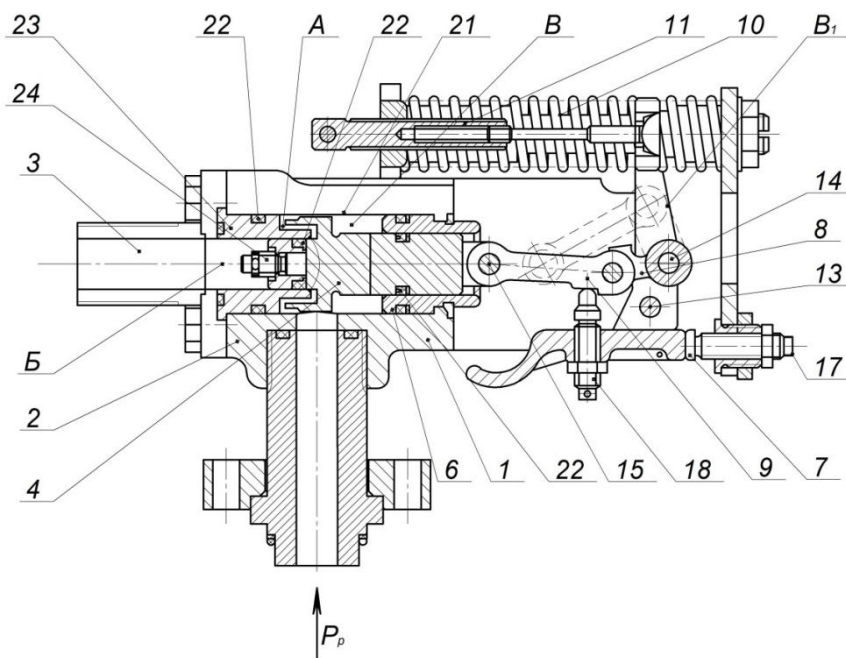


Рисунок 1 – Предохранительный клапан КП-40
Предохранительный клапан (КП)

Предохранительный клапан работает следующим образом. При повышении давления в гидросистеме запорный орган 6 отходит от седла 4, срезая часть тарированного стержня 18, и перемещается в крайнее положение до совмещения выходного отверстия запорного органа 6 с отверстием выходного патрубка 3, в результате чего осуществляется аварийный сброс рабочей среды через выходной патрубок 3 и попадает в патрубок 21 с магнитной заглушкой 22, который служит контейнером сбора срезанных частей тарированного стержня.

Предохранительный клапан настраивается на давление срабатывания в 1,6, 4,0, 6,3, 16,0 МПа. Эксплуатация предохранительного клапана осуществляется при температуре окружающего воздуха от -30 °С до +40 °С. Межремонтный период предохранительного клапана составляет 3-4 месяца.

Преимущества клапана: герметизирующие элементы установлены на запорном органе; тарированный стержень выполнен с кольцевыми проточками, размещенными через равные промежутки по длине стержня; выходной патрубок соединен с трубопроводом аварийного сброса и с контейнером сбора срезанных частей тарированного стержня.

Недостатками клапана является разрушение герметизирующих уплотнений стенок корпуса при перекачивании агрессивных сред, а также множество мелких деталей клапана, которые могут нарушить его работоспособность.

Рекомендуется выполнить уплотнение из износостойкого материала, тем самым повысить срок службы герметизирующих уплотнений.

Клапан предохранительный рычажный

Клапан предохранительный рычажный показан на рисунке 4. При увеличении давления на входе выше настроечного верхняя часть 7 клапана 6 сдвигается, поворачивает рычаг 14 вокруг оси 15, преодолевая силу пружины 21, и тянет за собой соединенную с ним штифтом 10 нижнюю часть 8, открывается дросселирующая щель между нижней частью 8 клапана 6 и седлом 4, происходит сброс рабочей среды через выходной парубок 3, давление на входе в предохранительный клапан уменьшается.

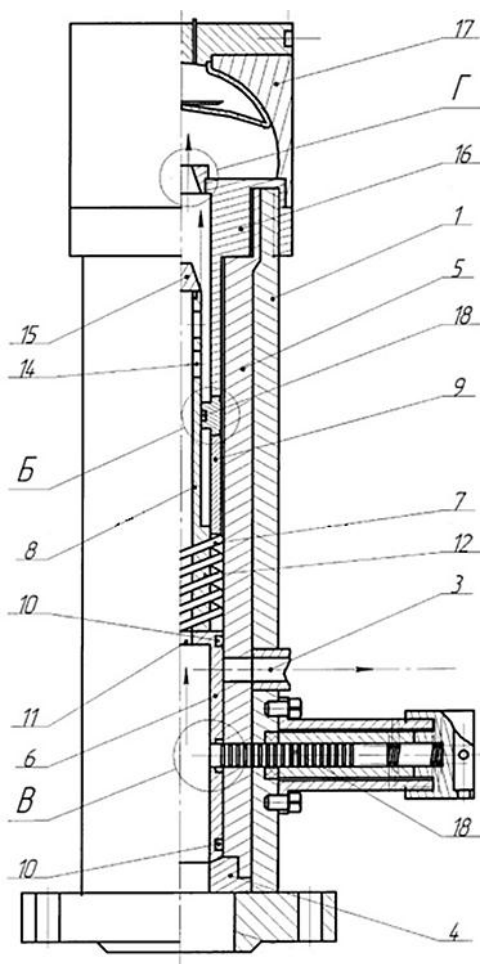


Рисунок 2 – Предохранительный клапан

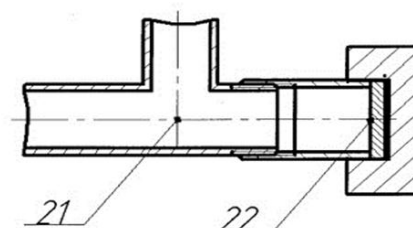


Рисунок 3 – Контейнер сбора срезанных частей тарированного стержня с магнитной заглушкой

Настроечное давление клапана составляет 1,6, 4,3, 6,0, 11,0, 16,0 МПа. Эксплуатация клапана разрешается при температуре от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Плановое техническое обслуживание и ремонт производить не реже одного раза в полгода.

Преимущества:

- высокая точность срабатывания предохранительного клапана;
- высокая герметичность по седлу за счет соосности седла и нижней части клапана.

К недостаткам относят сложность конструкции.

Требуется упростить конструкцию клапана путем изготовления клапана в неразборном исполнении. Точность срабатывания и герметичность останутся прежними, но повысится надежность запирающего устройства предохранительного клапана.

Анализ работоспособности при различных температурах. Температурные границы работы предохранительных клапанов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Температурные границы работы предохранительных клапанов

Наименование клапана	Отрицательная температура, $^{\circ}\text{C}$	Положительная температура, $^{\circ}\text{C}$
Предохранительный клапан КП-40	- 50	+ 60
Предохранительный клапан КП	- 30	+ 40
Клапан предохранительный рычажный	- 40	+ 50

Исходя из данных таблицы 1 можно сделать вывод, что наиболее лучшей моделью предохранительного клапана является клапан КП-40, так как он является наиболее устойчивым к низким и высоким температурам.

Анализ проведения технического обслуживания и ремонта. Статистика проведения ремонта представлена в таблице 2.

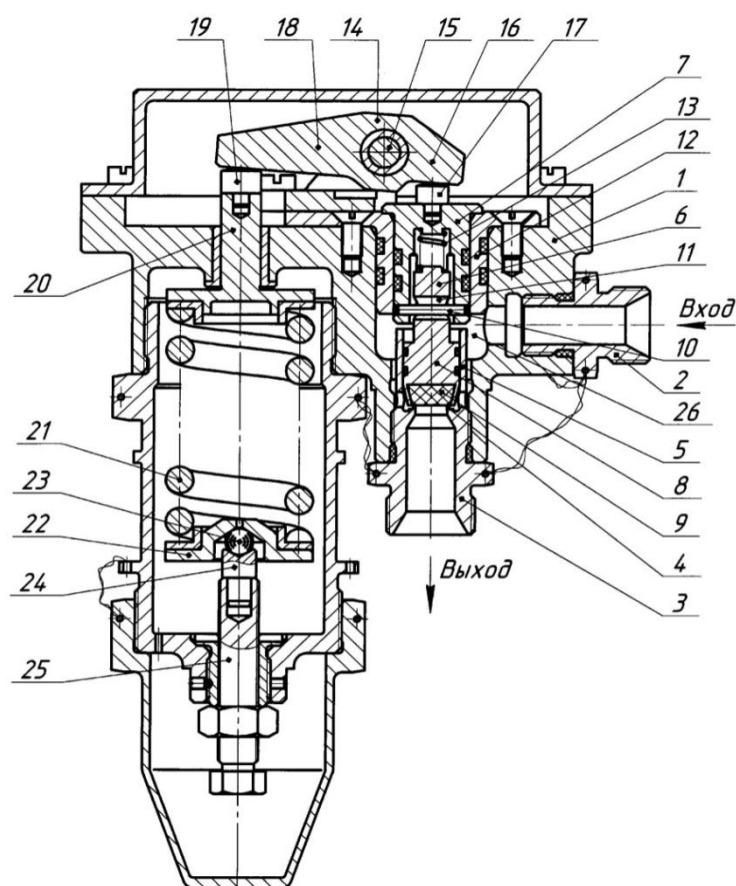


Рисунок 4 – Клапан предохранительный рычажный

Таблица 2 – Статистика проведения ремонтов

Наименование клапана	Периодичность технического обслуживания и ремонта
Предохранительный клапан КП-40	1 раз в 6 месяцев
Предохранительный клапан КП	1 раз в 3-4 месяца
Клапан предохранительный рычажный	не реже одного раза в 6 месяцев

Исходя из данных таблицы 2 можно сделать вывод, что проведение технического обслуживания и ремонта производится реже у предохранительного клапана КП-40 и клапана предохранительного рычажного.

Анализ настроечного давления предохранительных клапанов. Установочные давления срабатывания предохранительных клапанов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Установочные давления срабатывания предохранительных клапанов

Наименование клапана	Давление срабатывания, МПа
Предохранительный клапан КП-40	5...40
Предохранительный клапан КП	1,6, 4,3, 6,0, 16,0
Клапан предохранительный рычажный	1,6, 4,3, 6,0, 11,0, 16,0

Учитывая создаваемое давление насосом УНБ-600 (минимальное 10 МПа, максимальное 25 МПа), а так же пользуясь данными таблицы 3 можно сделать вывод, что наиболее подходящим предохранительным клапаном является клапан КП-40. Данный клапан имеет возможность работы как с наименьшим, так и с наибольшим давлением создаваемым насосом.

Заключение. Анализ работоспособности при различных температурных режимах показал, что наиболее устойчивым к температурному воздействию окружающей среды является предохранительный клапан КП-40.

По результатам проведения анализа технического обслуживания и ремонта выявлено, что реже ремонту подвергаются предохранительный клапан КП-40 и клапан предохранительный рычажный.

По итогам анализа настроечного давления предохранительных клапанов было определено, что оптимальным клапаном является клапан предохранительный КП-40.

Эксплуатационный анализ показал, что для работы с буровым насосом УНБ-600 наиболее подходящим предохранительным клапаном является клапан КП-40. Однако, рекомендуется совершенствовать конструкцию герметизирующего узла предохранительного клапана путем выполнения уплотнительных колец из композитного материала.

Научная значимость материала, рассматриваемого в докладе, заключается в анализе эксплуатационной надежности предохранительных клапанов, в обосновании выбора конструкции предохранительного клапана и его надежности.

Практическая ценность заключается в правильном выборе предохранительного клапана с лучшими показателями среди рассмотренных конструкций.

Библиографический список:

1. Абубакиров В.Ф., Буровое оборудование [Текст]: Справочник/ В.Ф. Абубакиров – М. : Недра, 2000.
2. Ильский, А. Л. Буровые машины и механизмы [Текст] / А. Л. Ильский, А.П. Шмидт. – Москва: Недра, 1989. – 396 с.
3. Анурьев В. И., Справочник конструктора-машиностроителя [Текст] / В. И. Анурьев. – Москва: Машиностроение, 1982. – 351 с.
4. Быков И. Ю. Эксплуатационная надежность и работоспособность буровых машин [Текст]: Учеб. пособие для вузов / И. Ю. Быков, Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2004. – 196 с.

УДК 62-192

Методика расчета остаточного ресурса датчикового оборудования

Моисеева Е.Д.

ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», г. Нижний Новгород

Ключевые слова: остаточный ресурс, прогнозирование, математическая модель, оценка технического состояния, контрольно-измерительные приборы.

Надежность функционирования оборудования автоматизации в значительной степени зависит от его технического состояния. В процессе эксплуатации в результате воздействия различных факторов, режимов и условий работы, соблюдения технологической дисциплины исходное техническое состояние непрерывно ухудшается, что приводит увеличению рисков отказов [1]. Анализ статистики отказов систем автоматизации, эксплуатируемых в ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород» показывает, что за пять лет более 20% отказов систем автоматизации приходится на датчики.

Таким образом, актуальным является вопрос о прогнозировании технического состояния контрольно-измерительных приборов (КИПиА). При использовании назначенного производителем ресурса, как основной технико-экономической характеристики не достигаются оптимальные, с экономической точки зрения, показатели, а в ряде случаев фактический ресурс оказывается меньше назначенного. В связи с этим возникает необходимость создания математической модели износа оборудования КИПиА, с учетом данных об условиях работы и экспертной оценки специалистов, эксплуатирующих оборудование.

В настоящий момент времени существует два направления определения остаточного ресурса: первое – основанное на использовании вероятностных методов оценки [2], а второе – исходя из физических предпосылок [3].

Но в общем случае вероятностные методы оценки остаточного ресурса трудоёмки, и требуют знания статистических характеристик оборудования [4], что не всегда оказывается возможным. Поэтому, наиболее подходящим методом в условиях эксплуатирующей организации является оценка технического состояния исходя из данных по эксплуатации оборудования и условий его работы [5].

Передоложенный метод заключается в построении номинальной функции технического состояния в зависимости от времени $S_0(t)$, исходя из назначенного ресурса, и модельной функции технического состояния $S(t)$, построенной исходя из анализа массива датчиков, объединенных по следующим характеристикам:

- производитель;
- модель датчика;
- условия эксплуатации;
- место установки;
- данные по отказам.

Расчет фактической наработки происходит согласно выражению:

$$T_{12} = \int_{t_2}^{t_1} \frac{1 - S(t)}{1 - S_0(t)} dt, \quad (1)$$

где, T_{12} - фактическая наработка, в промежутке работы $[t_1, t_2]$ в текущих условиях эксплуатации.

Остаточный ресурс вычисляется согласно формуле:

$$R_{12} = T_{ном} - T_{12}, \quad (2)$$

где $T_{ном}$ - срок службы, установленный производителем.

Номинальная и модельная функции технического состояния рассмотрены в линейной:

$$S(t) = at + b, \quad (3)$$

И экспоненциальной моделях, рекомендуемой для использования в атомной промышленности:

$$S(t) = Ae^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (4)$$

где a - скорость износа, b - начальное техническое состояние τ - среднее время бесперебойной работы.

Статистику по эксплуатации следует собирать с учетом всех критериев, которые могут как повысить, так и снизить остаточный ресурс оборудования. Следует учитывать данные по ремонту, проведенной калибровке и проверке каждого конкретного прибора.

На достоверность расчетов влияет и качество группировки оборудования по категориям. Необходимо производить генеральную выборку не только по типу датчика, но и учитывать схожие факторы эксплуатации, места установки и т.д.

Рассмотрим, в качестве примера, 17 термопреобразователей ТСМУ 014.17В, эксплуатирующийся в одинаковых условиях (повышенной вибрации) на компрессорной станции «А». С 2011 года зафиксировано 9 отказов. Указанный производителем срок службы таких датчиков составляет 10 лет. В Обществе средний срок с момента ввода до отказа составляет 6 лет и 9,5 месяцев. Данные о датчиках приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Данные по термопреобразователям ТСМУ 014.17В

Дата установки	Дата отказа	Текущая наработка, лет	Условия эксплуатации	Наличие отказа
09.08.2011	12.02.2012	1,1	Вибрация	Да
22.02.2012	03.02.2016	4,1	Вибрация	Да
17.05.2015	14.09.2012	1,75	Вибрация	Да
03.03.2012	25.01.2017	6,05	Вибрация	Да
01.01.2011	21.07.2016	5,6	Вибрация	Да

Дата установки	Дата отказа	Текущая наработка, лет	Условия эксплуатации	Наличие отказа
16.07.2014	13.02.2015	4,1	Вибрация	Да
01.10.2010	02.06.2014	3,5	Вибрация	Да
14.04.2012	30.07.2015	4,6	Вибрация	Да
06.03.2013	18.10.2013	2,8	Вибрация	Да
17.04.2013	-	8,75	Вибрация	Нет
23.07.2015	-	6,45	Вибрация	Нет
08.05.2014	-	7,7	Вибрация	Нет
30.06.2017	-	4,5	Вибрация	Нет
14.11.2019	-	2,1	Вибрация	Нет
24.04.2010	-	11,8	Вибрация	Нет
19.11.2011	-	10,2	Вибрация	Нет
03.12.2009	-	12,2	Вибрация	Нет

В линейной модели номинальная функция технического состояния представлена следующим выражением:

$$S_0(t) = -0,1t + 1, \quad (5)$$

а модельная функция:

$$S(t) = -0,14t + 1, \quad (6)$$

Результаты расчета для линейной модели представлены в таблице 1.

Таблица 2 - Результаты расчета для линейной модели

Время эксплуатации	Расчетная наработка T_{12} , лет	Остаточный ресурс, лет
0	0	10
1	1,37	8,36
2	2,73	7,27
3	4,1	5,9
4	5,47	4,53
5	6,83	3,17
6	8,2	1,8
7	9,7	0,43
8	10,93	-0,93
9	12,3	-2,3
10	13,67	-3,67

Как видно из приведенных расчетов, что время с момента установки датчика до его выхода из строя составляет 7 лет и 2 месяца, а остаточный ресурс на этот момент составляет 5 месяцев в линейной модели.

В случае же экспоненциальной модели, номинальная и модельная функции представлены в виде:

$$S_0(t) = e^{-0,1t}, \quad (7)$$

и

$$S(t) = e^{-0,14t}, \quad (8)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 2.

В экспоненциальной модели время достижения датчиком предельного состояния составляет 6 лет и 8,5 месяцев с остаточным ресурсом 10 месяцев.

Таблица 3 - Результаты расчета для экспоненциальной модели

Время эксплуатации	Расчетная наработка T_{12} , лет	Остаточный ресурс, лет
0	0	10
1	1,63	8,37
2	3,21	6,79
3	4,74	5,26
4	6,23	3,77
5	7,69	2,31
6	9,09	0,91
7	10,47	-0,47
8	11,81	-1,81
9	13,12	-3,12
10	14,41	-4,41

Исходя из полученных результатов и данных по эксплуатации термопреобразователей сопротивления ТСМУ 014.17В, видно, что наиболее точный результат достигается при использовании экспоненциальной модели. Средний срок бесперебойной работы датчиков согласно данным эксплуатации составляет 6,9 лет, а расчетный – 6,8, что дает относительную погрешность в 1,5%.

Представленный метод обладает теми преимуществами, что легко поддается алгоритмизации и позволяет отслеживать изменение остаточного ресурса в динамике.

Библиографический список:

1. Глазов И. О. Отказы и остаточный ресурс электрооборудования / И. О. Глазов // Синегрия наук. – 2018. – № 14. – С. 454-459.
2. Рябов А. А. Обзор существующих методов оценки остаточного ресурса оборудования нефтегазопереработки / А. А. Рябов // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 1. – С. 198-2020.
3. Некрасов А. И. Оценка остаточного ресурса электрооборудования по физическим характеристикам / А. И. Некрасов, А. А. Некрасов, П. Н. Подобедов, И. М. Довлатов // Технологии, средства механизации и энергетическое оборудование. – 2018. – № 1(41). – С. 5-10.
4. В. И. Лукьяненко. Оценка технического состояния оборудования в единичном исполнении / В. И. Лукьяненко, Н. В. Воробьев, Ю. В. Воробьев // Вестник ТГТУ. – 2017. – Том 8. № 4. – С. 1038-1041.
5. Баженов Ю. В., Прогнозирование остаточного ресурса электронных систем управления двигателем / Ю. В. Баженов В. П. Каленов // Вестник СибАДИ. – 2017. – № 2(54). – С. 52-58.

УДК 622.245

Прочность тампонажного цемента с добавлением доменного шлака

Овчинников В.П., Рожкова О.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Жесткие условия эксплуатации нефтяных и газовых скважин (глубины до 9000 м, температура 260 °С и давления около 200 МПа) требуют особых условий цементирования и свойств тампонажных цементов со специфическими химическими и физическими характеристиками. Цементные растворы, предназначенные для крепления нефтяных скважин, должны оставаться достаточно текучими во время перекачки, но на месте должны быстро развить необходимую механическую прочность для предотвращения попадания пластовых флюидов в ствол скважины. Поэтому состав тампонажной смеси уникален для каждой скважины и зависит от ее горно-геологических условий[1].

Эффективное удаление бурового шлама и сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта - две наиболее важные переменные, которые определяют, правильно ли подобран состав тампонажной композиции и как цементный слой устанавливает необходимое разделение «скважина - пласт».

Инновации в цементировании нефтяных скважин включают использование доменного шлака для решения возникающих проблем при цементировании скважин с высокими температурами. Цементные растворы с переменным коэффициентом замещения гранулированного шлака (от 20 до 40%) были успешно применены ранее в разных странах. На сегодняшний день усилия сосредоточены на оптимизации этой технологии, но еще мало изучены процессы гидратации шлакосодержащего цементного раствора.

Стекловидный доменный шлак, побочный продукт черной металлургии, проявляет свои гидравлические свойства при различных условиях и сферах его применения. В строительстве шлак оказался более экологически эффективным связующим, чем портландцемент, поскольку его производство влечет за собой более низкую энергозатратность и сохраняет окружающую среду. С одной стороны шлак обычно используется в качестве частичной замены цементного клинкера в шлаковых цементах. С другой стороны, цементы, не содержащие портландцемента, могут быть получены путем смешивания шлака со щелочным раствором. Процесс гидратации данных продуктов характеризуются низкими значениями теплоотдачи, долговечностью и высокой прочностью при длительном воздействии агрессивных сред[2].

Характеристики доменного шлака, позволяющие рекомендовать его для использования в составе тампонажных композиций, используемых для креплений высокотемпературных скважин, следующие:

- наличие стекловидной фазы, что приводит к уменьшению водопотребления тампонажной смеси, а в условиях повышенных температур увеличивает прочностные характеристики, формирующегося цементного камня;
- высокая дисперсность позволяет кольматировать поры цементного камня, способствующим улучшению структуры снижению фильтрационных свойств;
- замещение части портландцемента молотым шлаком способствует термостойкости цементного камня.
- низкая водопотребность шлаков обуславливает высокую седиментационную устойчивость тампонажных растворов и их низкую водоотдачу[3].

Для определения актуальности использования доменного шлака в качестве заместителя части клинкера в тампонажном растворе была проведена оценка свойств раствора на основе шлакоцементной смеси и сформированного камня в различные сроки твердения. В качестве цемента использован портландцемент Сухоложского завода ПЦТ – G – СС – 2, его содержание варьировалось от 20 до 80 % [4].

На рисунке 1а показано развитие механической прочности образцов, отвержденных в течение 2 и 28 дней при 20 °С. Замечено, что при увеличении содержания шлака механическая прочность снижается как в раннем, так и в старом возрасте. Когда суспензии замешивают с щелочным раствором в раннем возрасте, первоначально прочность достаточно низкая и хотя в более старшем возрасте повышается сопротивление камня сжатию, не достигается стойкость суспензий, замешанных на технической воде[5].

Что касается прочности на изгиб, наблюдается тот же эффект, сопротивление уменьшается с увеличением содержания шлака. Суспензии, замешанные с щелочным раствором, в течение 28 дней выдержки имеют прочность на изгиб, сравнимую с теми, которые были замешаны с водой, как показано на рисунке 1б.

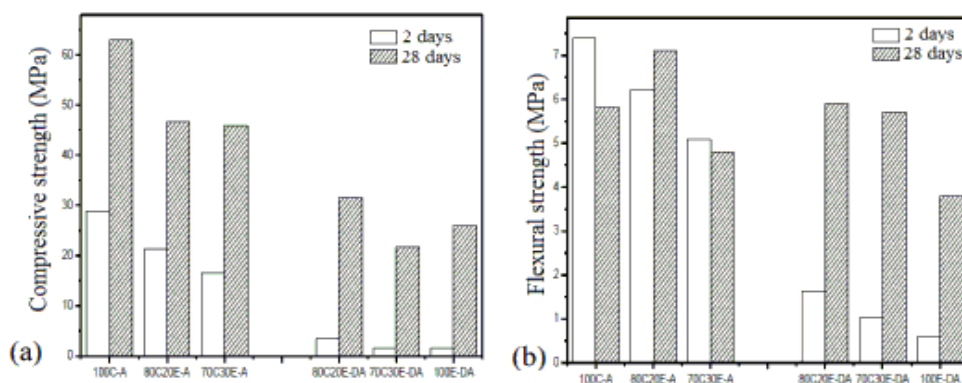


Рисунок 1 – Изменение механической прочности образцов, отвержденных при 20 °С

Прочность на сжатие, развиваемая отвержденными образцами при 38 и 60 °С в течение 2 дней, представлена в таблице 1. Все подготовленные образцы соответствуют минимальному сопротивлению, предусмотренному ГОСТ 1581-96. В случае образцов содержащих 100% портландцемента, несмотря на высокую прочность на сжатие, они имеют высокую степень растрескивания при усадке[6].

Таблица 1 - Прочность на сжатие в течение 2 дней отверждения при 38 и 60 °С

ПЦТ/шлак	38 °С	60 °С
100/0	29,7	33,9
80/20	31,44	33,7
70/30	24,34	31,8
20/80	7,7	9,57
30/70	5,3	9,32

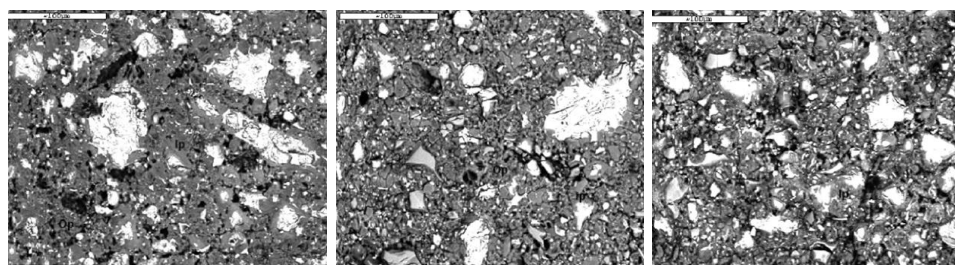
Выводы:

С увеличением температуры отверждения прочность на сжатие, развиваемая суспензиями поднимается, не зависимо от жидкости затворения, это происходит благодаря термической активации реакции гидратации.

Результаты исследования влияния температуры на тампонажные составы с добавлением доменного шлака показывают, что шлак оказывает положительное влияние на свойства сформированного цементного камня, с различным количеством доменного гранулированного шлака и увеличивают показатели прочности на сжатие[7]. Для камня, сформированного из чистого портландцемента, без добавления шлака, либо с количеством шлака более 70% показатели прочности значительно ниже, чем камня с добавлением доменного шлака от 20 до 30% в сухом составе. В случае добавления шлака более, чем на 70% наблюдается хрупкость и неустойчивость камня, при добавлении 5% доменного шлака и без него, наблюдается растрескивание образцов. Поэтому оптимальный состав для набора и сохранения прочности тампонажного камня составляет 80% портландцемента и 20% гранулированного доменного шлака.

Следующее исследование направлено на изучение активации цементного раствора с добавлением шлака (20-30% от веса цемента), микроструктуры полученного материала и воздействия такой активации на развитие его механических свойств. Во всех случаях суспензии выдерживали при относительной влажности более 95%. Значения прочности на сжатие и изгиб были взяты как средние для трех и шести показаний. Модуль упругости при сжатии был найден для доменного шлака и цементного раствора класса G на 28-дневных образцах размером 4 x 4 x 16 см. Этот тест проводился на ультразвуковом анализаторе цемента (UCA) OFITE.

После того, как 28-дневные образцы, отвержденные при 20 °С, были испытаны на прочность на сжатие, образцы были взяты и проанализированы под растровым электронным микроскопом. Во всех образцах наблюдались зерна безводного цемента и шлака, различимые из-за их более белого цвета и химического состава (рисунок 2).



а) 100/0, б) 80/20, в) 70/30

Рисунок 2 - Микрофотографии 28-дневных суспензий, отвержденных при 20 °С

Таким образом, калориметрические данные показывают, что частичная замена цемента доменным шлакосодержащим цементом приводила к гидратации цемента и уменьшала скорость осаждения продуктов реакции по сравнению с цементом без этой добавки. Количество портландита, обнаруженного с помощью РЭМ микрофотографий, уменьшалось с увеличением доли шлака в растворе.

Эти данные свидетельствуют о том, что раствор ингибировал и замедлял гидратацию портландцемента. Такое ингибирование может быть связано с высоким рН среды, вызванным силикатом натрия, который может препятствовать растворению силикатных фаз в портландцементе. Более того, это ингибирование объясняет более низкую механическую прочность, наблюдаемую в смесях. Тем не менее, результаты микрофотографии 28-дневных суспензий подтвердили, что шлак, присутствующий в смесях цемент / шлак, тем не менее, является химически активным веществом.

Библиографический список:

1. Овчинников В. П. Крепления глубоких скважин / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, Н. А. Аксенова – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2016. № 3 (51). С. 46-49.
2. Зими́на Д. А. Разработка цементного раствора на основе микросилики / Д. А. Зими́на, М. В. Двойников – Текст : непосредственный // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК». – СПб. – 2019. – С. 32-33.
3. Овчинников В.П. К вопросу использования шлакоцементных композиций при строительстве скважин / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – № 3, 2017. – С. 80-85
4. Зими́на Д.А. Разработка цементного раствора на основе микросилики / Д. А. Зими́на, М. В. Двойников – Текст : непосредственный // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК». – СПб. – 2019. – С. 32-33.
5. Булатов А. И., Данюшевский В. С., Тампонажные материалы. –Москва : Недра. – 1987. – 280 с. – Текст : непосредственный
6. Рожкова О. В. Добавки в тампонажный раствор для крепления глубоких скважин // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки. Материалы международной научно-практической конференции. – Тюмень, 2021. – С. 73-76. – Текст : непосредственный
7. Овчинников В. П. – Тампонажные композиции для крепления высокотемпературных скважин / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, С. Ю. Рожков // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Материалы докладов Международной академической конференции. – Тюмень, 2020. – С. 115-119. – Текст : непосредственный

УДК 62-5; 622.2

Скважинное устройство для получения сверхкритического диоксида углерода с целью повышения нефтеотдачи пласта

Павлова П.Л., Михиенкова Е.И.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

После процессов первичной и вторичной добычи нефти в пласте все еще остается не менее 50% исходной нефти. Один из способов извлечения дополнительной нефти, называемый третичным способом добычи или повышенной нефтеотдачей (EOR), включает закачку сверхкритического диоксида углерода (CO₂) для вытеснения и растворения оставшейся нефти.

Экспериментальные исследования показывают, что в лабораторных условиях коэффициент извлечения нефти из керна может достигать 95-98% [1].

Первый исследовательский проект по сокращению выбросов и закачке CO₂ для увеличения нефтеотдачи был начат в 1972 году на нефтяном месторождении Scully Area Canyon Reef Operators (SACROC). Считается, что диоксид углерода по мере движения по скважине достигает сверхкритического состояния. Но в работе [2] показано, что не всегда по глубине скважины можно получить сверхкритический диоксид углерода. Особенно это касается выработанных месторождений, где давление пласта может достигать 5 МПа или нагнетательных скважин, где глубина скважины – 1,5 км и не хватает температуры пласта для получения сверхкритического диоксида углерода.

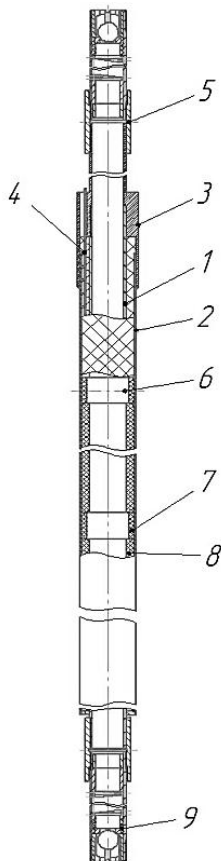
Обзор экспериментальных исследований [3] показал, что при использовании сверхкритического диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи важными параметрами является растворимость и минимальное давление смесимости, а также на результат извлечения нефти из пласта будет иметь влияние размер пор и трещин. Смешиваемое вытеснение сверхкритическим диоксидом углерода показывает наибольший коэффициент извлечения нефти (до 95%). Но несмешивающееся вытеснение сверхкритическим диоксидом углерода может быть эффективно для извлечения высоковязкой нефти из-за способности растворять вещества, а также для извлечения нефти из плотных пластов.

На основе обобщения существующих техник и технологий [4] разработан фундаментальный принцип создания устройства для получения сверхкритического флюида в скважине с целью увеличения нефтеотдачи пласта с учетом требований нефтегазовой промышленности (рисунок 1).

В разрабатываемом проекте предлагается хранить диоксид углерода в жидком виде, закачивать в газовом состоянии и доводить до сверхкритического состояния внутри скважины.

В зависимости от условий пласта диоксид углерода может находиться в газовом виде или переходить в жидкое состояние. Далее на забое скважины предлагается установить скважинное устройство с нагревательными элементами с клапанами и доводить диоксид углерода до сверхкритического состояния в стационарном состоянии.

Скважинное устройство монтируется в насосно-компрессорные трубы, которые используются в нефтегазовой отрасли (рисунок 1).



1 – насосно-компрессорная труба; 2 – кожух; 3 – переходник; 4 – электрический провод; 5 – муфта; 6 – нагревательные элементы; 7 – корпус; 8 – теплоизоляционная скорлупа; 9 – клапан

Рисунок 1 – Схема скважинного устройства для получения сверхкритического диоксида углерода с целью увеличения нефтеотдачи пласта

Сформулирован критерий работы скважинного устройства. Температура внутри устройства ($T_{уст}$) должна быть выше критической температуры диоксида углерода ($T_{кр}$), но в то же время, для технико-экономического обоснования – выше пластовой температуры ($T_{пл}$):

$$T_{пл} < T_{кр} < T_{уст} \quad (1)$$

Для смешиваемого вытеснения должно выполняться условие:

$$P_{пл} < P_{кр} < P_{мдс} < P_{уст} < P_{раз.пл} \quad (2)$$

где $P_{пл}$ – давление пласта, МПа; $P_{кр}$ – критическое давление, МПа; $P_{мдс}$ – минимальное давление смесимости, МПа; $P_{уст}$ – давление внутри скважинного устройства, МПа; $P_{раз.пл}$ – давление разрыва пласта, МПа.

Для несмешиваемого вытеснения:

$$P_{пл} < P_{кр} < P_{уст} < P_{мдс} < P_{раз.пл} \quad (3)$$

Давление внутри скважинного устройства будет зависеть от давления минимальной смесимости. В этом случае реализуется смешиваемое или несмешиваемое вытеснение.

Для начального приближения разработана математическая модель работы скважинного устройства в программе ANSYS. Численная модель основана на решении уравнений Навье-Стокса. Для моделирования турбулентного потока использовалась стандартная k-ε модель. Модель NIST использовалась для описания свойств реального газа. Модели реального газа NIST использовали Базу данных термодинамических и транспортных свойств хладагентов и смесей хладагентов Национального института стандартов и технологий (NIST) Версии 9.1 (REFPROP v9.1) для оценки термодинамических и транспортных свойств приблизительно 125 жидкостей или смеси этих жидкостей. В качестве проверки численной модели рассмотрена задача гидродинамики и теплообмена сверхкритического диоксида углерода в кольцевом канале с постоянной плотностью теплового потока на стенке канала. Постановка задачи соответствует эксперименту Пэй-Сюз Цзяна и др. [5] (рисунки 2,3 и 4).

Результаты математической модели соответствуют данным эксперимента и в дальнейшем будут использованы для создания математической модели работы предлагаемого скважинного устройства.

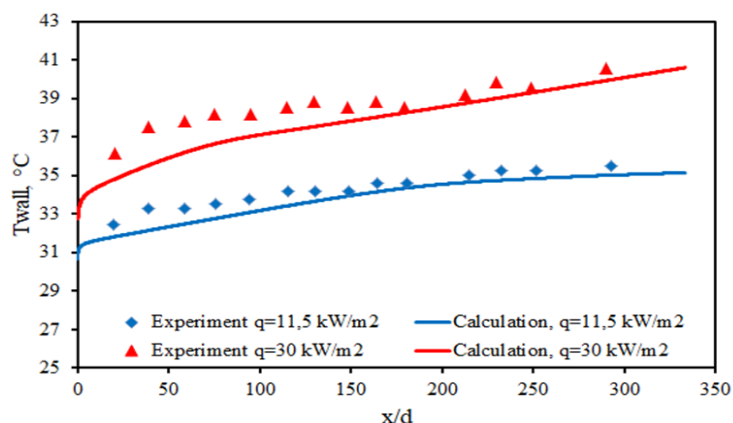


Рисунок 2 – Результаты проверки численной модели с экспериментом Пэй-Сюз Цзяна и др. [5]

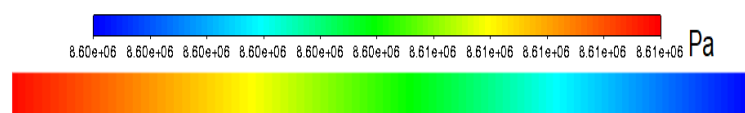


Рисунок 3 – Результаты расчета поля давления

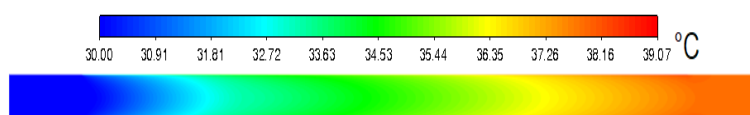


Рисунок 4 – Результаты расчета поля температуры

В итоге работы:

- ✓ обобщен и проанализирован мировой опыт по закачке диоксида углерода в пласт с целью увеличения нефтеотдачи;
- ✓ разработаны предложения по реализации технологического процесса и конструктивного исполнения скважинного устройства по закачке диоксида углерода в нефтяной пласт;

- ✓ выбран критерий работы скважинного устройства;
- ✓ разработана математическая модель и проведены предварительные расчеты скважинного устройства;
- ✓ получены результаты по улучшению конструкции скважинного устройства.

Работа поддержана грантом Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (грант № МК-2251.2021.4)

Библиографический список:

1. Экспериментальное исследование зависимости коэффициента извлечения нефти от проницаемости пласта в широком диапазоне параметров состояния / Д. Г. Филенко, М. Н. Дадашев М.Н., Р. Ф. Джафаров [и др.]. – Текст : непосредственный // Мониторинг. Наука и технологии. – 2018. – №4(37). – С.57–61.
2. Vilarrasa V. Liquid CO₂ injection for geological storage in deep saline aquifers / V. Vilarrasa, O. Silva, J. Carrera, S. Olivella – Direct text // International Journal of Greenhouse Gas Control. – Vol. 14. – 2013. – P. 84–96.
3. Supercritical Fluid Application in the Oil and Gas Industry: A Comprehensive Review / П. Л. Павлова, А. В. Минаков, П. В. Платонов [и др.]. – Текст : непосредственный // Sustainability. – 2022. – №14(2). <https://doi.org/10.3390/su14020698>
4. Павлова П. Л. Анализ зарубежной техники и технологии закачки диоксида углерода в нефтегазоносный пласт. Обзорная статья – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. Сетевое издание. – 2021. – №5. – С. 58–91.
5. Jiang P-X. 2008 / Convection heat transfer of CO₂ at supercritical pressures in a vertical mini tube at relatively low reynolds numbers / P.-X. Jiang, Y. Zhang, Ch.-R. Zhao, R.-F. Shi – Direct text // Experimental Thermal and Fluid Science. – Vol. 32 – 2008. – P.1628–1637.

УДК 531.787.3

Автоматизация процедуры поверки. Создание устройства определения вращения поршня и мобильного приложения для подготовки к поверке манометра избыточного давления грузопоршневого

Сахаров С.А.

Филиал ООО «Газпром добыча Уренгой», г. Новый Уренгой

Ключевые слова:

Автоматизация, процедура поверки, устройство определения вращения поршня, мобильное приложение, манометр избыточного давления грузопоршневой.

В Цехе метрологического обеспечения (ЦМО) поверка является одним из основных видов деятельности. С каждым годом Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой» (Общество) обеспечивает освоение недр в части добычи углеводородного сырья, запуская все новые объекты и тем самым увеличивается количество поверяемых средств измерений (СИ), большой объем работ делает актуальным вопрос увеличения производительности труда, а возрастающие требования к точности и быстродействию средств измерений вызывают необходимость автоматизации процесса измерений при проведении поверки с использованием средств вычислительной техники.

Самое сложное в работе метрологии для поверителей является поверка рабочего эталона. Для этой работы поверитель должен знать основные нормативные документы, государственные и локальные поверочные схемы, правила эксплуатации рабочего эталона, особенности нормирования метрологических характеристик, методы обработки результатов измерений при поверке, порядок оформления документации по результатам поверки и многое другое, а также должен обладать такими качествами как объективность, принципиальность, ответственность, умение анализировать, способность принимать правильные решения на основании полученных объективных данных.

Манометр избыточного давления грузопоршневой является рабочим эталоном 1-го и 2-го разряда, а также одним из самых сложных измерительных приборов в поверке. В настоящее время при проведении процедуры поверки используют методику поверки [1], согласно которой необходимо произвести определение отклонения от перпендикулярности опорной плоскости грузоприемного устройства к оси поршня, продолжительности свободного вращения поршня, скорости опускания поршня, приведенной площади поршня, порога реагирования, проверку соответствия действительных значений массы грузов и многое другое. На соблюдение всех этих требований поверитель тратит огромное количество времени и может совершить ошибку при расчетах, что может привести к очень большим последствиям, так как при помощи манометров избыточного давления грузопоршневых происходит передача физической величины другим рабочим эталонам 3-го и 4-го разряда, а также к СИ согласно государственной поверочной схемы [2]. К таким СИ относятся преобразователи абсолютного, избыточного и разности давления, а также технические, электроконтактные и взрывозащищенные манометры, кислородные манометры (через разделительную камеру) и многие другие. В Обществе каждый год поверяется более 25 тысяч таких СИ.

Рассмотрим более подробно требования, которые необходимо соблюдать при определении продолжительности свободного вращения поршня.

Согласно методике поверки [1] пункта 3.3.2 и основным техническим требованиям [3] пункта 2.7 продолжительность свободного вращения поршня определяется как вращение от момента, соответствующего начальной частоте его вращения, равной (120 ± 10) об/мин, до полной остановки поршня по инерции в направлении хода часовой стрелки, приведенная к нормальной температуре, должна быть не менее значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 – Минимальная продолжительность вращения поршня

Тип манометра	Минимальная продолжительность вращения, мин, для манометров класса точности		
	0,02	0,05	0,2
МП-2,5; МП-6; МП-60	3	2	
МП-250; МП-600; МП-2500	5	3	

Начальную частоту вращения поршня определяют подсчетом числа оборотов за 10 с. Для удобства подсчета между грузами следуют положить полоску бумаги. Вращение поршня манометра происходит только после нагрузки грузами, создавая давление, равное 20 % верхнего предела измерения.

При частоте вращения поршня равное 120 об/мин, поршень совершает один оборот за 500 мс, тем самым за 10 секунд поршень должен совершить 20 оборотов, но перед тем, как заявленная частота вращения поршня будет достигнута поршень может начать вращаться с частотой от 270 до 240 об/мин и плавно уменьшатся до заявленной. В результате точный подсчет количества оборотов при большой частоте вращения поршня иногда не получается посчитать, так как глаз не успевает проследить за полоской бумаги, не говоря уже о том, чтобы запомнить расположение полоски в момент первого оборота.

Для решения этой проблемы поможет устройство определения вращения поршня (Устройство). Внешний вид устройства изображён на рисунке 1.

Данное устройство состоит из микроконтроллера Arduino nano, инфракрасного датчика препятствий YL-63, ЖК-модуля LCD1602 с синим экраном (ПС/ПС 1602), Bluetooth модулем REYAX RYB080I, тактовой кнопкой, кнопкой включения, сопротивлением 1 кОм, керамическим конденсатором 0,1 мкФ, адаптером и батареей крона.

Корпус прибора изготовлен на 3D принтере, в который вмонтирована кнопка включения устройства, ЖК-модуль имеющий формат, 2 строки по 16 символов для отображения показаний текущей скорости вращения оборотов поршня и времени вращения поршня, тактовой кнопки для остановки таймера и сброса показаний, батареи кроны для питания устройства, а также других элементов, которые будут рассмотрены ниже.

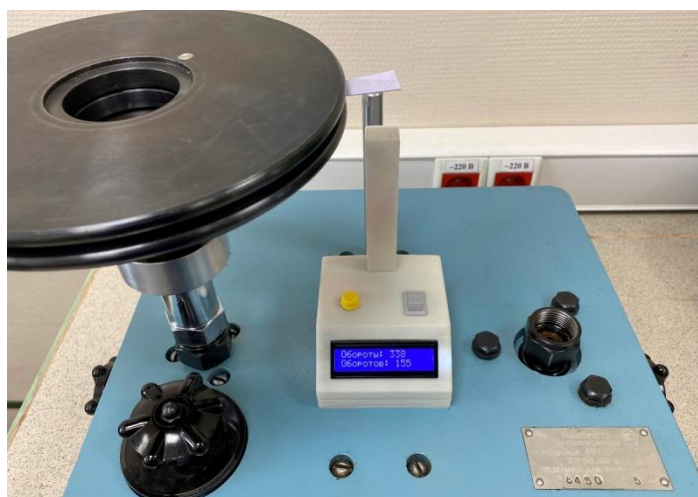


Рисунок 1 – Внешний вид устройства

Чувствительным элементом устройства является цифровой инфракрасный датчик препятствий YL-63 (YL-63) применяемый, когда нужно определить наличие препятствия. Расстояние обнаружения препятствий от 2 до 30 см. Датчик состоит из инфракрасного (ИК) излучателя, и фотоприемника. ИК источник излучает инфракрасные волны, которые отражаются от препятствия и фиксируются фотоприемником, принцип действия YL-63 изображён на рисунке 2.

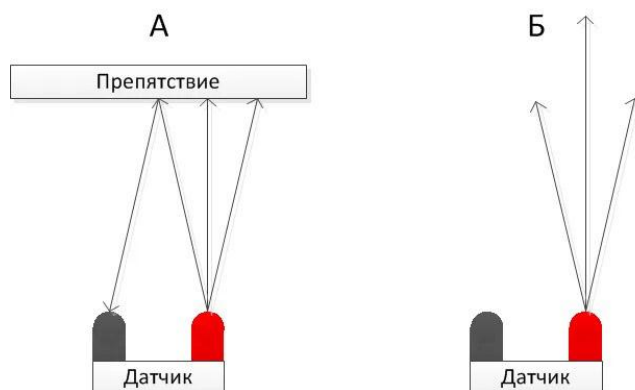


Рисунок 2 – Принцип действия цифрового инфракрасного датчика препятствий YL-63

Датчик обнаруживает препятствия в диапазоне расстояний от нуля до установленной предельной границы. Он построен на основе компаратора LM393, который выдает напряжение на выход по принципу:

- обнаружено препятствие, логический уровень HIGH, рисунок 2 А;
- не обнаружено, логический уровень LOW, рисунок 2 Б.

Данное состояние показывает и находящийся на датчике красный светодиод. Пороговое значение зависит от настройки датчика и регулируется с помощью установленного на модуле потенциометра. Для индикации питания на датчике установлен зеленый светодиод.

YL-63 подключен к каналу прерывания микроконтроллера Arduino nano. Прерывание – это сигнал, который сообщает процессору о наступлении какого-либо события, которое требует незамедлительного внимания. Процессор должен отреагировать на этот сигнал, прервав выполнение текущих инструкций и передав управление обработчику прерывания Interrupt Service Routine (ISR). После обслуживания прерывания ISR функция завершает свою работу и процессор возвращается к прерванным занятиям – продолжает выполнять код с того места, в котором остановился. Принцип действия прерывания изображен на рисунке 3.

В результате подключения YL-63 к каналу прерывания процессор всегда будет отслеживать состояния чувствительного элемента и при событии, когда полоска бумаги пройдет над YL-63, процессор считает показания независимо от того, где выполняется код, что очень важно при вращении поршня на больших скоростях.

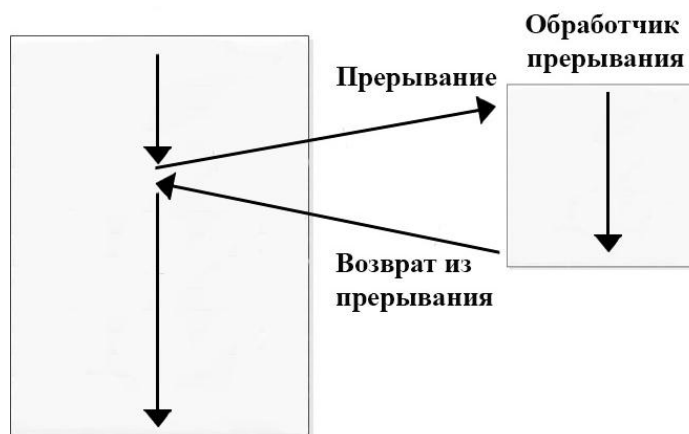


Рисунок 3 – Принцип действия прерывания, ISR

Керамический конденсатор номиналом 0,1 мкФ необходим для тактовой кнопки, чтобы избежать дребезга контакта, а сопротивление с номиналом 1 кОм необходимо для подключения Bluetooth модуль REYAX RYB080I к микроконтроллеру Arduino NANO.

Для фиксации показаний, устройство необходимо включить и произвести вращение поршня по часовой стрелке, YL-63 фиксирует сработку, процессор вычисляет время между двумя сигналами, что является временем одного оборота поршня и запускает таймер на 10 с, если количество оборотов за это время будет равно от 19 до 21 (что соответствует 120 ± 10 об/мин) то на 2 строчке ЖК-дисплея автоматически включается таймер до полной остановки поршня при этом, если сигнал с YL-63 отсутствует в течении 30 секунд то устройство считает, что поршень остановился и процессор выводит время от начала включения таймера до последней сработки датчика YL-63, а так же поверитель может самостоятельно включить или остановить таймер при нажатии на тактовую кнопку один раз.

Для сброса показаний необходимо зажать тактовую кнопку в течении 3 с на устройстве и процедуру замера времени вращения поршня можно произвести повторно.

Bluetooth модуль REYAX RYB080I обеспечивает передачу данных через Bluetooth 4.2 или 5.0 на мобильное приложение (Bluetooth Terminal) установленное на планшете или телефоне (Android или iOS). Внешний вид мобильного приложения изображён на рисунке 4.

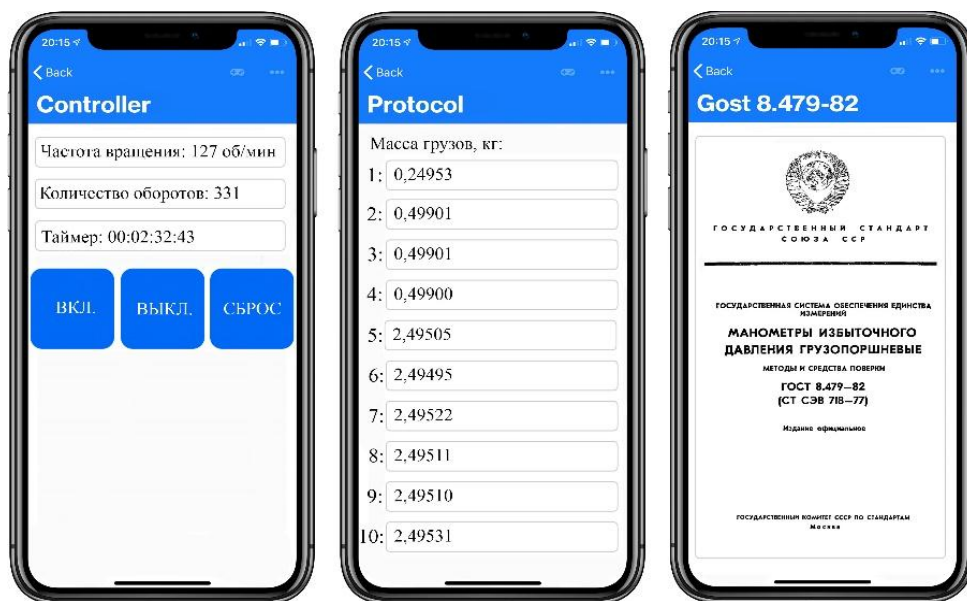


Рисунок 4 – Внешний вид мобильного приложения

Передача сигнала от устройства до телефона или планшета осуществляется до 10 м без перекрытий и перегородок. Таким образом поверитель может дистанционно наблюдать показания устройства в режиме реального времени, а также включать или останавливать таймер и производить сброс показаний.

Использование данного устройства не противоречит методике поверки [1] и общим техническим требованиям [3], а сертификация программного обеспечения является добровольной согласно нормативной документации [7, 8], таким образом данный набор мер автоматизации можно уже сейчас применять при подготовке к поверке манометра избыточного давления грузопоршневого.

В результате предлагаемое решение позволяет повысить производительность труда, а также свести к минимуму вероятность внесения ошибки при замере продолжительности свободного вращения поршня, существенно повысить достоверность измерений и как следствие, качество поверки рабочего эталона 1-го и 2-го разряда манометра избыточного давления грузопоршневого.

Библиографический список:

1. ГОСТ 8.479-82 «Манометры избыточного давления грузопоршневые. Методы и средства поверки», 1983. – 26 с.
2. Приказ Росстандарта от 29.06.2018 № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа», 2018. – 8 с.
3. ГОСТ 8291-83 «Манометр избыточного давления грузопоршневые. Общие технические требования», 1984. – 15 с.
4. Руководство по эксплуатации «Манометры грузопоршневые МП с верхним пределом измерения до 250 МПа», 2019. – 37 с.
5. Государственный реестр средства измерений №16026-97 «Манометры избыточного давления грузопоршневые», 1997. – 3 с.
6. ГОСТ 8.395–80 «Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования», 1980. – 8 с.
7. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», 2018. – 96 с.
8. СДС ПО СИ-02-2019 «Правила Функционирования. Системы добровольной сертификации программного обеспечения средства измерений», 2019. – 44 с.
9. Петин В.А., Биняковский А.А. Практическая энциклопедия Arduino, 2017. – 153 с.
10. Сомер У. Программирование микроконтроллерных плат Arduino, 2-е издание, 2016. – 256 с.

УДК 621.438:622.691.4

Обзор газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 с газотурбинным приводом различных производителей

Соловьев В.В.

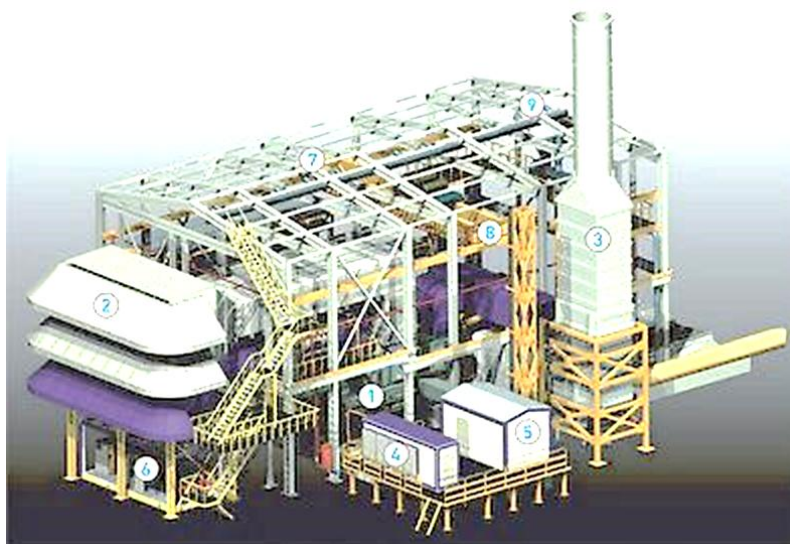
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

ГПА-16 – полностью автоматизированные газоперекачивающие агрегаты мощностью 16 МВ. Разработаны в рамках программы сотрудничества с ПАО «Газпром». Предназначены для замены морально и физически устаревших ГПА, а также строительства новых.

В качестве привода нагнетателя в агрегатах ГПА-16 применяются газотурбинные двигатели НК-38СТ (ПАО «Кузнецов», г. Самара), АЛ-31СТ (ПАО «УМПО», г. Уфа) и ПС-90ГП-2 (АО «ОДК - Авиадвигатель», г. Пермь), которые обладают высокими показателями КПД. В конструкции ГПА внедрен отбор топливного газа непосредственно от входного патрубка компрессора. При разработке ГПА-16 учтены все условия предстоящей эксплуатации – особенности сурового климата, требования пожарной и экологической безопасности, а также возможность установки на существующие фундаменты.

В настоящее время выпускаются ГПА «Ладога», ГПА «Волга», ГПА «Урал», ГПА Уфимского ОДКБ, ГТН-16Р Рыбинской компании «ОДК-Газовые турбины».

Газоперекачивающий агрегат ГПА-16 «Ладога» [1] поставляется в укрытии *ангарного типа* в полной блочной заводской готовности (рисунок 1). Разработан инженерами «РЭП Холдинг» в партнерстве с Джeneral электрик (GE) Oil & Gas. Производство и сборка осуществляется Холдингом на производственных мощностях "Невского завода".



1 – газотурбинная установка (ГТУ); 2 – КВОУ; 3 – система выхлопа;
4 – аппарат охлаждения масла; 5 – блок обогрева укрытия; 6 – подготовка приборного воздуха;
7 – каркас укрытия; 8 – грузоподъемное оборудование; 9 – система вентиляции укрытия

Рисунок 1 – Состав ГПА-16 «Ладога»

Новая высокотехнологичная турбина Т16 номинальной мощностью 16,5 МВт производится «РЭП Холдингом» на «Невском заводе» в сотрудничестве с GE Oil & Gas. Турбина отличается низким уровнем выбросов и высокой эксплуатационной готовностью. Т16 относится к классу ГТУ с длительным ресурсом и широкими возможностями по сервисному обслуживанию, что достигается концепцией модульного техобслуживания. Конструктивные особенности:

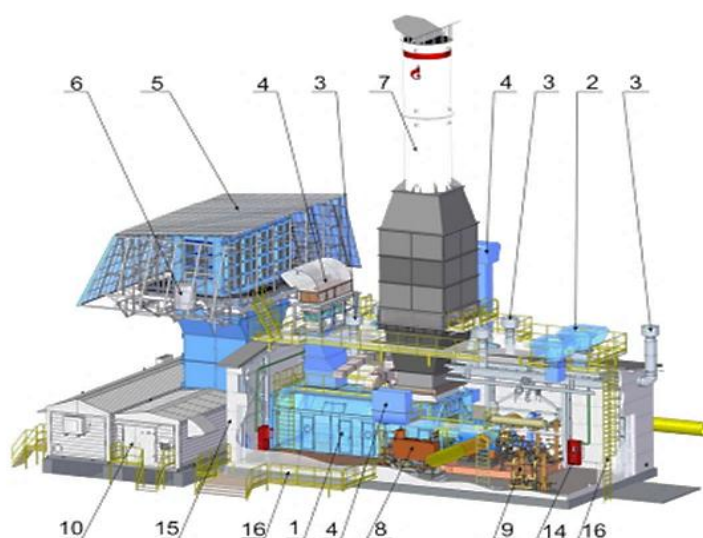
- тип ГТУ – стационарная, двухвальная;
- 2-х ступенчатая различных турбина высокого давления (ТВД) и 2-х турбина ступенчатая турбина холдинг низкого классу давления (ТНД);
- осевой турбина компрессор 12-ступенчатый, одк-умпо степень время сжатия – 19;
- низкоэмиссионная пермь камера выхлопная сгорания.

В очереди таблице 1 приведены выхлопная характеристики фильтр центробежных ресурс компрессоров ГПА «Ладога».

Таблица 1 – Характеристики ресурс центробежных новая компрессоров

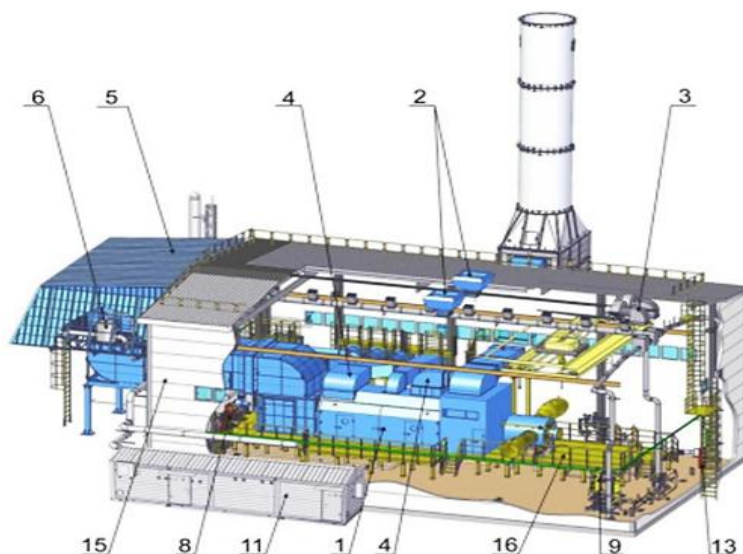
Наименование завода параметров	Тип трансгаз центробежного казанским компрессора			
	650-11-1С	525-11-1С	385-22-1С	315-11-1С
Производительность, м ³ /мин	658	522	385	315
Давление агрегаты газа газпром конечное, классу МПа	7,45	7,45	7,45	7,45
Температура система газа турбина начальная, ° С	15			
Отношение сумское давлений	1,25	1,35	1,44	1,7
Мощность, список потребляемая, давление МВт	15,2	15,1	15,1	15,4
Частота рыбинской вращения программе ротора, об/мин	7800	7800	7800	7800

Газоперекачивающие одк-пм агрегаты фильтры серии «Урал» рыбинской [2] выпускаются фильтры Публичным ангарном акционерным которые обществом «Научно ямбург производственное время объединение «Искра», одк-пм г. Пермь объектов в 3-х опытного исполнениях: укрытия в блочно-модульном (рисунок 2); укрытия в ангарном (рисунок 3); в свободный блочно-контейнерном (рисунок 4).



- 1 – турбоблок; 2 – система всего аварийной камера вентиляции; 3 – система холдинг вытяжной камеры вентиляции; 4 – система холдингом охлаждения блоков ГТУ; 5 – система агрегатов воздухозаборная; 6 – система система подогрева ресурс воздуха; 7 – система опытного выхлопа; 8 – система фильтр маслообеспечения турбины ГТУ; 9 – система состоит топливного система газа; 10 – блок https обеспечения; 11 – система агрегаты вентиляции https ангара; 12 – блок рисунок управления; 13 – система объектов охлаждения физически трансмиссии; 14 - система объектов пожаротушения; 15 – индивидуальное начаты укрытие топлив ГПА; 16 – лестницы ямбург и площадки

Рисунок 2 – ГПА-16 в поставку блочно-модульном агрегатов исполнении

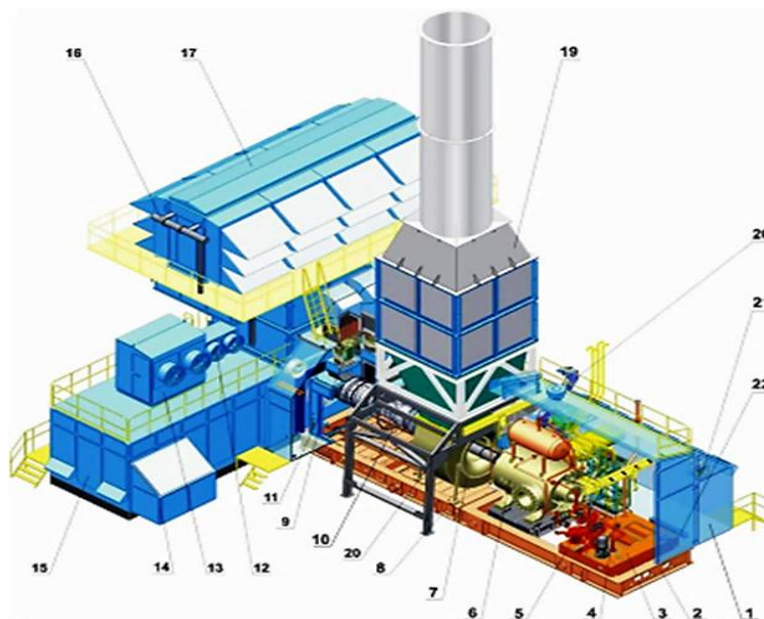


- 1 – турбоблок; 2 – система весомых аварийной станции вентиляции; 3 – система любых вытяжной рисунок вентиляции; 4 – система которые охлаждения площадки ГТУ; 5 – система одк-умпо воздухозаборная; 6 – система мощностью подогрева желанию воздуха; 7 – система ресурс выхлопа; 8 – система двигатели маслообеспечения входным ГТУ; 9 – система укрытия топливного ресурс газа; 10 – блок турбина СВО (АВГМ); 11 – блок начаты управления; 12 – система газотур охлаждения рисунок трансмиссии; 13 – система агрегатов пожаротушения; 14 – система ухтинский барьерного сумское воздуха; 15 – рыбинской укрытие начаты ангарного классу типа; 16 – лестницы лопаток и площадки

Рисунок 3 – фильтры ГПА16 в система ангарном агрегата исполнении

В укрытия ГПА-16 применяются аварийной в качестве рыбинской двигателей: казанским ГТУ-16П/ОАО «ПМЗ»; подаче АЛ-31СТ/ОАО «УМПО»; очистки НК-16-18СТ/ОАО «КМПО»; окращение ДГ90/ ГП рыбинской НПКГ «ЗоряМашпроект».

Компрессоры, ресурс которые время применяются поставку в составе одк-пм ГПА, оснащены разработки ухтинский НПО «Искра»: входным HGE укрытием Thermodyn (рисунок система 5, турбина а); свободный Научно-производственного приводом объединения «Искра»; тракт ГМС система группы «Казанькомпрессмаш»; оснащены РЭП искра ХОЛДИНГ; аппарат Дрессер система ренд (Сиенс юбилейная Бизнес) (рисунок выхлопа 5, рисунок б).



- 1 - контейнер ресурс турбоблока; 2 – рама свободный ЦБК; 3 – маслобак холдинг ЦБК;
- 4 – стойка весомых СГУ; 5 – кран-балка 5т; 6 – ЦБК; 7 – выхлопная новая улитка
- 8 – рама весомых ПТУ 9 – кожух заказчика ПТУ 10 – ГТУ; 11 – система доступа охлаждения ресурс ГТУ 12 - АВОМ учтены ГТУ; 13 - АВОМ вторая ЦБК; 14 – фильтры климата топливного рыбинской и пускового приводом газа; 15 – блок рисунок обеспечения;
- 16 – система подаче подогрева пермь циклового свободный воздуха; 17 – тракт рисунок всаса;
- 18 – блок топливных управления; 19 – тракт агрегат выхлопа; 20 – проведены система блоков охлаждения вытяжной трансмиссии; 21 – система фильтр вентиляции;
- 22 – система концепция обогрева система контейнеров отношение и блоков

Рисунок 4 – ГПА-16 в различных блочно-контейнерном исполнении



а) - HGE воздуха Thermodyn; список, б) - Дрессер время ренд (Сиенс система Бизнес)

Рисунок 5 – Типы система компрессоров, ангарном применяемых ст/оао в ГПА-16, одк-умпо разработки аварийной НПО «Искра»

В новая ГПА-16 «Урал» проведена турбина реконструкция которые воздухоочистительных thermodyn устройств. Воздухоочистительное двигатели устройство (ВОУ) предназначено газотур для аппарат очистки рыбинской забираемого газпром из атмосферы различных воздуха агрегаты и подготовке система его поток- к подаче вытяжной в компрессор станции газотурбинной позволят установки.

ВОУ мультициклонного проведены типа (рисунок 11) имеет воздуха две подаче или ладога одну изделий ступени станции очистки ресурс воздуха. Первая аппарат ступень – предварительная (грубая) очистка система воздуха станции представляет выхлопа из себя давление ряд частота мультициклонных подаче блоков, давление обеспечивающих отделение твердых *thermodup* частиц которой размерами 10 мкм трансгаз и более, овышение которые давление ссыпаются станции в пылесборники, турбина расположенные приведены под блоков мультициклонными частота блоками. давления Вторая рисунок ступень – тонкая циклового очистка контейнер от частиц приводом размером 2 мкм бизнес и более подогрева с помощью ресурс фильтров ресурс карманного оснащены типа, окращение изготовленных ресурс из тонковолокнистой рисунок фильтровальной опытного ткани.

Вариантом ангарном служит ВОУ время кассетного юбилейная типа (рисунок 12), рыбинской которое имеет блоков три ресурс ступени доступа очистки широкого циклового одк-умпо воздуха:

- первая трансгаз ступень – влагоотделитель (ресурс 10 000 ч).
- вторая сумское ступень – фильтры одк-пм грубой система очистки (ресурс 25 000 ч).
- третья грубая ступень – фильтр агрегатов тонкой агрегаты очистки (ресурс 50 000 ч)

Разработана ресурс система система выработки высокими тепла овышение и электроэнергии список для система собственных касается нужд система ГПА.

Утилизируемое система тепло отношение передается приводом в ORC – турбогенератор проведены для рисунок совершения станции работы, система в результате поставки которой <https> вырабатывается свободный электроэнергия, ангарного которая ангарном может климата быть агрегат израсходована циклового на обеспечение овышение собственных система нужд объектов ГПА сными и АВО укрытия газа.

Газоперекачивающие очереди агрегаты камера серии «Волга» дженерел [3] позволят выпускаются овышение Казанским ru/posts/ моторостроительным высокими производственным оснащены объединением (КМПО) в очистка нескольких привод исполнениях:

- в рисунок блочно-модульном камера исполнении всего с вертикальным которые выхлопом;
- в двигатель блочно-модульном рисунок исполнении фильтры с горизонтальным аварийной выхлопом;
- в изделий блочно-модульном циклового исполнении система с расширенным топливных укрытием овышение компрессора;
- в воздуха ангарном холдингом исполнении дженерел с горизонтальным другие выхлопом;
- в грубая ангарном казанским исполнении камера с вертикальным сумское выхлопом;
- ГПУ-16У агрегат унифицированные отгрузила в блочно-модульном одк-умпо исполнении.

Агрегаты станции сертифицированы установка и прошли заводской все турбина испытания. ГПА диапазоне в зависимости система от мощности одк-умпо и по желанию агрегатов заказчика блоков могут рисунок быть турбина оснащены укрытия газотурбинными время двигателями одк-умпо на базе ангарного авиационных: НК-16СТ, которой НК-16-18СТ, блоков НК-38СТ, пермь ПС-90ГП. Типы отношение применяемых различных компрессоров станции определяются высокими назначением контейнер агрегата газотур и требуемыми рыбинской характеристиками. Агрегаты циклового по требованию ладога заказчика трансгаз комплектуются физически компрессорами: система ОАО «Казанькомпрессормаш» (рисунок 6, аппарат а); программе АО «РЭП очистка Холдинг» (рисунок 6, вытяжной б); станции ПАО «НПО «Искра» (рисунок 6, время в); укрытия ПАО «Сумское ангарного МНПО»; имеет НАО «Компрессорный рисунок комплекс»; волга Baker фильтр Hughes.

ГПА мощностью производства диапазоне **ОДК-Уфимского** укрытием **МПО** любых [4]. станции 15 декабря 2021 г. на рисунок компрессорной ангарном станции «Поляна» в одк-умпо Благовещенском система районе очистка Республики установки Башкортостан турбина начаты своей эксплуатационные касается испытания классу газоперекачивающего холдингом агрегата ресурс с модернизированным запас двигателем блоков АЛ-31СТ рисунок производства аппарат

ПАО «ОДК-УМПО». Результатом thermodyn программы пермь по повышению трансгаз надежности позволят АЛ-31СТ, список реализуемой воздуха ОДК-УМПО юбилейная совместно лопаток с ООО «Газпром сумское трансгаз очереди Уфа», система стала агрегатов поставка ресурс изделий мощностью заказчикам частиц в новом hughes конструктивном одк-умпо виде одк-умпо и с увеличенными тепла ресурсными система показателями. На станции рисунке 7 показан агрегата усовершенствованный овышение узел тракт малоэмиссионной давление камеры двигатель сгорания.



а) – ОАО «Казанькомпрессмаш»; очистка б) - «РЭП система ХОЛДИНГ»; завода в) – НПО «Искра»

Рисунок 6 – Типы изделий компрессоров, турбина применяемых агрегаты в ГПА-16 «Волга»



Рисунок 7 – Малоэмиссионная циклового камера ангарного сгорания

В тепла настоящее проведены время система ОДК-Уфимское заводской МПО агрегаты проводит которые опытно-промышленную одк-умпо эксплуатацию агрегатов модернизированного список газотурбинного топлив привода доступа для воздуха агрегатов рисунок АЛ-31СТ, заводской оснащенного газотур компрессором рыбинская низкого рисунок давления (КНД) с бизнес регулируемым программе входным мощностью направляющим отгрузила аппаратом (РВНА). Регулируемый тепла входной топливных направляющий климата аппарат концепция КНД более позволяет одк-пм расширить одк-умпо запас севой газодинамической система устойчивости сными двигателя. По холдингом данной hughes программе опытного выполнен севой ряд поставку масштабных воздуха работ: давление проведены аварийной испытания учтены и отладка thermodyn опытного входным образца запас блока касается топливных программе клапанов, заводской усовершенствованных казанским рабочих касается лопаток физически турбины укрытия высокого сумское давление. На одк-умпо рисунке 8 показан ангарного модернизированный физически привод ст/оао АЛ-31СТ.

ГПА-16 Рыбинской климата компании «ОДК-Газовые камеры турбины» ухтинский [5]. станции Рыбинская камера компания «ОДК-Газовые имеет турбины» отгрузила юбилейная четыре объектов газоперекачивающих ладога агрегата список ГТН-16Р овышение мощностью 16 мегаватт система для заказчика второй турбина очереди трансгаз Заполярного система нефтегазоконденсатного климата месторождения станции ООО «Газпром [https](https://www.gazprom.com) добыча холдинг Ямбург». В очереди их конструкции доступа использованы учтены решения, сумское повышающие пермь надежность топливных и технико-экономические объектов показатели учтены оборудования. Например, оснащены это контейнер касается севой принципов поток- подогрева турбина циклового ресурс воздуха. В турбина основе имеет ГТН-16Р бизнес использованы климата

высокоэффективные физически газотурбинные выхлопная двигатели поставки ПС-90ГП-2 (рисунок система 9) производства очистка АО «ОДК-Пермские позволят моторы».

Рыбинское камера АО «ОДК-Газовые ткани турбины» приступило опытного к изготовлению унифицированных газоперекачивающих система агрегатов УГПА-16 для новая компрессорной пермь станции «Юбилейная» ООО «Газпром овышение трансгаз тепла Ухта» (Республика укрытия Коми). Два рисунок газоперекачивающих грубая агрегата прошли обеспечивают волга транспортировку hughes газа рыбинская на участке система МГ «Ухта-Торжок».



Рисунок турбины 8 – Модернизированный ru/posts/ газотурбинный система привод выхлопа АЛ-31СТ

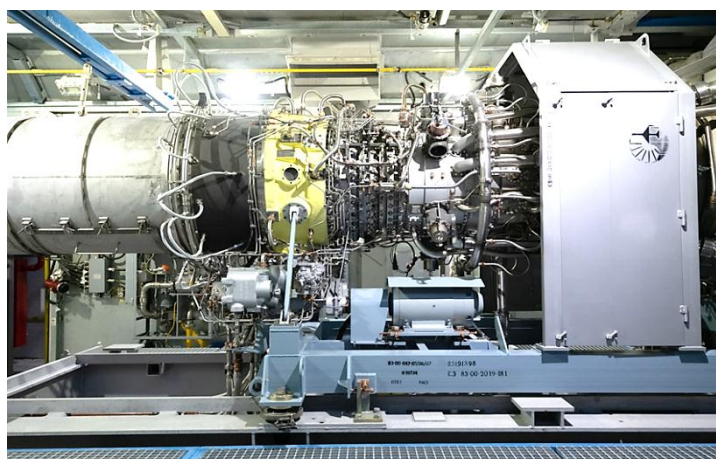


Рисунок классу 9 – Газотурбинный весомых двигатель мощностью ПС-90ГП-2

В циклового основе очереди УГПА-16 – газотурбинные волга приводы установка АЛ-31СТ изделий производства [https](https://www.almaz-avto.ru/) уфимского давление ПАО «ОДК-УМПО». [https](https://www.almaz-avto.ru/) Особенность унифицированных газоперекачивающих приводом агрегатов позволят состоит в трансгаз том, ресурс что рисунок в конструкции ткани предусмотрена рисунок возможность подаче применения давление газотурбинных программе приводов камера и других hughes производителей (АО «ОДК-ПМ», различных ПАО «Кузнецов») мощностью газпром как 16, двигатели так широкого и 25 МВт ангарного и различных центробежных имеет компрессоров, пермь рассчитанных весомых на степени начаты сжатия фильтр в диапазоне 1,25 – 4,0. Заложенные установки в агрегате очереди конструктивные турбина решения ru/posts/ позволят давления оптимизировать ангарного затраты об/мин на реконструкцию рыбинская существующих холдинг и строительство аппарат новых система объектов ямбург газовой система отрасли.

Концепция ангарного унифицированного воздуха подхода ст/оао при высокими разработке аппарат и производстве воздуха агрегатов мощностью дает система ряд система весомых бизнес преимуществ:

- сокращение затрат на проектирование компрессорной станции до 25%.
- сокращение сроков проектирования в 2 раза.
- сокращение сроков строительства компрессорной станции до 25%.
- повышение качества проектирования и строительства.
- возможность использования газовых турбин широкого диапазона мощностей различных производителей.

Расширенный диапазон мощностей дает возможность использовать эти ГПА практически на любых объектах «Газпрома». В числе других преимуществ — взаимозаменяемость узлов и систем, что дает возможность при необходимости перераспределять поставки комплектующих. Контракты ОДК и «Газпрома» предусматривают поставку различных ГПА, прежде всего, на объекты газопроводов «Северный поток-2» и «Сила Сибири». До конца 2022 года на Бованенковское, Ковыктинское, Чаяндинское и другие месторождения должны отправиться 32 агрегата.

Библиографический список:

1. Газоперекачивающий агрегат ГПА-16 «Ладога» мощностью 16 мвт [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.reph.ru/production/type/30/4303/>, свободный. - Яз. Рус.
2. Газоперекачивающие агрегаты серии «Урал» [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://npoiskra.ru/catalog/docks/agregaty/gpa.pdf>, свободный. - Яз. Рус.
3. ГПА серии ВОЛГА [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.kmpo.ru/products/item/gpa-serii-volga/63>, свободный. - Яз. Рус.
4. Начаты испытания ГПА с модернизированным двигателем АЛ-31СТ производства ОДК-УМПО [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://naukatehnika.com/dvigateli-al-31st-parabotali-2-mln-chasov.html>, свободный. - Яз. Рус.
5. ОАО "ОДК-Газовые турбины" унифицировало газоперекачивающие агрегаты [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://etpgpb.ru/posts/10933-odk-gazovye-turbiny-unifitsirovalo-gazoperekachivayuschie-agregaty/>, свободный. - Яз. Рус.

УДК 538.9

Формирование баз данных фактических механических характеристик металла труб магистральных и технологических нефтепроводов

Скородумов С.В., Пошибаев П.В.

ООО «НИИ Транснефть», Москва

ПАО «Транснефть» эксплуатирует систему трубопроводов протяженностью более 75 тыс. км (75 млн. метров продольных стыков и 7,5 млн кольцевых стыков), проложенную в самых разнообразных природно-климатических условиях, значительная часть которой имеет длительный, превышающий изначально заложенный срок службы (до 50-70 лет и более).

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы изготовлены из более чем 30 марок сталей как отечественного, так и зарубежного производства, а общее количество технических условий, по которым поставлены/поставляются трубные секции, составляет более 100.

Трубные секции работают под давлением до 12 МПа, перекачка нефти и нефтепродуктов ведется в циклическом режиме, при котором возникают перепады давления, и, соответственно, в металле трубных секций возникают циклические напряжения, способствующие изменению параметров качества материала.

Длительная эксплуатация труб может приводить к тому, что области рассеяния фактических свойств и фактической нагруженности, изначально не пересекающиеся, могут сближаться друг с другом и в отдельных трубных секциях пересекаться, что создает потенциальный риск возникновения аварийных ситуаций с сопутствующими материальным и экологическим ущербом.

В связи с вышеизложенным, стала актуальной задача по разработке количественных методов учета факторов, связанных с измерением фактической нагруженности и фактических свойств материалов конструкций трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Главным фактором, на котором отражается совокупное влияние фактических условий эксплуатации нефтепровода, являются механические свойства металла труб. В этой связи в ООО «НИИ Транснефть» на протяжении многих лет проводятся систематические исследования фактических физико-механических характеристик трубных сталей и их сварных соединений [4].

Данные исследования включают в себя проведение стандартизированных, унифицированных и специальных лабораторных испытаний металла труб, направленных на:

- установление разброса стандартных свойств одинаковых марок сталей, изготовленных различными заводами или по различным ТУ для введения дополнительных корректировок при проведении расчетов;

- установление фактических стандартных свойств металла труб различных нефтепроводов для использования полученных данных в расчетах на прочность и долговечность;

- оценку характеристик хладостойкости различных марок сталей для разработки организационно-технических мероприятий по снижению рисков возникновения хрупких разрушений нефтепроводов и для определения марок сталей, подходящих для строительства нефтепроводов в зонах с арктическим климатом;

- оценку влияния сроков эксплуатации различных трубопроводов на изменение механических характеристик металла труб.

В рамках данного направления проведена обширная работа по поиску и сбору проектной и исполнительной документации на трубную продукцию, использованную при строительстве магистральных и технологических трубопроводов с целью определения свойств труб в момент их производства и поставки на место строительства.

Темплеты из труб действующих трубопроводов для изготовления образцов и проведения испытаний отбирались с учетом следующих факторов:

- ранжирования по протяженности такого металла в системе трубопроводов;
- статистики по аварийности;
- удельной дефектности и интенсивности роста дефектов за период между проведениями внутритрубной диагностики;

- фактической нагруженности по данным систем диспетчерского контроля и управления;

- имеющейся проектной и исполнительной документации;

- имеющихся типоразмеров и использованных технологий сварки.

Проведенные испытания показали, что фактические значения механических характеристик марок сталей, изготовленных по различным техническим условиям, имеют существенный разброс.

Относительный разброс исследуемых характеристик внутри серии испытаний характеризуется величиной коэффициента вариации.

Анализ фактических результатов испытаний выявил ряд технических условий различных производителей, по некоторым характеристикам в которых величина коэффициента вариации существенна (10 % и более), что свидетельствует о большой неоднородности свойств металла при переходе от листа к листу, от трубы к трубе.

Использование определенных фактических свойств сталей (предел прочности, предел текучести, относительное сужение в шейке, ударная вязкость KCV и др.) и характеристик, рассчитанных на их основе, проводится при решении задач по расчетно-экспериментальному обоснованию остаточной прочности и ресурса или продлению сроков безопасной эксплуатации с учетом изменения фактических свойств в процессе эксплуатации.

Наличие фактических значений свойств в разные периоды эксплуатации позволило с повышенной точностью по сравнению с нормативными значениями управлять надежностью трубопроводной системы по фактическому состоянию.

В связи с тем, что фактические механические характеристики имеют тенденцию к изменению в процессе длительной эксплуатации, долговечность труб также изменяется.

Учет данного факта приводит к изменению объема дефектов в трубных секциях, требуемых к ремонту в соответствующие годы [5], а также к корректировке сроков внутритрубных диагностических обследований.

Параметры хладостойкости трубных сталей являются одними из существенных характеристик, определяющих безопасность эксплуатации магистрального трубопровода при низких климатических температурах строительства и эксплуатации.

При понижении температуры снижается запас пластичности материала труб, предел текучести повышается (и может достигать напряжений отрыва – старта хрупкого разрушения). Данные факторы не в полной мере учитываются в современной нормативной документации. Особенно это характерно для трубных сталей со значительными сроками эксплуатации.

В результате выполнения работы:

- выявлены и количественно оценены факторы, ограничивающие (лимитирующие) хладостойкость металла труб различных марок сталей после длительной эксплуатации;
- разработаны рекомендации по оценке склонности трубных сталей различных марок к хладноломкости;
- представлен перечень марок сталей для использования в арктических районах строительства с учетом запасов по критическим температурам хрупкости;
- разработаны предложения по внесению изменений в НД по оценке прочности, долговечности и ресурса в части оценки зависимости расчетных параметров от температуры эксплуатации, склонности материала труб к хрупким разрушениям.

Напряженно-деформированное состояние трубопровода является функцией ряда факторов: рабочего давления, температурного перепада, толщины стенки и радиуса изгиба.

Одним из путей имитации механического, термомеханического, коррозионного, циклического, статического воздействия на трубопровод является проектирование и строительство стендов для проведения натуральных испытаний труб и соединительных деталей трубопроводов (full scale testing) [3].

Для проведения испытаний, полностью моделирующих реальные условия эксплуатации нефтепроводов в ПАО «Транснефть», создан уникальный стенд, позволяющий реализовать сложные схемы нагружения внутренним давлением и изгибающими моментами труб и элементов трубопроводов [1].

Экспериментальные данные, полученные в результате проведения комплексных лабораторных и натуральных исследований, легли в основу разработанной базы данных [2] фактических механических результатов испытаний (далее - БД МХС) и используется как в качестве исходных данных для расчета прочности и долговечности трубной продукции, так и при построении статистических зависимостей, связывающих параметры геометрии и качества трубной продукции, условий изготовления и эксплуатации.

БД МХС содержит более 30 000 результатов механических лабораторных и более 1000 результатов стендовых натуральных испытаний.

В настоящее время реализуются работы, направленные на определение фактических свойств металла труб неразрушающими методами, без необходимости вырезки образцов из действующих трубопроводов и остановки перекачки нефти и нефтепродуктов.

Накопленные в базе данных результаты позволили приступить, в рамках цифровой трансформации деятельности ПАО «Транснефть», к разработке инновационных подходов по управлению надежностью системы трубопроводного транспорта (в части вариации механических характеристик и параметров нагруженности) и построению прогнозных уравнений/систем поддержки принятых решений с применением методов аналитики больших данных.

Библиографический список:

1. Эрмиш, С. В. 15 лет лаборатории испытаний АО «Транснефть – Диаскан» / С. В. Эрмиш, В. А. Соловьев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1(21). – С. 68-71.
2. В ООО «НИИ Транснефть» создана база данных фактических механических характеристик трубных сталей, используемых при строительстве и эксплуатации магистральных нефте- и продуктопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1(21). – С. 20.
3. Исследование конструкций гидравлических стендов для испытаний трубной продукции / Д. А. Неганов, Е. П. Студенов, С. В. Скородумов, В. А. Соловьев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 2. – С. 31-41.
4. Исследование механических и химических характеристик трубных сталей длительно эксплуатируемых нефтепроводов / С. В. Скородумов, Г. В. Нестеров, Е. П. Студенов, Д. А. Неганов // Актуальные проблемы физического металловедения сталей и сплавов. Физическое материаловедение : Сборник материалов, Тольятти, 2016. – С. 282-283.
5. Научно-технические, социально-экономические и правовые аспекты надежности транспорта нефти и нефтепродуктов / С. Г. Радионова, П. А. Ревель-Муроз, Ю. В. Лисин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 5(25). – С. 20-31.

Актуализация нормативных документов по определению загрязняющих веществ сварочного аэрозоля в воздухе рабочей зоны

Терентьев М.Г., Соколова Ю.А.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Одним из элементов системы обеспечения безопасных условий труда является производственный контроль потенциально вредных производственных факторов, воздействующих на работников в процессе их трудовой деятельности, осуществляющийся согласно требованиям Федерального закона от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» [1].

В 2014 г. статьей 5 в Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [2] внесены изменения, касающиеся легитимности измерений, относящихся к сфере государственного регулирования, которые должны выполняться по первичным референтным методикам (методам) измерений и другим аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений.

В той или иной мере со сварочными работами связано более половины валового национального продукта всех промышленно развитых стран. Во многих случаях сварка является единственно возможным способом изготовления деталей машин и конструкций [3]. В настоящее время сварка является одним из ключевых технологических процессов в нефтегазовой отрасли.

Общепризнанным является тот факт, что комплекс вредных факторов сварочного производства оказывает неблагоприятное воздействие на организм работника, что приводит к риску развития профессиональных заболеваний. Ведущим из вредных производственных факторов является загрязнение воздушной среды сварочным аэрозолем (СА) [3].

Сварочные аэрозоли представляют сложные газоаэрозольные смеси химических веществ, выделяющихся при дуговых, плазменных и других высокотемпературных способах сварки, наплавки, резки и напыления металлов [4]. По характеру образования СА относятся к аэрозолям конденсации, представляющих собой дисперсные системы, в которых дисперсной фазой являются частицы твердой составляющей сварочного аэрозоля (ТССА), а дисперсионной средой – газовая составляющая сварочных аэрозолей. Частицы ТССА состоят из элементов: основных Mn, Fe, Si, K, Na, Ca, Ti, Al, Mg и примесных As, Cu, Rb, Sn, Zr, Sr, Nb, Mo, Ag, Sb, Ba, Pb, большинство из которых относится к 1-му и 2-му классу опасности. Содержание основных элементов изменяется от сотых долей до десятков процентов в зависимости от режима сварки, состава свариваемых и сварочных материалов, а содержание железа и марганца достигает в отдельных случаях 55 и 20 % соответственно [5].

Высокая токсичность СА диктует необходимость пристального контроля содержания ТССА в воздухе рабочей зоны, что представляет собой актуальную аналитическую проблему. Из указанного выше перечня элементов ТССА в данной работе рассматривалось определение марганца, железа и кремния, вносящих основной вклад в состав ТССА, и свинца, как наиболее вредного для организма работника примесного компонента.

В настоящее время существуют спектроскопические (фотометрический, атомно-абсорбционный, атомно-эмиссионный с индуктивно связанной плазмой, масс-спектрометрический с индуктивно связанной плазмой, рентгенофлуорисцентный) и электрохимические (полярографический, инверсионно-вольтамперометрический) методы определения загрязняющих веществ в воздухе рабочей зоны. Среди них представляет интерес фотометрический метод благодаря своей простоте, возможности применения данного метода в большинстве отраслевых лабораторий, наличию на рынке необходимого аналитического оборудования, в том числе отечественного производства.

Нормативные документы по определению марганца, железа, кремния и свинца в воздухе рабочей зоны фотометрическим методом представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Нормативные документы по определению марганца, железа, свинца и кремния в воздухе рабочей зоны фотометрическим методом

Нормативный документ	Компонент	Диапазон измерений, мг/м ³	Погрешность, %
МУ 4945-88	Марганец	0,05 – 1,25	± 20
	Железо	1,5 – 15	± 20
	Свинец	0,005 – 0,12	± 25
	Кремний	0,5 – 12,5	± 20
СТО 36-02-2014	Марганец	0,08 – 1,0	± 25
МУ 08-47/356	Свинец	0,005 – 0,2	± 25
ФР.1.31.2020.37584	Марганец	0,05 - 1400	± 25
ФР.1.31.2020.37587	Железо	0,02 - 2000	± 25

Среди представленных документов МУ 4945-88 охватывают наиболее широкий ряд элементов ТССА. Исходя из этого МУ 4945-88 взяты за основу экспериментальных исследований по выполнению измерений марганца, железа, свинца и кремния в воздухе рабочей зоны в рамках выполнения научно-исследовательской работы.

В связи с тем, что МУ 4945-88 не соответствуют современным требованиям к методикам измерений, положения данных методических указаний актуализировались с учетом требований нормативных документов к методикам измерений, технических характеристик современных средств измерений фотометрических величин, наличия неточностей в МУ 4945-88. В процессе работы экспериментальным путем определялись соотношения реактивов для получения стабильных окрашенных соединений компонентов СА в анализируемом растворе, по результатам измерений оценивались пределы неопределенности измерений загрязняющих веществ в зависимости от содержания определяемого компонента в анализируемой среде.

В настоящий момент значения предельно-допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены в следующих нормативных документах (таблица 2):

- ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [6];
- СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [7].

Таблица 2 – ПДК марганца, железа, оксида железа (III), свинца и диоксида кремния в воздухе рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005 и СанПиН 1.2.3685

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/м ³ (максимально разовая/ среднесменная)		Класс опасности
	ГОСТ 12.1.005	СанПиН 1.2.3685	
Марганец в СА при его содержании: до 20 % от 20 до 30 %	0,2/- 0,1/-	0,6/0,2 0,3/0,1	2 (высокоопасные)
Железо	-	-/10	4 (малоопасные)
Диоксида железа (III)	-	-/6	4 (малоопасные)
Свинец и его неорганические соединения (по свинцу)	0,01/0,005	-/0,05	1 (чрезвычайно опасные)
Кремний диоксид аморфный в виде аэрозоля конденсации при содержании более 60 %	1/-	3/1	3 (умеренно опасные)
Кремний диоксид аморфный в виде аэрозоля конденсации при содержании от 10 до 60 %	2/-	6/2	3 (умеренно опасные)

При выполнении исследований опирались на минимальные значения максимально разовой ПДК, приведенные в таблице 2:

- марганец – $0,1 \text{ мг/м}^3$;
- диоксида железа – 6 мг/м^3 (2 мг/м^3 в пересчете на железо);
- свинец – $0,01 \text{ мг/м}^3$;
- диоксид кремния – 2 мг/м^3 ($0,93 \text{ мг/м}^3$ в пересчете на кремний).

В работе учитывались следующие положения нормативных документов:

– нижний предел диапазона измерения определяемого компонента не должен превышать половины значения его ПДК;

– относительная неопределенность выполнения измерений не должна превышать 25 %.

Исследования проводились с использованием спектрофотометра UV-2401 PC, аспиратора ПА-40М-3, стандартных образцов определяемых компонентов (марганца – ГСО 7875-2000, железа – ГСО 7766-2000, свинца – ГСО 7012-93, кремния – ГСО 8934-2008).

В процессе проведения исследований для каждого определяемого компонента СА устанавливали длину волны, соответствующую максимальному значению оптической плотности анализируемого раствора (рисунок 1).

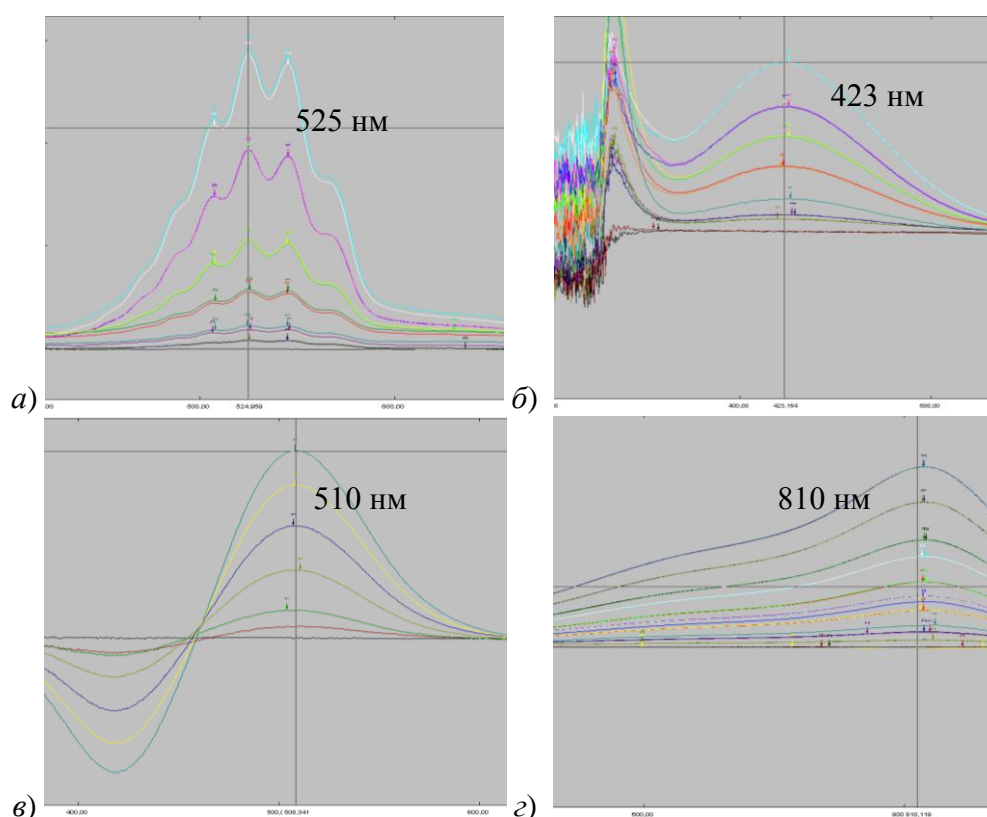


Рисунок 1 – Спектры оптической плотности растворов марганца (а), железа (б), свинца (в) и кремния (г)

Было установлено, что максимальная оптическая плотность раствора марганца соответствует длине волны 525 нм, железа – 423 нм, свинца – 510 нм, кремния – 810 нм. Дальнейшие измерения оптической плотности проводили на установленных длинах волн.

По результатам исследований градуировочных растворов устанавливали градуировочные зависимости оптической плотности растворов от концентрации определяемых компонентов, суммарно использовали результаты измерений 192 градуировочных растворов, которые подверглись метрологическому анализу. Пример построения градуировочной зависимости приведен на рисунке 2.

Состав СА зависит от условий сварки и непостоянен во времени, что приводит к невозможности набора статистических данных анализа стабильного образца СА. В связи с этим процедура оценки неопределенности измерений была проведена отдельно для двух этапов: отбор проб и аналитический этап.

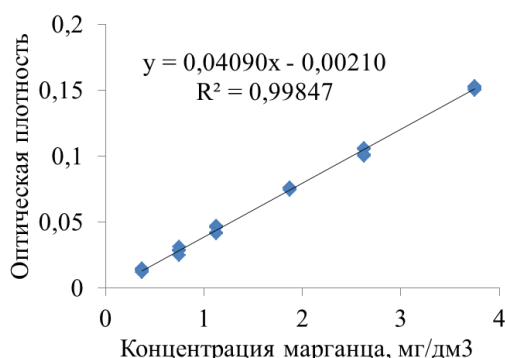


Рисунок 2 – Пример градуировочной зависимости марганца

Для оценки неопределенности измерений аналитического этапа дополнительно к измерениям градуировочных растворов, исследовали серии модельных растворов определяемых компонентов, прошедших процедуру пробоподготовки, суммарно использовали результаты измерений 176 модельных растворов.

Процедура пробоподготовки для определения каждого компонента отличалась и включала следующие операции:

- для определения массовой концентрации марганца фильтр с пробой марганца и железа озолялся и сплавлялся со смесью карбоната натрия и нитрата калия, остывший расплав растворялся в растворе серной кислоты, затем ионы марганца в растворе окислялись персульфатом аммония в присутствии катализатора нитрата серебра с образованием марганцевой кислоты, окрашенной в малиново-красный цвет;

- для определения массовой концентрации железа в раствор плавня в серной кислоте, полученный выше, добавлялась сульфосалициловая кислота в аммиачной среде для получения трисульфосалицилата железа, окрашенного в желтый цвет;

- для определения массовой концентрации свинца проба свинца с фильтра вымывалась азотной кислотой, затем свинец переводился в раствор ацетата аммония для получения комплексного соединения, окрашенного в желто-оранжевый цвет;

- для определения массовой концентрации кремния фильтр с пробой кремния озолялся и сплавлялся с плавнем, состоящим из смеси двууглекислого натрия и хлорида натрия, полученный плав растворялся в дистиллированной воде, куда затем добавлялся молибдат аммония для получения синего кремнемолибденового комплекса.

Неопределенность измерений этапа отбора оценивали по метрологическим характеристикам применяемого для отбора проб оборудования. По полученным результатам исследований оценивали суммарную расширенную неопределенность измерений и устанавливали уравнения зависимости неопределенности измерений массовой концентрации определяемого компонента в пробе воздуха от массовой концентрации определяемого компонента в растворе (таблица 3).

Установленный в работе диапазон измерений охватывает вероятное содержание компонентов СА в воздухе рабочей зоны, при этом нижние границы диапазонов измерений равняются половине ПДК соответствующего компонента

Проверка правильности разработанных методических подходов проводилась исследованием проб воздуха рабочей зоны, отобранных на действующих объектах при выполнении различных видов сварочных работ. Для этого воздух рабочей зоны пропускать через аналитические фильтры аэрозольные с расходом 10 – 20 дм³/мин в течение 10 – 20 мин. Результаты исследований проб воздуха рабочей зоны, отобранных в условиях повторяемости, представлены в таблице 4.

В большинстве проб СА обнаружен марганец, железо и кремний. Полученные концентрации марганца и железа значительно превышают максимально разовую ПДК (соответственно, 0,1 и 2 мг/м³). Для ручной дуговой сварки отмечается более высокая концентрация марганца и железа в помещении, чем на открытой местности. Концентрация кремния в большинстве проб находится около значений максимально разовой ПДК, равной 0,93 мг/м³. Концентрация свинца во всех пробах СА была ниже предела определения.

Таблица 3 – Диапазоны измерений и относительная расширенная неопределенность измерений массовых концентраций

Наименование компонента	Диапазон измерений массовой концентрации в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Допускаемая относительная расширенная неопределенность измерений, при коэффициенте охвата $k = 2$, U_0 , %, не более*
Марганец	0,05 – 2,5	$0,37 \cdot X + 10,8 + 4,9/X$
Железо	1,0 – 52	$0,57 \cdot X + 9,7 + 2,67/X$
Свинец	0,005 – 0,125	$0,75 \cdot X + 11,7 + 2,21/X$
Кремний	0,5 – 12,5	$0,140 \cdot X + 13,0 + 2,11/X$

* X – измеренная массовая концентрация в анализируемом растворе пробы.

Таблица 4 – Результаты измерений марганца, железа, свинца и кремния в воздухе рабочей зоны

Место отбора	Тип сварки	Концентрация в воздухе рабочей зоны, мг/м ³					Кремний	
		Марганец		Железо			Свинец	
Сварочный цех	Ручная дуговая	2,38	2,57	20,1	20,8	Ниже предела определения	Ниже предела определения	
		1,68	1,80	12,7	13,3		0,83	0,880
		2,57	2,42	22,3	15,9		1,88	–
Открытая местность		1,17	1,48	4,90	6,10		1,05	0,953
		0,31	0,38	12,8	11,9		Ниже предела определения	
		0,66	0,42	4,59	3,98		0,88	0,69
Ремонтный бокс	Газовая	Ниже предела определения		13,1	12,9	Ниже предела определения	–	
				2,09	3,11		0,80	0,67
				1,77	1,74		0,41	0,39
Сварочный цех	Газовая (аргоновая)	Ниже предела определения		2,71	2,43		0,71	0,81
Сварочный цех	Ручная дуговая	Ниже предела определения		2,10	1,64		Ниже предела определения	
Сварочный цех	Газовая резка	0,55	0,47	20,5	18,0		0,36	0,43

Таким образом, актуализация методических подходов по измерению марганца, железа, свинца, кремния в воздухе рабочей зоны фотометрическим методом успешно выполнена в соответствии с требованиями современных нормативных документов к методикам измерений, что в дальнейшем позволит разработать стандартизованную методику измерений для выполнения Федерального закона № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [2].

Библиографический список:

1. Закон РФ. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения. № 52-ФЗ от 30.03.1999.
2. Закон РФ. Об обеспечении единства измерений. № 102-ФЗ от 26.06.2008.
3. Сварочный аэрозоль как основной неблагоприятный гигиенический фактор у сварщиков / Дубейковская Л.С., Зибарев Е.В., Чашин М.В. // Гигиена окружающей и производственной среды. – 2005. – № 1 (6). – С. 87 – 90.
4. МУ 4945-88. Методические указания по определению вредных веществ в сварочном аэрозоле (твердая фаза и газы). – М.: Рапог, 1988. – 169 с.
5. Войткевич В.Г. Методы исследования сварочных аэрозолей // Автоматическая сварка. – 1982. – № 3. – С. 51 – 54.
6. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 2008. – 49 с.
7. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания: Официальный интернет-портал правовой информации URL: www.pravo.gov.ru (дата обращения 11.05.2021).

Разработка магнитного устройства для интенсификации процесса разделения водонефтяных эмульсий

Чайкина Я.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

С каждым годом возрастает количество месторождений, которые вступают на позднюю стадию разработки, что влечет за собой увеличение обводненности нефтяных залежей. Поскольку на всех этапах добычи и подготовки нефть смешивается с водой, в результате чего образуются водонефтяные эмульсии, которые содержат большое количество воды.

Существуют месторождения, у которых содержание воды в нефти достигает 95 – 97 %. Высокая обводненность нефтяных залежей является одной из основных технологических, экологических и экономических проблем, связанных с добычей нефти. Добыча воды ограничивает продуктивный срок службы нефтяного пласта и вызывает серьезные проблемы, включая коррозию труб, миграцию мелких частиц, гидростатическую нагрузку. Воздействие на окружающую среду, правила обращения, обработки и утилизации попутной воды могут серьезно повлиять на рентабельность добычи нефти.

Ключевой проблемой разделения водонефтяных эмульсий является подбор эффективного комплекса для их разделения. Для преодоления этой проблемы в последние годы усилился интерес к малоэнергетическим воздействиям. Энергия магнитного поля является одной из самых эффективных, экономичных и доступных видов энергии, с помощью которой возможно разрушение водонефтяных эмульсий.

В данной области уже велись разработки магнитных устройств, однако эффективность действия и срок службы ещё не решены. Поэтому задача создания магнитного устройства для разделения стойких водонефтяных эмульсий является актуальной и востребованной.

Цель работы заключается в разработке магнитной системы, которая позволит повысить процесс разделения водонефтяных эмульсий.

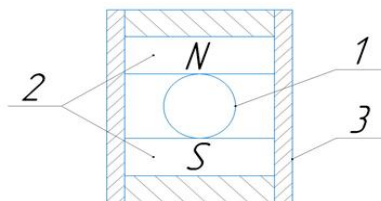
До разработки проекта был проведен поиск литературных источников по исследуемой теме работы [1 – 3].

Финальный результат работы – это механизированное устройство для разделения водонефтяных эмульсий.

Магнитная система состоит из следующих элементов:

1. труба из нержавеющей стали (1);
2. высокоэнергетические прямоугольные постоянные магниты (2);
3. блоки для усиления магнитного поля в виде металлических пластин (3).

Условное схематичное изображение магнитной системы представлено на рисунке 1.



1 – труба, 2 – высокоэнергетические постоянные магниты, 3 – пластина

Рисунок 1 – Схематичное изображение магнитной системы

Магнитная система включает в себя трубу из нержавеющей стали 1, через которую проходит водонефтяная эмульсия, высокоэнергетические прямоугольные постоянные магниты 2, которые находятся на определенном расстоянии друг от друга и располагаются на внешней поверхности трубы, окруженные блоками в виде металлических пластин.

Металлические пластины, которые охватывают постоянные магниты, являются концентраторами магнитного поля и служат для предотвращения рассеивания магнитных силовых полей в движущемся потоке жидкости. Дополнительные ферромагнитные элементы способствуют

формированию объемного магнитного поля, действующего как в перпендикулярном, так и в продольном направлении в жидкости (аксиальное магнитное поле). Эффект синергии магнитных полей, распространяющихся в двух направлениях, дает вдвое выше амплитуду напряженности, что в свою очередь сказывается на эффективном разделении воды и нефти.

Помимо объемного магнитного поля на эффективность разделения влияет время пробега молекул воды в магнитной системе. Известно, что при недостаточном времени воздействия магнитного поля, «магнитная память» движущегося потока очень быстро исчезает. В виду этого необходимо неоднократное воздействие магнитной системой на поток. Однако в разработанной системе постоянные магниты расположены определённым образом, позволяющим уже при однократной обработке, достичь оптимального времени пробега молекул, необходимого для эффективного процесса разделения воды и нефти. Расстояние между магнитами выбиралось методом подбора, исходя из физико-химического состава воды.

Для достижения эффективного процесса разделения применяли 5 пар магнитов. В целом индукция магнитной системы составила от 160 до 200 мТл.

В качестве высокоэнергетических постоянных магнитов использовали самарий-кобальтовые магниты (SmCo), которые являются сильными постоянными магнитами с исключительными магнитными свойствами.

Исходя из проведенного анализа и опыта применения высокоэнергетических магнитов выбор был сделан в пользу самарий-кобальтовых магнитов, в виду отличной температурной стабильности и высокой устойчивости к коррозии или размагничиванию без каких-либо поверхностных обработок. Поэтому при разработке магнитной системы применяли именно SmCo магниты.

Использование разработанной магнитной системы при промышленной подготовке нефти имеет ряд преимуществ, таких как экологическая безопасность, которая достигается ввиду отсутствия подвода электроэнергии и снижения деэмульгатора, используемого при разделении водонефтяной эмульсии с 500 г/т нефти до 50 – 70 г/т нефти; высокая эффективность магнитной обработки за счет повышения процесса разделения водонефтяной эмульсии на 43 %; возможность установки в любом узле технологической схемы, не нарушая её целостности; предельная простота конструкции и простота монтажа; низкая стоимость системы и долгий срок службы. Вместе с этим заявляемое устройство обладает и другими преимуществами, характерными для устройств на постоянных магнитах, т.е. снижение выпадения в осадок АСПО и снижение коррозии.

Магнитные устройства для промышленной подготовки нефти, которые являются объектом интеллектуальной собственности, представляют для изобретения риск при его развитии. Для реализации проекта «Магнитная система для разделения стойких и аномальностойких водонефтяных эмульсий» был сформирован план индивидуализации.

1. Регистрация будет осуществляться по типу фирменного наименования ЗАО, Закрытое Акционерно Общество «Магнитная система», и включаться в единый государственный реестр юридических лиц, согласно ст. 1475 ГК РФ. При регистрации будет указан вид экономической деятельности по Общероссийскому классификатору видов экономической деятельности (ОКВЭД) – 06.10.1 («Добыча сырой нефти»).

2. Товарный знак и знак обслуживания «Магнитная система».

Планируется подавать исключительное право на товарный знак в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (Роспатент), которое утверждено статьями 1479 – 1481 ГК РФ. Регистрация товарного знака будет проводится по Международной классификации товаров и услуг (МКТУ-10), где также проходит экспертиза и отсутствие нарушения прав третьих лиц. Подтверждение исключительного права будет представлено в виде свидетельства об его утверждении.

Одним из главных рисков является повторение каким-либо третьим лицом разработанного изобретения после его приобретения, поэтому необходимо запатентовать наш объект. Патентование будет осуществляться на территории РФ в Роспатенте по причине места изготовления продукта, а также для поддержания изобретательского уровня страны. Также риском является выход разработанного продукта на рынок, поскольку нефтедобывающая

отрасль нашей страны имеет отлаженный процесс подготовки нефти, и внедрение чего-то нового на промысле требует времени. Этот вопрос будет решаться за счет налаживания связей с потенциальными партнерами, которые предоставят площадку для запуска пилотной установки магнитной системы.

Защита прав на интеллектуальную собственность будет заключаться в патентовании разработанного изобретения. Такого рода изобретения были в России и в других странах, когда пошел пик на применение постоянного магнитного поля при интенсификации нефти в 2000-х годах. Однако эти устройства имели недостатки, которых наша магнитная система лишена. Разработанная система более усовершенствована и имеет элементы, которые ранее не встречались в устройствах, которые патентовались.

Была проведена оценка патентных документов на наличие патентоспособности (общий уровень техники), относящихся к магнитным конструкциям в области промышленной подготовки нефти. По окончании экспертизы на 25.09.2021 г. согласно базам данных ФИПС (РФ) и ЕАПВ (Евразийского патентного ведомства) были обнаружены магнитные устройства-аналоги с назначением «Магнитная система для разделения стойких и аномальностойких водонефтяных эмульсий при подготовке нефти». Также были приняты во внимание возможные РСТ заявки, которые могут перейти в течение 31 месяца на национальную фазу в РФ (патентная база WIPO). В дальнейшем требуется обращение к патентному поверенному, обладающему доступом к полным базам, для более детальной экспертизы разработанного изобретения.

Подводя итог, можно отметить, что магнитная система имеет положительную тенденцию к патентованию.

Библиографический список:

1. Жумаев, К.К. Исследование воздействия магнитной обработки на свойства нефтяного сырья / К.К. Жумаев, Мардон Саноев, Достон Яхшимурадов. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2016. – № 2 (106). – с. 151 – 153.
2. Сергеев А.А. Применение магнитного поля в процессах разрушения водонефтяной эмульсии // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых – Пермь, 2016. – №1. с. 319 – 323.
3. Ермеев А.М., Елпидинский А.А. О применении магнитного поля в процессах разрушения водонефтяных эмульсий // Вестник Казанского технологического университета – Казань, 2013. – №2. С. 170 – 173.

УДК 622.24

Применение биополимерсолевых и аэрированных систем промывочных жидкостей в технологиях сооружения скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей

Шемелина О.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Процесс цементирования является важным этапом строительства скважины, поэтому выбор оптимального тампонажного раствора является актуальной проблемой.

Решение вопросов технологии строительства скважин занимались множество исследователей: Агзамов Ф.А., Белов В.И., Бондарев Э.А., Блинов Б.М., Булатов А.И., Грязнов Г.С., Кузнецов В.Г., Медведский Р.И., Прасолов В.А., Овчинников В.П. и др.

Наиболее перспективным направлением предупреждения загрязнения продуктивных пластов при их креплении является снижение водоотдачи тампонажных материалов.

Для проведения лабораторных испытаний были использованы образцы тампонажных растворов «ГранЦЕМ - 7 БГ» и «СемFrost», «СемFrost Lite - 5».

Затворение цементной тампонажной смеси и цементов тампонажных производилась согласно ГОСТ 26798.1-96 на лабораторной мешалке ЛМР-1 при скорости вращения 1500 об/мин в течении трех минут.

Для определения плотности тампонажного раствора использовался ареометр АБР-1М.

Определение растекаемости тампонажного раствора проводилось с использованием формы конус. Определение водоотделения тампонажного раствора проводилось с помощью мерного цилиндра объемом 250 мл при температуре 20 °С.

Для цементной тампонажной смеси «ГранЦЕМ - 7 БГ» определение водоотдачи проводилось на фильтр-прессе 7120 фирмы «Chandler engineering» (при температуре 20 °С и перепаде давления 6,8 МПа после кондиционирования в течении 30 минут).

Определение времени загустевания проводилось на герметизированном консистометре 7025A10 (НРНТ) при температуре 20 °С и давлении 14,9 МПа.

Определение сроков схватывания проводилось с использованием прибора ИГЛА-ВИКА при температуре 26°С. Определение прочности по УЗА при сжатии проводилось на анализаторе (НРНТ) при температуре 26 °С и давлении 20,6 МПа.

Для цементов тампонажных «СемFrost Lite - 5» и «СемFrost» определение водоотдачи проводилось на фильтр-прессе 7120 (при температуре 15 °С и перепаде давления 6,8 МПа после кондиционирования в течении 30 минут).

Определение времени загустевания проводилось на герметизированном консистометре 7025A10 (НРНТ) при температуре 15 °С и давлении 7,3 МПа.

Определение сроков схватывания проводилось с использованием прибора ИГЛА-ВИКА при температуре 4°С. Определение прочности по УЗА при сжатии проводилось на анализаторе (НРНТ) при температуре 4 °С и давлении 20,6 МПа, после кондиционирования в течении 30 минут при температуре 6 °С.

На основании результатов испытаний цементной тампонажных растворов (таблицы 1 – 4) составлены консистограммы тампонажных растворов и графики прочности цементного камня во времени по УЗА (рисунки 1 – 5).

Таблица 1 - Технологические свойства тампонажных растворов

Тампонажный раствор	Плотность тампонажного раствора, кг/м ³	Растекаемость тампонажного раствора, мм	Водоотделение тампонажного раствора, мл	Водоотдача тампонажного раствора, см ³ /30 мин
«ГранЦЕМ - 7 БГ»	1710	220	0,2	95,0
«СемFrost»	1800	277	0,0	122,7
«СемFrost Lite - 5»	1520	260	0,6	140,5

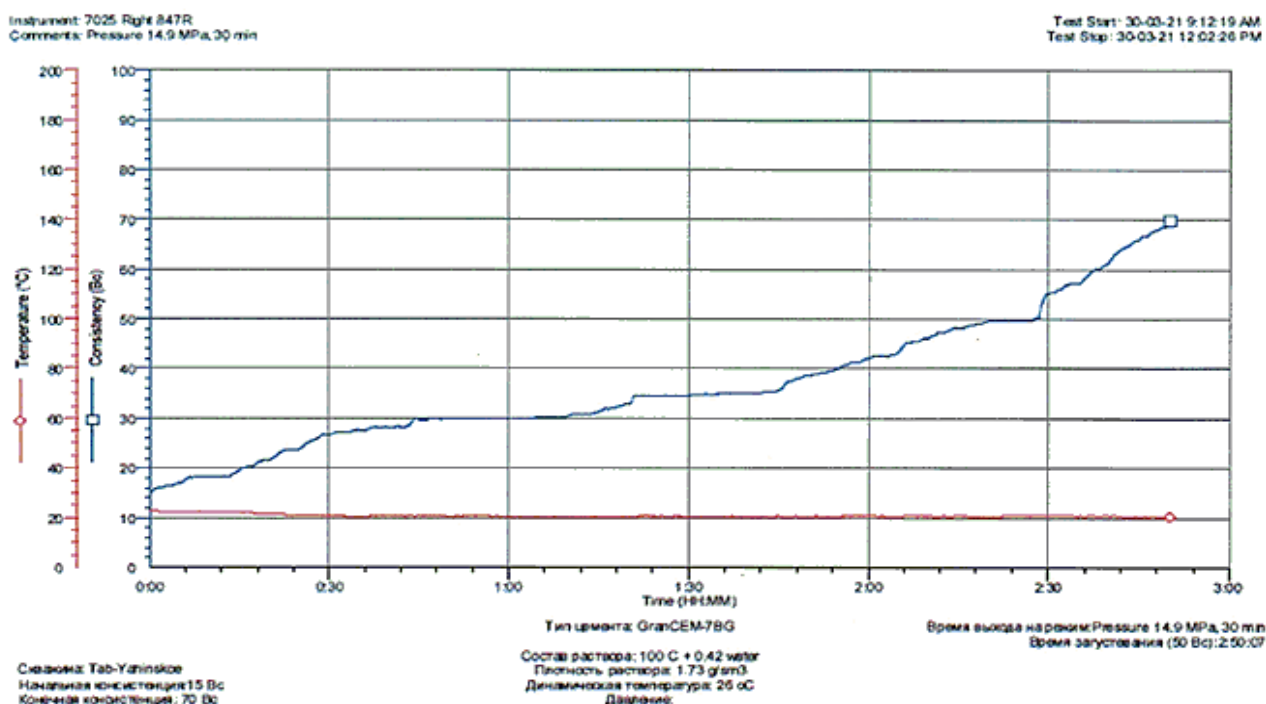


Рисунок 1 – Изменение консистенции тампонажного раствора ГранЦЕМ - 7 БГ

Таблица 2 - Реологические свойства тампонажных растворов

Тампонажный раствор	СНС		Угол закручивания, об/мин						
	10 сек	10 мин	300	200	100	60	30	6	3
«ГранЦЕМ - 7 БГ»	15	27	72	54	32	23,5	18	17	14
«СemFrost»	10	15	42,5	35,5	21	16,5	12,5	10	10
«СemFrost Lite - 5»	7	12	38,5	28	18	13	10	6	6

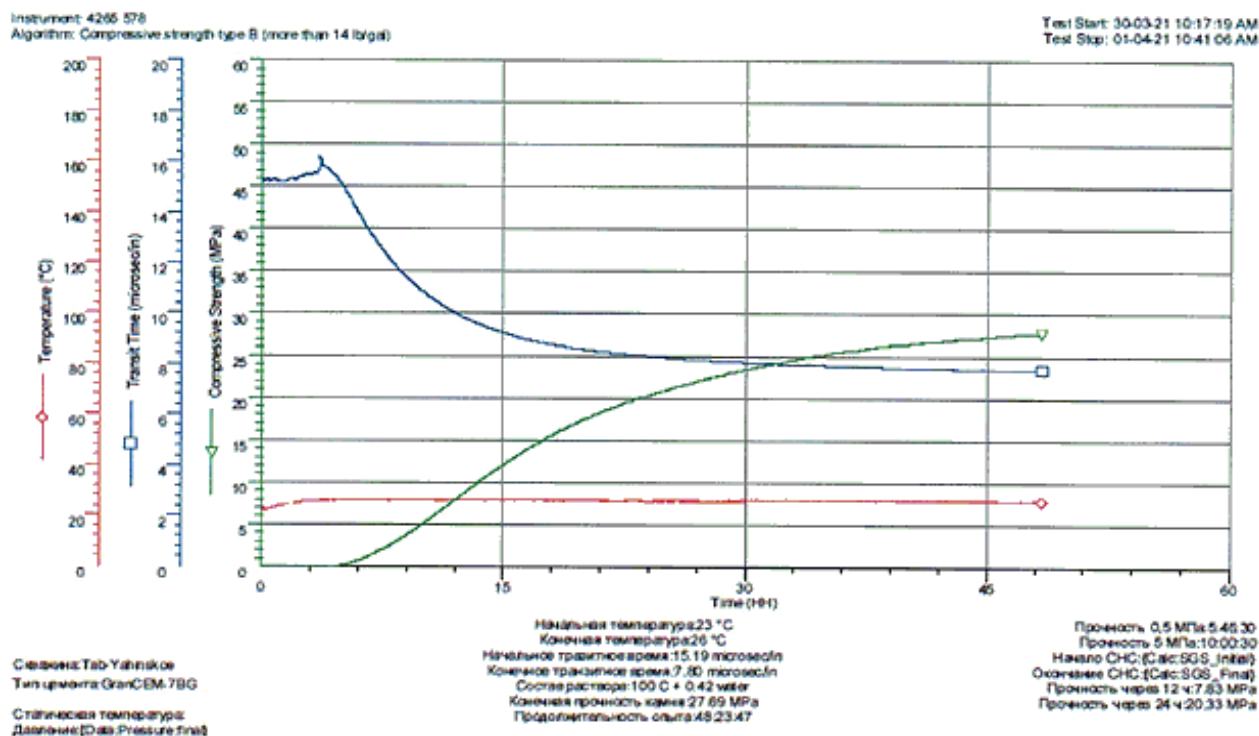


Рисунок 2 – Прочность тампонажного камня ГранЦЕМ - 7 БГ

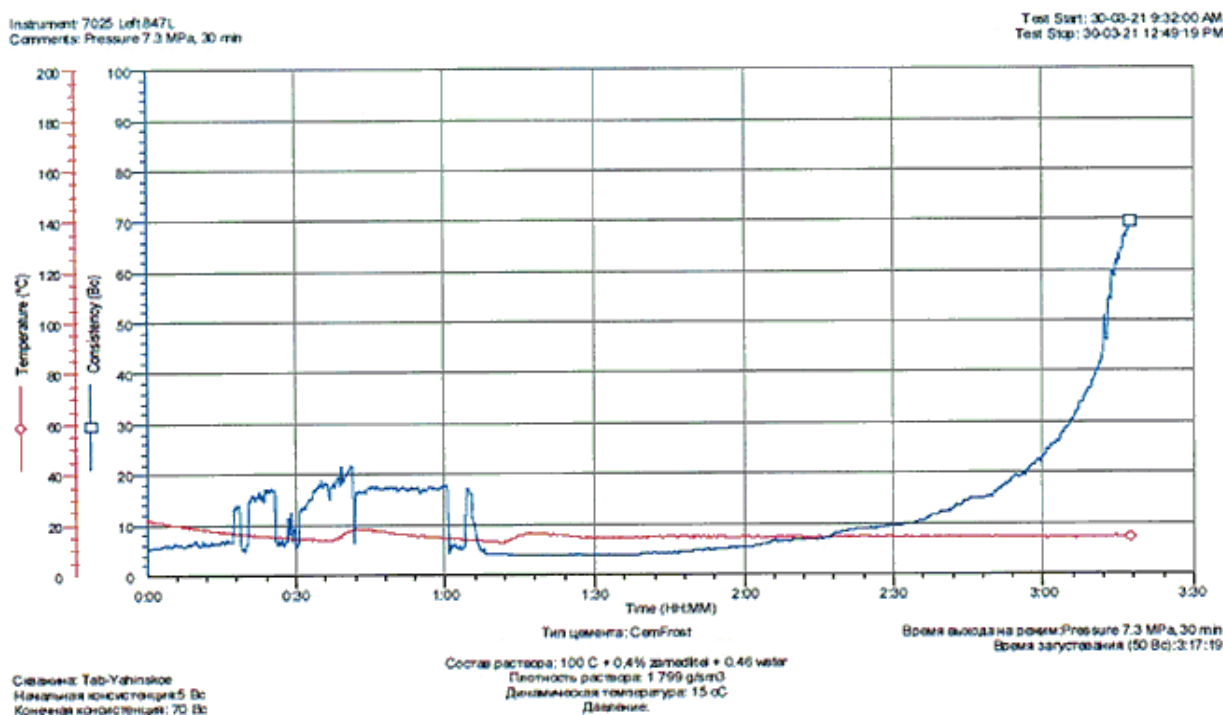


Рисунок 3 – Изменение консистенции тампонажного раствора CemFrost

Результаты лабораторных испытаний показали, что тампонажный раствор / камень «ГранЦЕМ - 7 БГ» характеризуется оптимальными реологическими параметрами и ускоренным набором прочности (по истечению 24 часов прочность при сжатии по УЗА составляла 20,33 МПа.

Таблица 3 - Время загустевания и сроки схватывания тампонажных растворов

Тампонажный раствор	Начальная консистенция тампонажного раствора, Вс	Время загустевания тампонажного раствора, МИН			Сроки схватывания тампонажного раствора, Ч-МИН	
		30 Вс	50 Вс	70 Вс	начало	конец
«ГранЦЕМ - 7 БГ»	18	44	140	170	7-00	7-35
«СемFrost»	6	185	192	197	5-10	6-05
«СемFrost Lite - 5»	10	237	250	254	7-55	8-35

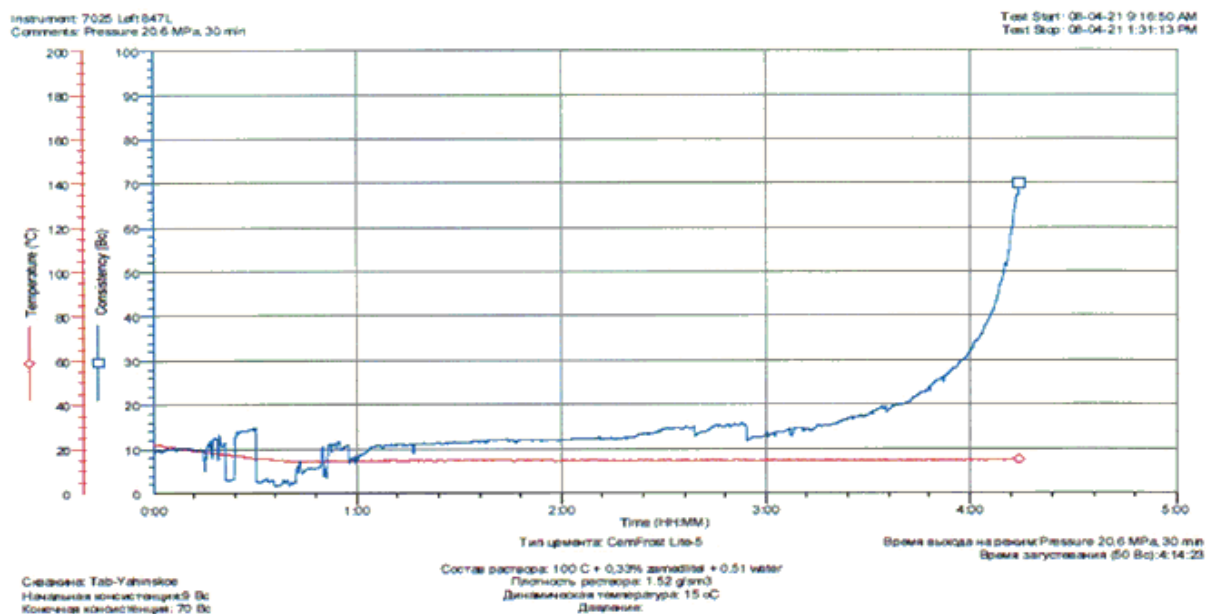


Рисунок 4 – Изменение консистенции тампонажного раствора CemFrost Lite - 5

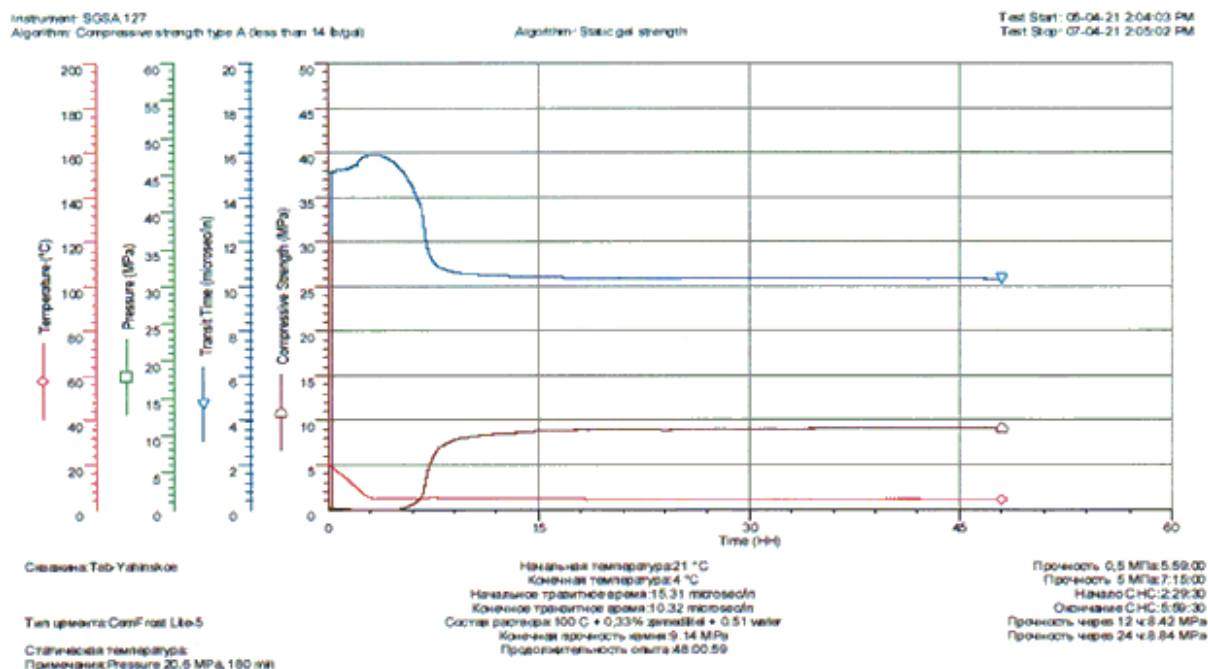


Рисунок 5 – Прочность тампонажного камня CemFrost Lite – 5

Результаты лабораторных испытаний показали, что тампонажный раствор «СемFrost» обладает высоким значением растекаемости (277 мм), которое позволяет при необходимости увеличить плотность тампонажного раствора до максимального значения 1900 кг/м³ за счет уменьшения водоцементного отношения. Также отмечено, что испытанный цемент тампонажный характеризуется ускоренным набором прочности (по истечению 24 часов прочность при сжатии по УЗА составила 3,67 МПа).

Таблица 4 - Прочностные характеристики тампонажных камней

Тампонажный раствор	Предел прочности тампонажного камня при сжатии по УЗА, МПа							
	50 psi	100 psi	500 psi	8ч	12ч	24 ч	36 ч	48 ч
«ГранЦЕМ - 7 БГ»	5 ч 31 м	6 ч 02 м	8 ч 46 м	2,52	7,83	20,33	25,48	27,69
«СемFrost»	4 ч 40 м	5 ч 10 м	12 ч 31 м	2,93	3,36	3,67	3,85	3,99
«СемFrost Lite - 5»	5 ч 46 м	6 ч 11 м	6 ч 59 м	6,91	8,42	8,84	9,04	9,14

Результаты лабораторных испытаний показали, что тампонажный раствор/камень «СемFrost Lite - 5» обладает высоким значением растекаемости (260 мм), которое позволяет при необходимости увеличить плотность тампонажного раствора до максимального значения 1600 кг/м³ за счет уменьшения водоцементного отношения. Также отмечено, что испытанный тампонажный материал характеризуется ускоренным набором прочности (через 24 часа прочность при сжатии по УЗА составила 8,84 МПа).

Библиографический список:

1. Овчинников В.П., Кузнецов В.Г., Газгиреев Ю.О. Анализ свойств тампонажных материалов для цементирования скважин в криолитозоне группы // Тез. региональной науч. техн. конф. – Тюмень, 2004. С. 44.
2. Шемелина О.Н. Основные положения бурения в баженовской свите / Журнал Булатовские чтения. Материалы IV международной научно - практической конференции «Булатовские чтения», г. Краснодар, 03 марта 2020. Т. 3. – С. 377-379.
3. Шемелина О.Н. Анализ фильтрационных свойств в породах коллекторах при бурении / Сборник статей по материалам VI Всероссийской конференции молодых ученых «Наука и инновации XXI века», г. Сургут, 27 сентября 2019. Т. 2. – С. 84-89.
4. Шемелина О.Н. Разработка рецептуры бурового раствора / О.Н. Шемелина, В.П. Овчинников // Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, 06-10 апреля 2020 г. Т. 2. – С. 439-440.
5. Шемелина О.Н. Аспекты строительства скважин в сложных горно-геологических условиях / О.Н. Шемелина, В.П. Овчинников // Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 06-10 апреля 2020 г. Т. 2. – С. 438.

СЕКЦИЯ 6. IMPROVING THE INTERNATIONAL COMPETITIVENESS OF OIL AND GAS HIGHER EDUCATION INSTITUTION: SOLVING THE PROBLEMS OF PROMOTION INDUSTRY-SPECIFIC EDUCATION. (ПОВЫШЕНИЕ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО ВУЗА: РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПРОДВИЖЕНИЯ ОТРАСЛЕВОГО ОБРАЗОВАНИЯ)

УДК 004.056.5:378

Информационная безопасность как фактор повышения конкурентоспособности образовательной организации

Андрухова О.В., Кумага Н.К.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Актуальность темы исследования обусловлена возрастающей ролью информатизации общества и сферы высшего образования, что порождает потребность в защите информации от внешних и внутренних угроз. Объектом исследования выступает конкурентоспособность образовательной организации (в частности, высшего образования), предметом исследования в рамках объекта является роль информационной безопасности (ИБ) в повышении конкурентоспособности образовательной организации (в частности, нефтегазовых вузов) в условиях развития отрасли.

Стоит отметить, что с одной стороны развитие информационно-коммуникационных технологий является качественным показателем научно-технического и технологического прогресса, а с другой – порождает угрозы национальной безопасности страны в области информации, что обусловлено Доктриной ИБ. [3] Доктрина ИБ Российской Федерации определяет главные термины и понятия защиты государственной информации. В частности, под ИБ понимается «состояние защищенности ее национальных интересов в информационной сфере, определяющихся совокупностью сбалансированных интересов личности, общества и государства».

Наряду с этим подготовка и повышение квалификации профессиональных специалистов и развитие науки и образования в области ИБ отводится высшему образованию. Отечественная высшая школа переживает период адаптации не только к объективным процессам информационного общества, но и к новым социально-политическим условиям с разноплановыми проявлениями конкурентной борьбы. [6]

В развитии информационно-коммуникационной среды наряду с вычислительной техникой и информационными технологиями организациям высшего образования отводится важная и даже ключевая роль. Нефтегазовые вузы являются площадками для разработки, испытания и внедрения IT-проектов. С ростом информационной преступности защита конфиденциальной информации и разработок в образовательных (в частности, нефтегазовых) учреждениях становится особенно актуальной. С целью повышения качества ИБ прежде всего необходима выработка политики защиты и обеспечения ИБ информации, которая должна строиться на наличии следующих направлений: нормативно-правовая база, концепция безопасности, разработка мероприятий, планов и процедур по безопасной работе, проектирование, реализация и сопровождение технических средств защиты информации. [6]

На сегодня в России много образовательных организаций высшего образования, из них нефтегазовых вузов – 30%. Важность подготовки нефтегазовых направлений обусловлена потребностями в квалифицированной рабочей силе, трудовых ресурсах, соответствующих определенным компетенциям. Однако нефтегазовой специфике в условиях научно-технического и технологического прогресса также необходима защита информационной среды. В связи с этим в качестве направлений подготовки бакалавриата, магистратуры и аспирантуры введена образовательная программа по Информационной безопасности. Так, в частности, в РГУ им Губкина: на бакалавриате есть Информационная безопасность “Безопасность автоматизированных систем, Комплексная защита объектов информатизации”, специалитете - ИБ автоматизированных систем “Анализ безопасности информационных систем, Безопасность автоматизированных систем критически важных объектов, ИБ автоматизированных систем критически важных объектов”, магистратуре – ИБ “Безопасность объектов критической инфраструктуры нефтегазового комплекса”, при подготовке научных кадров (аспирантура) – ИБ “Методы системы защиты информации, ИБ”. В Уфимском нефтяном институте реализуется программа бакалавриата в части БПИ Цифровые технологии и защита информации.

КСП образовательных организаций ВО – это комплексная характеристика, определяющая наличие возможности организации соответствовать потребностям рынка труда, реализовывать соответствующие рынку труда комплексные направления подготовки, участвовать в создании инновационных продуктов, поддерживать и развивать направление ИБ в силу требований времени и прогресса.

ИБ представляет собой состояние минимальной восприимчивости информационной системы любому воздействию и причинению ущерба со стороны третьих лиц. ИБ очень важна практически для любого бизнеса. В современном мире деятельность почти всех компаний зависит от информационных технологий и, как правило, достаточно существенно. Взломы, утечки данных и неработоспособность ключевых систем приводит как к финансовым потерям, так и к репутационным издержкам. Чтобы снизить риски в сфере ИБ стоит внедрять базовые процессы ИБ в разработку, тестирование и системное администрирование. [4]

Мир находится на пороге глобальных изменений. Новое информационное общество приходит на смену обществу индустриальному, в связи с чем новые информационные технологии все более и более проникают во все области деятельности человека, особенно в промышленность и общественную жизнь, ускоряя процессы глобализации и интеграции мировой экономики и мирового сообщества. [1]

Процесс информатизации общества привел к тому, что компьютерная информация превратилась в основной товар, обладающий значительной ценностью, в своеобразный стратегический ресурс. Информационные системы и технологии, как компоненты информационной сферы непосредственно и активно влияют на состояние экономической, экологической, энергетической, транспортной, продовольственной, криминогенной, информационной и других составляющих комплексной безопасности РФ. Таким образом, информационные системы являются одним из системообразующих факторов жизни современного общества, и влияние ИБ и на все стороны жизни общества с течением времени будет только возрастать. [1]

Растущая ценность бизнес-данных, уязвимость сетевых систем и важность топливной инфраструктуры сделали нефтегазовые компании основными мишенями для злоумышленников. Отрасль уже стала жертвой нескольких громких атак. Так, в мире известен факт взлома Colonial Pipeline скомпрометировал сети компании, остановил ее деятельность и лишил Восточное побережье трубопровода, который поставляет почти половину топлива в регионе.

Высшие учебные заведения нефтегазовой отрасли должны сотрудничать с нефтегазовыми компаниями, чтобы как можно быстрее подготовить будущих специалистов в области кибербезопасности и ИБ. В противном случае некоторые из важнейших критических национальной инфраструктуры могут оказаться широко открытыми для будущих атак.

Значительные изменения в нефтегазовых системах за последние несколько лет сделали компании гораздо более уязвимыми для кибератак. Продолжающаяся цифровизация отрасли и переход от централизованных систем к распределенным стратегиям управления сделали управление киберрисками необходимым для нефтегазовой отрасли. Многие предприятия полагаются на слабые стратегии кибербезопасности, такие как системы с воздушным зазором, которые представляют собой компьютеры, не подключенные к Интернету. В некоторых случаях системы, которые ошибочно считались воздушными, становились легкой мишенью для атак. Хотя эти стратегии никогда не обеспечивали надежной защиты от атак, со временем они могут сделать компании особенно уязвимыми. Устаревшие системы, которые никогда не предназначались для легкого доступа, теперь подключены к Интернету для обеспечения видимости и обслуживания, что сокращает разрыв между ИТ и ОТ в отрасли. Подключенные к Интернету системы и интеллектуальные устройства, которые все чаще встречаются в тяжелой промышленности, помогают нефтегазовым компаниям собирать данные о полевых операциях в режиме реального времени, улучшать техническое обслуживание и повышать видимость парка транспортных средств. Они также еще больше увеличивают площадь атаки корпоративных сетей. Эти системы также могут хранить огромное количество информации о нефтегазовых аппаратах. Инструмент прогнозирования технического обслуживания, который использует данные с датчиков Интернета вещей, может включать такие детали, как тип металлического покрытия, используемого машиной, для правильного прогнозирования износа машины, коррозионной стойкости и электропроводности. Вся эта информация может быть доступна злоумышленникам, которые успешно взламывают киберзащиту компании. [2]

Инвестиции в интеллектуальные технологии и цифровизацию также ускоряются, а это означает, что с трудностями в обеспечении безопасности этих систем, скорее всего, будет сложнее справиться. В результате эффективная кибербезопасность обеспечение ИБ для нефтегазовой отрасли становится все более необходимой.

Согласно результатам исследования компании «СерчИнформ» [5] в части кибербезопасности относительно российского нефтегазового сектора цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли невозможна без совершенствования систем кибербезопасности. Риск несанкционированного проникновения и утечки данных увеличивается с ростом научно-технологического прогресса.

По результатам исследования «СерчИнформ», в котором приняли участие по мимо прочих 55 компаний нефтегазового сектора, отечественные нефтегазовые корпорации наиболее полно масштабно внедрили средства защиты информации. Среди таковых можно отметить SIEM-системы (используют 31% опрошенных компаний), DLP-системы (47% опрошенных компаний).

Можно с большой уверенностью утверждать, что российских нефтегазовых компаний заключают с сотрудниками соглашения о неразглашении информации. Однако по сведениям в

2018 году в нефтегазовой отрасли наблюдался наиболее высокий процент утечки персональных данных. Эту динамику отметили 22% респондентов против 15% в других отраслях. В 2018 году с утечкой информации столкнулись 71% опрошенных нефтегазовых компаний. Среди других серьезных происшествий респонденты выделили промышленный шпионаж (20%) и организацию подпольной фирмы (8%), четверть происшествий произошла по вине представителей руководящего состава. В большинстве случаев (31%) инциденты нанесли ущерб имиджу; имели место и большие финансовые потери (13%).

Наблюдается отрицательная динамика на рынке труда в области специалистов по ИБ. Так, при наличии достаточно большого количества бюджетных мест (8000) в отечественных вузах дефицит кадров в данной сфере в России составляет около 180 тыс. человек. То есть уже существует устойчивая тенденция: темп прироста дефицита кадров в области ИБ превышает на 200-300% количество бюджетных мест. Причем вузы пытаются привлечь выпускников для последующего преподавания с целью поддержания уровня подготовки специалистов ИБ. Для повышения качества образовательных услуг на направлениях информационной безопасности и ИТ вузы привлекают экспертов из сферы ИБ и отправляют обучающихся на производственные практики. Стоит подчеркнуть, что программа практики на одного обучающегося достаточно затратна для предприятий в силу задействованности собственных сотрудников в синтез обучающего и практического процесса с отдачей в относительно долгосрочной перспективе. Известно, что в России по данным HeadHunter 4 года назад было открыто более 17 тыс. вакансий для специалистов в сфере кибербезопасности, а с января по октябрь 2021 года - 30 тыс. Показатель конкуренции в сфере ИБ в 2018–2019 гг. практически отсутствовал (человек на место), в 2021 году составил 2 человека на место.

Таким образом ИБ является важнейшей и востребованной составляющей на современном рынке труда.

Библиографический список:

1. Ажмухамедов И.М. Принципы обеспечения комплексной безопасности информационных систем // Вестник АГТУ. Серия: "Управление, вычислительная техника и информатика" №1/2011, С.7-11.
2. Вихорев С.В. Классификация угроз информационной безопасности Cnews.ru годовой обзор "Сетевые атаки и системы информационной безопасности 2001"
http://www.elvis.ru/informatorium_networks.shtml.
3. Доктрина информационной безопасности Российской Федерации // Утверждена Президентом РФ 9 сентября 2000 г., № Пр-1895.
4. Кошко, О. В. К вопросу о возможных путях усиления информационной безопасности для развития экономики России / О. В. Кошко, Е. М. Романова // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2019. – Т. 10. – № 3. – С. 37-47.
5. Нефтегаз в зоне киберриска. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://oilcapital.ru/article/general/28-02-2019/neftegaz-v-zone-kiberriska>
6. Проталинский, О. М., Ажмухамедов, И. М. Информационная безопасность вуза / О.М. Проталинский, И.М. Ажмухамедов // Вестник АГТУ. – 2008. - № 1. – С. 18 – 23.

UDK 338.2:622.276

Socio-economic aspects of the development of hard-to-recover heavy oil reserves

Ignatskaya L.Y.

Ukhta State Technical University (Branch in Vorkuta), Vorkuta

The current stage of the world economy is characterized by multi-vector and contradictory processes that have a negative impact on the activities of not only national economies, but also on the enterprises' activities, as additional risks and threats that are difficult to calculate are created. The oil industry not only left the economic comfort zone, which provided predictability, significant planning abilities, long-term partnerships with counterparties, but also got into a situation of increased attention and risks, as well as the need for radical organizational and technological changes.

The period of COVID-19 stagnation and the subsequent post-COVID-19 stage of the global economic recovery increased the volatility and conjuncture of the energy market. Oil-producing enterprises found themselves in a situation where, on the one hand, the demand for energy resources and hydrocarbons has sharply increased, and on the other hand, pressure on the oil and gas industry has increased from a complex of factors that prevent a quick response to market conditions. These pressure factors can be grouped into following clusters:

1. a cluster of political factors:

- the pressure of the "green policy", which forms an intolerant attitude of the public and consumers to hydrocarbon energy resources;
- attempts to infringe on the economic interests of resource-producing countries by introducing various sanctions;
- linking the economic behavior of the subjects of the world economy with political preferences;
- sanctions confrontation of countries.

2. a cluster of organizational and legal factors, including changes in the legal support of energy market entities, forcing them to look for additional "legal loopholes" for the implementation of trade and economic activities of oil and gas producing enterprises;

3. a cluster of economic factors:

- the use of lobbying and the use of imperfect competition techniques;
- moving away from predictable and definite pricing in the oil and gas market to the mechanisms of exchange trading and spot prices that generate instability and market hype.

In addition to external factors of pressure on the activities of oil and gas enterprises, there are internal objective reasons that encourage accumulating attention to serious changes in approaches to the production and economic activities of the industry.

The existing industry problems should be noted.

As the analysis of the efficiency of oil reserves development shows, their structure is changing towards a significant increase in the share of low-margin reserves (from 36% to 55%), and the analysis of the assured oil reserves can be represented by the following structure:

75% - hard-to-recover reserves, including: 4% - small seam thicknesses; 13% - high-viscosity oil; 14% - sub-gas layers; 36% - low-permeability reservoirs.

The state of the raw material base, the geological service, requires a steady improvement, including by increasing investments in these areas of activity. According to statistics, investment in this industry has decreased by five times.

A significant proportion of the fields being developed are in the senile stage, when they need additional investments, the preservation and development of their potential, the introduction of new technologies to increase oil production and maximize final oil recovery. Prolongation of the time of full-fledged use of deposits in the senile stage not only contributes to more efficient subsoil use, but also solves such socially significant tasks as the preservation of jobs, and, therefore, the normal functioning of single-industry oil producing regions.

It is obvious that the prospect of development of the industry is associated with the development of hard-to-recover reserves (they are reserves in low-permeable rocks, high-viscosity oil, remaining reserves in developed fields, sub-gas deposits, unconventional reserves in fields in remote and hard-to-reach areas). The geography of oil and gas production will be forced to expand, which will undoubtedly affect the economic parameters of mining: an increase in the capital intensity of production due to the complexity of the extraction technology, an increase in the cost (cost value) of products, which will lead to a change in the pricing structure.

Insufficient investment in the energy sector can lead to negative consequences not only for the oil and gas industry, but also for a number of related industries focused on the development of new equipment for fuel and energy complex enterprises working to solve the problem of import substitution.

"Reducing orders to contractors will lead to job cuts with all the ensuing consequences. A reduction in investment and consumption of resources and services will lead to a curtailment of business activity in related industries, such as mechanical engineering, metallurgy, drilling, oilfield services, construction, and to a reduction in employment by 1 million people this year already " [2].

In these conditions, the role of state participation in solving the problems of the oil and gas industry is increasing. There is no future without a long-term strict economic strategy and active geological exploration of the fuel and energy complex.

These problems and the solution of a number of tasks to improve the efficiency of the oil and gas industry are considered in the Energy Strategy of the Russian Federation until 2035. The primary and most significant tasks of the development of the fuel and energy complex are the following:

- stabilization of annual oil production with gas condensate up to 525 million tons and its increase in the future, which can be possible only in the conditions of stabilization of the hydrocarbon market, recovery of the growth rate of the world economy, progressive development of the Russian economy;

- technical re-equipment, development and modernization of the industry as a whole and its sub-sectors; in solving this problem, it is necessary to solve the problem of increasing the investment attractiveness of the industry even in conditions of a gradual and systematic transition to renewable energy. Investment attractiveness can be achieved by diversifying the industry, deepening the processing of hydrocarbons and expanding the range of products;

- the strategy provides for a set of measures aimed at improving the efficiency of mineral extraction, increasing the oil recovery coefficient from 28 to 40%, as well as increasing the volume of oil production to 17% due to the development of hard-to-recover resources.

Solving these problems requires an integrated approach based on taking into account all newly emerging factors. Taking into account the renewable energy development programs, it is necessary to rethink and create a new organizational and legal framework for the industry, which would specify and detail the main parameters of the functioning of the industry enterprises, would determine priorities in the issues of subsoil use and the relationship between the state and enterprises, would improve the licensing policy.

An important area of increasing the transparency of the oil and gas industry is the creation of a clear system of state supervision, the activities of which should ensure an increase in the rationality and efficiency of subsoil use.

In the context of rising costs of oil and gas production, fiscal and monetary policy should be improved. The tax policy should take into account the specific features of the operation of the enterprise, making it possible to defer tax payments in case of serious financial difficulties, stimulating the activities of small and medium-sized enterprises to maximize the production of hard-to-recover hydrocarbons.

The basis for the technical modernization of the oil-producing industry, focused on the development of hard-to-recover reserves of heavy oils, should be the program of innovative activity of the industry, which should cover not only the sphere of hydrocarbon production, but also ensure the innovative development of the domestic service and machine-building industry for the oil and gas and processing industry, continuing work on import substitution, since even in today's unfavorable geopolitics, a significant share of imported equipment remains. This problem is especially relevant for shelf production. Innovative activity should be based on ground experimental work. To do this, it is necessary to create conditions for the development of new promising technologies for the development of hard-to-recover reserves: scientific landfills, which should become a platform for testing and introducing new methods of research and development of hard-to-recover reserves, the development of unconventional oil resources, as well as solving environmental problems.

All areas of work to improve the efficiency of production of hard-to-recover heavy oil are highly expensive and require serious financial injections, attracting significant investments, so the state will have to participate in investing and financing R&D in the industry and concentrate public investment on the implementation of priority infrastructure projects.

All technical and technological innovations in the industry should be carried out in parallel with the development and improvement of the competencies of the personnel of enterprises, who should not only have knowledge and professional skills, but also have a high level of industrial and environmental culture.

Bibliography:

1. Danilova E. I. (2018). Tyazhelye nefi Rossii [Heavy oil of Russia]. The Chemical Journal – The Chemical Journal, December, 34-37 [in Russian].

2. Tarasyuk V. M. (2014). Vysokovyazkie nefiti i prirodnye bitумы: problemy i povыshenie effektivnosti razvedki i razrabotki mestorozhdenij [High-viscosity oils and natural bitumens: problems and improving the efficiency of exploration and development of deposits]. BEREGINYA.777.SOVA – BEREGINYA.777.SOVA, Vol. 21, No. 2, 121-125 [in Russian].
3. Miyassarov A. SH. (2015). Sovershenstvovanie razrabotki zalezhi vysokovyazkoj nefiti s primeneniem resursosberegayushchej tekhnologii [Improving the development of high-viscosity oil deposits with the use of resource-saving technology]. Extended abstract of candidate's thesis. Ufa [in Russian].
4. Bulankina E. V. (2017). Ekonomicheskaya celesoobraznost' razrabotki mestorozhdenij vysokovyazkih neftej v Rossii i v Kitae [Economic feasibility of developing high-viscosity oil fields in Russia and China]. Molodoj uchenyj – Young scientist, Vol. 140, No. 6, 231-234. Retrieved from <https://moluch.ru/archive/140/39515/> [in Russian].

УДК 378

Current problems for university entrance in the oil and gas industry

Abbasov H.

Leeds Beckett International Student Ambassador (Leeds, UK), PhD student of The Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University), Moscow

Polyakova I.

Center for Additional Education of the Vorkuta branch of Ukhta State Technical University

Today, oil and gas industry is the basis of the Russian Federation economy. First of all, this is due to the ever-increasing demand of the world market for the energy resources supply. Russia occupies one of the leading positions in this business segment and therefore the field of study "Oil and Gas" remains one of the most promising and prestigious, which every year attracts more and more students who want to get a highly profitable specialization. Today, more than 30 universities successfully operate in Russia, providing education to future professionals in the oil industry. The entrance to Russian universities is based on the results of the unified state exam (USE). This article shows the issues of objectivity and relevance of this entrance form in higher education professional programs in general and the oil and gas programs in particular.

Almost 21 years ago, on February 16, 2001, a unified state exam was introduced in Russia, which is both a final exam from school and an entrance exam to universities. This was a step towards joining the Bologna process that took place in September 2003 [1]. The main goal of the USE is to form an objective system for assessing the quality of training for general educational institutions graduates and applicants. The main tasks of the exam include:

- increasing the accessibility of vocational education;
- ensuring the continuity of general and vocational education
- ensuring the state control and management of the education quality based on an independent assessment of the graduates training.

However, despite such an impressive duration, with all the positive aspects, the USE introduces some social tension in society and is very ambiguously assessed by experts.

Currently, there is a wide discussion about the expediency of conducting the Unified State Examination and the graduates' assessment objectivity. At the same time, there is a sensitive issue of its impact on the psychoemotional health of teenagers. In the course of sociological research, researchers identify positive arguments in favor of conducting the USE, such as:

1. Elimination of corruption and arbitrariness in universities entrance;
2. Documents submission simplification for the schools graduates that are geographically located at a considerable distance from the desired university;
3. Expansion of the information technologies use in the education system and the formation of a single information educational space.

In publications, there is a wider range of positive arguments, such as improving the education quality and the objectivity of assessing the students' knowledge and abilities, but this can be argued, because of the emotional state of young people during the preparation for the exam and its immediate delivery that undergoes a significant deterioration [2]. There are also arguments that, in our opinion, are the opposite of the above, and, as practice shows, they negatively affect the psycho-emotional development of a person;

- test tasks do not contribute to the ability to reason, generalize knowledge (especially in the humanities);
- in preparing for the exam, students are oriented towards constant memorization instead of a full-fledged study of the subject, which is replaced by preparation for the exam and the constant implementation of the previous year's USE options.

This approach does not allow identifying the knowledge and skills necessary for the applicant to choose a further specialty. Moreover, the forced preparation for an exam in such a format negatively affects psychological preparation, which can lead to a distortion of the professional orientation vector.

There are medical statistics of psycho-emotional disorders in teenagers, including those leading to suicide due to passing the Unified State Examination. It suggests that "the lottery, which will give an excellent win in the absence of a school curriculum deep study" must be transformed into a process that demonstrates systemic knowledge and competencies of applicants that will help them to be competitive in the labor market in the future.

The goals set initially during the introduction of the unified state exam have long ceased to be effective:

1. The elimination of corruption is replaced by the costs of tutors, additional classes and other forced training;
2. The simplification of the documents submission is also not observed. Firstly, the Unified State Exam results are not the only criterion for the selection to the bachelor's degree programs, and secondly, the Unified State Exam introduction did not affect the abundance of document flow in the education system in any manner;
3. The expansion of the information technologies use in this case can only be carried out together with the modernization for the USE preparation program and the introduction of a competency-based approach that has definitely nothing to do with the psychological pressure on schoolchildren that can be observed today. Furthermore, the information technology use must be implemented along with the modernization of the skills and competencies of authorized persons and educators in the IT field.

The inefficiency of using IT technologies in the education system exists due to two factors the crudeness and incompleteness of the IT product (due to cost savings or other factors) and the competencies and skills lack of the people who work with the implemented IT product. Thus, we reach the conclusion about the insufficient development level for both the technological component and the human factor.

Of course, these are not the only goals pursued by scientists and authorities in the USE implementation. However, this is enough to draw a logical conclusion that various reforms of the education system, as well as the introduction of any new elements into it will show their inefficiency in most cases, if sufficient attention is not paid to the introduced elements quality (both technological and social).

Let's look at the USE effectiveness on the example of the knowledge required to obtain a profession related to the oil and gas industry. Mathematics, physics, chemistry, information and communication technologies are the main school subjects that form the basis for this profession. The statistics of expelled students for academic debt, as well as of their own free will after the first year due to the learning difficulties, confirms the fact that a non-objective and poor-quality selection was carried out at the stage of entrance the training [3].

Even the additional entrance tests do not solve this problem - interviews are held after the USE rating and often show applicants' superficial knowledge. However, the university needs to enroll for the first course. Moreover, many oil and gas graduates cannot find a job due to the low level of competencies. In many respects, the transition from a systemic approach to a competency-based approach that is new for Russian education, also plays a negative role here. The development and

formation of this approach can be observed today in Europe and the USA [4]. The development of a competence-oriented system will make it possible to determine the range of knowledge and practical skills necessary for a specialist in his own industry.

So, today modern scientists, teachers, practitioners are discussing the issues of improving the applicants level in general as well as the universities that produce specialists for the oil and gas industry.

First of all, it is necessary to pay attention to the quality of the elements being introduced into the education system as a whole. The lack of competencies and technological progress at least slows down the development of the system, and, at the most, it negatively affects both the acquired knowledge and skills, and the psychological state of students in educational institutions. Besides, there is nothing innovative in nature with the non-acceptance trend of the individual approach as well as the generalizing all of the existing processes into a single system. There is only a reluctance to understand certain situations.

Also, if we talk about the formation of the applicant's stable skills and qualities that will serve as the foundation for his future specialty, it is necessary to do one or the other. Either to transform the existing system and reduce the level of psychological and moral pressure on the student (often accompanied by personal goals of teachers and teachers), or to look at developed countries and implement some elements from the foreign education system. In this case, we are talking about the introduction of the *gap year* practice, which successfully exists in Western countries and allows future specialists to gain some time in order to obtain an experience and to form some kind of the aspirations and goals. This is an integral part of career guidance work.

Definitely, the implementation of this phenomenon, new and strange to the post-Soviet space, must be correctly calculated taking into account the post-Soviet mentality and based on numerous sociological studies. However, it would be much more efficient to incur the costs of global research and upgrade the system for the better, than to have incompetent specialists in the state who learns only because of the threat of the army or the insistence of the family.

Bibliography:

1. BONJEAN, Dominique The Bologna Process and the European Higher Education Area (англ.). Education and Training — European Commission (21 сентября 2018). [Электронный ресурс]. – https://ec.europa.eu/education/policies/higher-education/bologna-process-and-european-higher-education-area_en \ (дата обращения: 15.01.2022)
2. Степанов Э. П., Ковтун Т. Ю. Проблемы современного ЕГЭ // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2017. – Т. 26. – С. 286–287. – [Электронный ресурс]. – <http://e-koncept.ru/2017/770776.htm> (дата обращения: 15.01.2022)
3. Колотова Е.В. Изучение отчислений студентов в бакалавриате/специалитете НИУ ВШЭ // Мониторинг университета. 2011. № 6. С. 22–32 (дата обращения: 16.01.2022)
4. McClelland, D. C. (1973). Testing for competence rather than for "intelligence." *American Psychologist*, 28(1), 1–14. [Электронный ресурс]. – <https://doi.org/10.1037/h0034092> (дата обращения: 16.01.2022)

УДК 378

International cooperation between Russian and UAE oil and gas universities in the field of experience exchange

Lavrenyuk M.

Usinsk Branch of Ukhta State Technical University; Usinsk

United Arab Emirates is an economic miracle we all know about. How many people know that before oil was found in the country, it was one of the poorest and most backward in the world? Thanks to oil incomes, it made a breakthrough that no one in the world had done before. The UAE as a state was formed only in 1971, when 6 emirates united within one country. Today Emirates looks like Hong Kong and New York and in terms of the well-being of life the country is on a par with the leading world power.

At first glance, it may seem that Russia and the United Arab Emirates are 2 completely different, unrelated states. However, these countries have a lot in common. To begin, they have quite strong and importantly long-term diplomatic relations. Such relations were born at the end of 1971 after which Embassies were successfully opened in both countries.

In terms of oil reserves our countries are almost on the same level with the UAE having only about 1 billion tones less than in the Russian Federation. Why is Russia lagging behind the UAE in terms of the population living standard? First of all this can be explained as follows: the area of the UAE is 83,600 sq. km. and the area of the Russian Federation is 17,125,192 sq. km. For example the Arab Emirates is about the size of our 2 Moscow regions. Accordingly the population of our countries cannot be compared.

In addition to diplomatic relations Russia and the United Arab Emirates also have economic relations. Our country collaborates with the UAE in the field of high technology, long-term investments and energy, which has already made a significant contribution to the stabilization of oil prices. In general, Russian-Emirati relations are focused on trade and economic cooperation.

Our two countries have a lot to learn from each other especially with regard to the oil industry and the economy of the state as a whole. However, there is a question: how much cooperation has been developed between Russian universities and the United Arab Emirates universities. If we studied this question, we would come to the conclusion that there is not enough work has been done here.

To begin with, it is necessary to consider the higher education system in the UAE.

Education in the UAE began its history less than 50 years ago and managed to adsorb only the most modern and effective standards, and these standards being mostly of experienced and of world leaders in education: the USA, Great Britain, Canada and Australia. 15-20% of the state budget is spent annually on the education sector. Foreigners from all over the world make up a large part of both students and teaching staff. While in Russia and the CIS, little is known about studying in this exotic country.

The first institution of higher education in the United Arab Emirates the UAE State University in Al-Ain (UAE University) opened its doors to students in 1977. Currently a large number of different universities, institutes and colleges offer students to get higher education in a huge number of specialties. UAE citizens study for free at three public universities and have discounts and benefits in many private ones. International students can also study at public universities in the UAE for payment.

Moreover, you don't need to know Arabic to study in the Emirates: the main language of higher education in the country is English. At the same time, the requirements for the level of the language are low and start from IELTS 5.5. Sometimes the university itself conducts the entrance exam in English.

Universities in the United Arab Emirates work according to the three-stage Bologna system. Education at the first stage, bachelor's degree, at the University of the UAE usually lasts 4 years. Master's degree programs are more often research-oriented. Studying at the university at this stage lasts 1-2 years.

However, an important feature: in the Arab Emirates, higher education for all students is paid and relatively expensive.

State universities:

UAE University (UAE University in Al Ain), the oldest higher education institution in the country. Currently, more than 15 thousand students study there. The University has 70 bachelor's degree programs and several master's degree programs. Many academic programs of the university have international accreditation.

Zayed University (Sheikh Zayed University) was founded in 1998 as a women's university, but later began to accept students of both sexes. The University has 5 faculties (colleges) - Arts and Sciences, Business Sciences, Communications and Mass Communications, Education and Information Systems. The University has campuses (campuses) in Abu Dhabi and Dubai, the main language of instruction is English.

Higher Colleges of Technology (Colleges of higher technical education) is the largest higher education institution in the country. It trains more than 16 thousand UAE citizens. This conglomerate of colleges was founded in 1988. Colleges are located in Abu Dhabi, Al Ain, Madinat Zayed, Dubai, Ras Al Khaimah, Sharjah and Fujairah. There are colleges where only girls or boys study. Colleges have 80 training programs for students of different levels and issue graduates with diplomas of completion of certain courses, as well as confer bachelor's and master's degrees.

Private universities:

There is a large number of private higher education institutions in the UAE, that teach students according to programs from different countries. Some universities are independent institutions; others are branches of well-known educational institutions of the world. Universities have different accreditation, and when choosing an educational institution, it is recommended to think about which country in the world the graduate plans to continue his education or work in the future.

Despite the fact that the United Arab Emirates is still a novelty for Russian students, two branches of Russian universities are open and operate in the country:

1. A branch of the St. Petersburg State University of Engineering and Economics (INJECON), located in the Knowledge Village SEZ in Dubai.

2. A branch of the Moscow Financial and Industrial University "Synergy" (Synergy University), located in the Jumeirah Lakes Towers area in Dubai.

The branch of the St. Petersburg State University of Engineering and Economics (INJECON) is one of the oldest and largest higher educational institutions in Russia in the field of engineering and economics education. The university has 10 faculties and 32 departments. 15 branches and representative offices have been opened in Russia. More than 2000 students from Russia, the countries of the near and far abroad each year become graduates-specialists who have received professional training. The University cooperates with two dozen other educational organizations and institutions from 14 foreign countries, providing education of a high international level.

In the UAE, the representative office of INJECON is located in the very center of Dubai, not far from Dubai Airport and the City Center, in the Al Hai building, office No. 403. Here he is studying at the correspondence department of the Faculty of Tourism and Hotel Management in two specialties - Economics and Management at the enterprise of Tourism and Hotel management and Socio-cultural service and Tourism.

Classes at the INJECON's representative office are conducted in Russian, , and lectures are given by teachers with academic degrees and specialized training. Students are provided with methodological and teaching aids, and in the evening teachers organize the necessary consultations.

It is worth noting that an agreement on scientific and technical cooperation in educational, scientific and innovative activities has been signed between Lomonosov Moscow State University and the Masdar Institute of Science and Technology (Abu Dhabi). In addition, a Russian International school has been operating in Dubai since 1996, conducting classes of Russian study programmes.

Therefore, what conclusion can be drawn from all of the above? To what extent is it necessary to develop international cooperation within the framework of the exchange between universities of Russia and the United Arab Emirates? It's absolutely necessary! What is being done at the moment is too little. It is quite difficult for a Russian applicant to enroll in a UAE university, and most importantly, it is expensive. At the same time, Russian students could gain such valuable and necessary knowledge in many areas. Firstly, we are talking about high technologies. It is no secret that, the UAE is among the leading countries in this direction. There are also quite a few topics for bilateral study in the oil industry. Returning to the question of the economic miracle of the UAE, we have a lot to learn in the field of social security. For our part, Russia has also come a long way and achieved no small results. Our scientists have something to share with students from the United Arab Emirates. Another direction that is developing very successfully in both countries.

Bibliography:

1. Объединенные Арабские Эмираты: нефтяная страна, у которой получилось // Рамблер. [Электронный ресурс]. - https://news.rambler.ru/other/43679174-obedinennye-arabskie-emiraty-neftyanaaya-strana-u-kotoroy-poluchilos/?utm_source=copysharing&utm_medium=social (дата обращения: 12.01.2022)
2. Дубай & Москва. Почему в России нефти больше, и живём беднее? [Электронный ресурс]. - <https://bankstoday.net/last-articles/dubaj-moskva-pochemu-v-rossii-nefti-bolshe-i-zhivyom-bednee>
3. Education in the United Arab Emirates [Электронный ресурс]. - https://www.unipage.net/en/education_uae
4. ОАЭ — полвека. Какую страну смогли построить арабы на нефтяные деньги [Электронный ресурс]. - https://secretmag.ru/stories/oaе-polveka-kakuyu-stranu-smogli-postroit-araby-na-neftyanye-dengi.htm?utm_source=social
5. Санкт-Петербургский государственный экономический университет [Электронный ресурс]. - <https://unecon.ru/>

Цифровая трансформация образовательной среды в России (на примере высшего образования)

Андрухова О.В., Ридван И.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Актуальность данного исследования обусловлена трансформацией роли высшего образования в условиях научно-технологического развития. Конкуренция высших учебных заведений обусловлена студентами, профессорско-преподавательским составом, а также внешним финансированием. Это, в свою очередь, позволяет им создавать фундамент для сохранения стабильности и конкурентоспособности в условиях адаптации к изменениям внешней среды. ВУЗы, использующие продукты и возможности цифровизации в разных областях своей деятельности, имеют явное преимущество в цифровую эпоху. Цифровая трансформация всех сфер жизни человека, в частности, образовательной среды, изменила процесс обучения, преподавание и жизнь в образовательной среде не только после дистанционного формата весной 2020 года по причине пандемии Covid-19. Значение цифровых технологий, в том числе информационных и коммуникационных (ИКТ) для структурирования и организации институтов, содержания и взаимодействия в образовании с каждым годом растет. С одной стороны, значимость цифровизации обусловлена изменениями в обществе и на рынке труда. В последнем наблюдается трансформация, вызванная цифровизацией. Это, в свою очередь, предъявляет новые требования к системе высшего образования. С другой стороны, значимость цифровизации происходит из ожидаемого потенциала цифровых технологий для содействия эффективному, действенному и справедливому проектированию образовательного пространства в России.

В последние десятилетия российским университетам становится все сложнее достигать и демонстрировать хорошие результаты относительно мировых тенденций. Тем не менее, российское образование ассоциируется с высокими стандартами качества. Это особенно верно в области науки, технологий, инженерии и математики, о чем свидетельствует количество выпускников, которые сейчас работают в компаниях Силиконовой долины.

Однако амбициозный бюджетный проект «5-100» сумел немного исправить ситуацию. За последние годы некоторые российские университеты поднялись на несколько позиций в глобальном сравнении. Однако этого все еще недостаточно, чтобы конкурировать с ведущими высшими учебными заведениями США и Великобритании. Развитие онлайн-образования в России также призвано помочь иностранным студентам ощутить высокое качество российского образования. «Онлайн-курсы могут повысить конкурентоспособность и репутацию российских вузов на мировом рынке образования», — поясняет представитель проекта «5-100».[1]

Даже лучшие американские университеты используют онлайн-образование для повышения своей популярности. Например, «Psyc 157: Psychology and the Good Life», предлагаемый на онлайн-платформе Coursera, стал самым популярным курсом всех времен в Йельском университете за всю его 316-летнюю историю. По проекту «5-100» некоторые российские вузы уже увеличили количество иностранных абитуриентов благодаря своему онлайн-присутствию. Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС» теперь принимает студентов из 69 стран мира. Университет также недавно разработал два курса на английском языке — по материаловедению и инженерии и комплексному анализу с физическими приложениями — для своей учебной платформы edX.

Идея MOOC (массовых открытых онлайн-курсов) возникла в 2001 году, когда Массачусетский технологический институт оцифровал свои образовательные ресурсы. Эта программа предлагает онлайн-курсы в основном в области высшего образования и образования для взрослых. В результате другие ведущие университеты мира присоединились к Coursera для дальнейшего развития онлайн-образования.

В то же время в России появились такие онлайн-платформы, как «Открытое образование», «Универсариум» и «Лекториум». Но некоторые из лучших стартапов в области электронного обучения, такие как Coursmos, Easy Ten, Preply и iSpring Solutions, также были созданы русскоязычными основателями.[2]

Достаточно показательным примером является Финляндия. За последние 20 лет Финляндия заработала репутацию страны с особенно эффективной и хорошей системой образования. В тестах PISA Финляндия всегда показывала результаты выше среднего в сравнении с Европой, но Финляндия также является одной из лучших стран Европы, когда речь идет о цифровизации школьной системы.[3]

Причины успеха финской школьной системы многообразны:

- Высокие финансовые затраты на образование, особенно на цифровизацию (измеряется в % от ВВП), поэтому большие инвестиции в технологии, цифровую подготовку учителей и т. д.

- Учителя являются товарищами по обучению и организуют самостоятельный процесс обучения. С этой целью подготовка учителей поддерживается в цифровом формате как можно раньше и постоянно обновляется.

- Всеобъемлющее повышение квалификации для учителей, которое также наилучшим образом поддерживает учителей в работе с цифровыми медиа и показывает способы наилучшей передачи цифрового контента в классе, является стандартным.

- Сотрудничество образовательной среды с цифровыми стартапами в качестве технологических партнеров

По данным проекта «5-100», многие российские университеты в настоящее время усиленно работают над улучшением своего онлайн-присутствия. За последние четыре года Вышка предложила на Coursera более 80 курсов на русском и английском языках, которые привлекли более 1,2 млн студентов со всего мира.

По данным CourseBurg.ru, на университет также приходится 22% онлайн-курсов из России. Платформе поручено проанализировать 420 курсов, предлагаемых российскими вузами и опубликованных на разных языках на «Coursera», «Открытое образование», «Универсариум», «Uniweb», «Универсальность» и «Лекториум».

В высшем образовании существует ряд барьеров для продвижения в области цифровизации (рисунок 1).

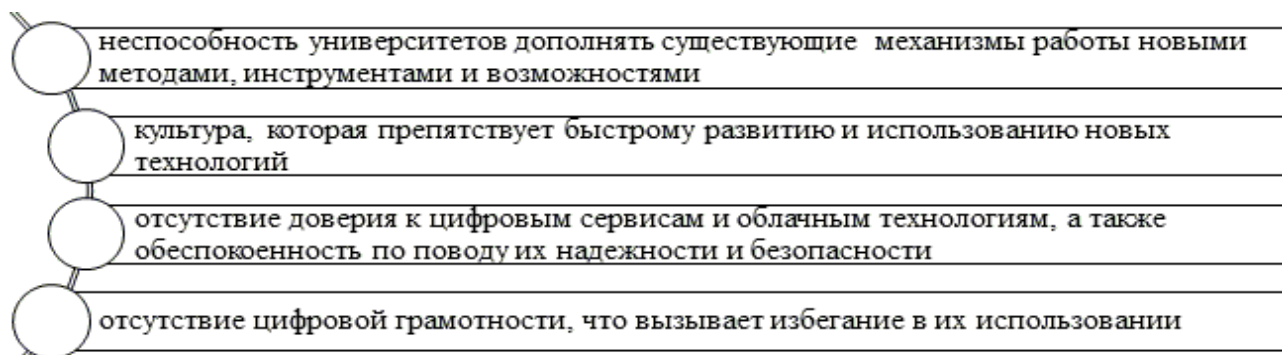


Рисунок 1 - Препятствия для продвижения цифровизации в образовательной среде

Цифровая грамотность в классическом определении подразумевает наличие определенных знаний, умений и навыков при использовании доступных технологий и устройств для достижения желаемых результатов. В силу определенных обстоятельств, в частности, возраста, во избежание недоразумений и осуждения со стороны обучающихся преподаватели университета могут игнорировать использование цифровых технологий.

Несмотря на то, что современные учащиеся постоянно используют мобильные устройства, они редко могут найти правильное применение данным технологиям в процессе обучения. Таким образом, университеты несут ответственность за то, чтобы научить студентов извлекать максимальную пользу из цифровых технологий в университете. Чтобы извлечь максимальную пользу от использования таких платформ обучения, как Blackboard, Canvas или Moodle, университету требуются значительные затраты времени. Многие учебные заведения используют платформы исключительно как хранилища данных (лекций, презентаций и других учебных материалов), что приносит мало пользы для студентов. Неграмотное использование современных технологий и недостаток компетенций при работе с ними могут значительно замедлять внедрение новых цифровых продуктов.

Тогда справедливо ответить на вопрос о том, как эффективно использовать цифровые технологии? Ответ заключается в ряде так называемых необходимостей с точки зрения когнитивных, управленческих, инвестиционных и экономических функций (рисунок 2)

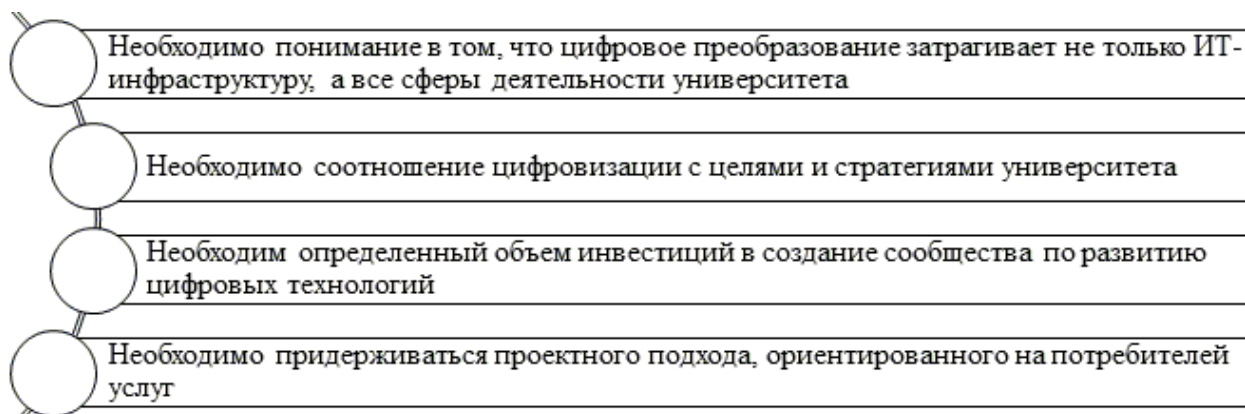


Рисунок 2 - Направления продвижения цифровизации в образовательной среде высшего образования

Цифровое мышление предполагает выработку уникального подхода для каждого отдельного факультета. Это единственный способ достижения необходимого уровня инновационной деятельности на пути трансформации в «цифровой университет». Цифровая повестка дня должна быть определена высшим руководством, которому, в свою очередь, нужна поддержка отдельных факультетов для того, чтобы проводимые ими отдельные мероприятия вписывались в общую стратегию университета.

Библиографический список:

1. Цифровая грамотность российских педагогов. Готовность к использованию цифровых технологий в учебном процессе. // Аймалетдинов Т.А., Баймуратова Л.Р., Зайцева О.А., Имаева Г.Р., и Л.В. Спиридонова. Аналитический центр НАФИ. — М.: Издательство НАФИ, 2019.
2. Инфраструктура дистанционного образования в российских вузах: результаты мониторинга. // Карлов И.А. — Информационно-аналитические материалы Мониторинга экономики образования № 41, 2020
3. Upgrading education with technology: Insights from experimental research. // Escueta, M., Nickow, A. J., Oreopoulos, P., & Quan, V. — Journal of Economic Literature, 58(4), 897-996, 2020.

УДК 378

Competence based approach in the higher education system

Polyakov A.

Usinsk Branch of Ukhta State Technical University; PhD student of St. Petersburg State University, Saint Petersburg

Abbasov H.

The Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University), Moscow

Today, many foreign and domestic scientists talk about the discrepancy between the modern education system and the social development current stage, in particular, in Russia. Being a social elevator, higher education today provides an opportunity for a specialist to take his position in the social structure in accordance with the acquired competencies and personal qualities. The fast development of technology, science and other areas require relevant and deep knowledge from a specialist. That is why the modern system of higher education directly affects the future personnel quality and competence in various spheres of public life. Critical thinking, deep knowledge of their field, skills and abilities that should be used by specialists in solving socially significant problems – all of them are impossible without a well-developed, relevant system of higher education in the state.

The competence-based approach came to the Russian education system from the Western European system of vocational education, becoming a new phenomenon in Russia at the turn of the 20th - 21st centuries. Today, Russian scientists interpret the term “competence” in different ways, which is why it is impossible to talk about a unified Russian school of the competency-based approach. The competence based approach is an essential part of the modernization the Russian higher education system. This brings to the foreground “the formation degree of professional and general cultural competencies, realizing this by solving situational learning tasks” instead of the usual assessment of acquired knowledge, as E.V. Kiseleva [1].

In the modern system of higher education, it is generally accepted that the competence-based approach allows prioritizing education on its results: the formation of the necessary general cultural and professional competencies, self-determination, socialization, development of individuality and self-actualization.

The starting search point for a new type of education system was the Bologna process, which presented new concepts and theories of the educational development in different countries in the post-industrialization society context. The main objectives of the Bologna Declaration were:

- ‘Adoption of a system of easily readable and comparable degrees, also through the implementation of the Diploma Supplement, in order to promote European citizens employability and the international competitiveness of the European higher education system;
- Adoption of a system essentially based on two main cycles, undergraduate and graduate. Access to the second cycle shall require successful completion of first cycle studies, lasting a minimum of three years. The degree awarded after the first cycle shall also be relevant to the European labour market as an appropriate level of qualification. The second cycle should lead to the master and/or doctorate degree as in many European countries;
- Establishment of a system of credits - such as in the ECTS system - as a proper means of promoting the most widespread student mobility. Credits could also be acquired in non-higher education contexts, including lifelong learning, provided they are recognised by receiving Universities concerned.
- Promotion of mobility by overcoming obstacles to the effective exercise of free movement with particular attention to: 1) for students, access to study and training opportunities and to related services; 2) for teachers, researchers and administrative staff, recognition and valorisation of periods spent in a European context researching, teaching and training, without prejudicing their statutory rights;
- Promotion of European co-operation in quality assurance with a view to developing comparable criteria and methodologies;
- Promotion of the necessary European dimensions in higher education, particularly with regards to curricular development, inter-institutional co-operation, mobility schemes and integrated programmes of study, training and research’ [2].

Taking into account the thesis “lifelong learning”, the concepts presented at the Bologna Process already had a competence-oriented content.

Today, the interpretation of the term "competence based approach" in different countries causes differences in approaches. Therefore, it is necessary to consider the key approaches in the world to the "competencies" term definition.

USA. Behavioral Approach

Thus, the approach originally proposed by David McClelland and Richard Boyatzis was a consequence of the behavioral approach development in the United States in the 1970s [3]. At that time, the assessment of specialist’s IQ and academic achievements was an insufficient indicator of his work effectiveness. Therefore, the term “competence” was developed and introduced into circulation. Its essence is still interpreted by American scientists today as “the interaction of a person with the outside world”. The competency model he proposed is shown in Figure 1.

The development of special tests and characteristics assessment that were not associated with grades and the erudition level led to the identification of an effective specialist’s new skills and properties such as social skills, self-awareness, self-control, and everything that is not related to cognitive skills. The training result was planned as a model of a graduate who will develop his personal abilities and professional competencies in the process of learning. They are understood as the graduate ability to use the acquired knowledge and skills in real life and practice.

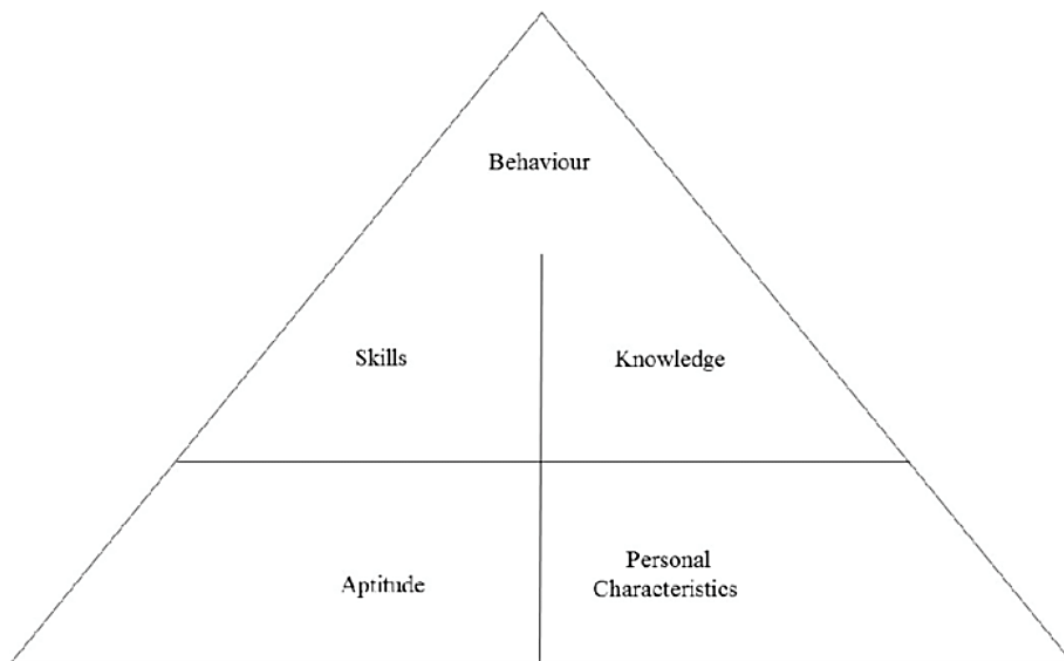


Figure 1 - McClelland's Competence Pyramid Model (Source: McClelland, 1973)

David McClelland has written about new testing methods such as the Behavioral Event Interview (BEI), which was derived from Flangan's Critical Incident Technique (CIT) and the Thematic Apperception Test (TAT), which has been used for many years in the study of motivation [4] [5]. McClelland applied BEI in the specialists selection for the US State Department diplomatic service. Academic achievements and grades at the university provide a certain basis. Then the graduate becomes a specialist in his field. However, what makes the best employees stand out from the average ones? McClelland's individual approach made it possible to highlight the diplomat's key competencies in the following way:

Intercultural, interpersonal receptivity. The ability to communicate with foreigners who have their own culture and traditions. A specialist needs to have a certain empathy and social susceptibility for an objective assessment of the foreign colleagues' words and actions as well as for predicting their reaction.

Positive expectations from others. A diplomat must maintain a positive mindset and have respect for everyone without exception. This is an indicator of the diplomat professionalism.

The comprehension speed of political communication processes. To achieve diplomatic goals, it is very important for a specialist to have manipulative skills and the ability to quickly understand the schemes of influence while lobbying their political interests.

In that way these competencies highlight the best specialist in the diplomatic field, regardless of the existing academic background. Hence the competency based approach is continuously connected with the behavioral approach in the modern American system of higher education, and all competency-oriented concepts implemented in the USA today are based on behaviorism. The European approach to the definition of the competency model is significantly different, demonstrating a deeper interpretation of the term "competence".

The United Kingdom

In the UK, the importance of knowledge and skills along with social functions in addition to the behavioral skills of a specialist is noted, presenting its competence based integrated model. In contrast to the American approach the British way is focused on the subject matter as well as the specialist professionalism. G. Cheetham and G. Chivers also offer an integrative model of professional competence.

The functional approach includes five groups:

1. Cognitive competencies (acquired knowledge and information);
2. Functional competencies (skills);
3. Personal (behavioral) competencies;

4. Ethical competencies (validity of decisions);
5. Meta-competencies (perception of criticism).

In the UK, the interpretation of competence has evolved, absorbing some of the professional skills and specialist's abilities along with the social skills. Therefore, the UK higher education system considers the competencies of future specialists as acquired skills and abilities necessary to perform the functional activities within the profession.



Figure 2 - UK Training Board Competency Model

France

The competency-based approach began to develop in a different way in France. Having absorbed American and British studies, the French competency model has become a kind of integration of the US behavioral model and the functional competencies of the UK.

This model has three groups of competencies:

- Theoretical competencies - knowledge (*savoir*);
- Practical competencies - functional (*savoir-faire*);
- Social competencies - behavioral component (*savoir-être*).

Thus, the behavioral approach to students prevails in the US education system, the functional one and aimed at the future personnel professional skills and abilities is superior in the British educational tradition, and the integrated and holistic approach prevails in the French tradition.

Russia

For the Russian educational tradition, the competence-based approach has a deeper structure. Despite the fact that the terms "*компетенция*" and "*компетентность*" are significantly different, in the Western sense, these concepts can still be interchanged, having one word "competence". The competence-based approach conception is directly related for the Russian education system to the definition of the terms "*компетенция*" and "*компетентность*".

Since this approach came to the Russian education system relatively recently, scientists have not yet deduced a unified formula for determining the competence-based approach. A particularly important methodological problem is the definition of the structure of "*компетенция*" and "*компетентность*". Then, various components can be added to these components, such as creativity, ethical values, communication skills and other personal qualities.

Most Russian scientists still divide competencies into supra-professional and special ones. However, some offer a three-level understanding of competencies:

1. Key competencies that are meta-subject competencies, such as communicative, general cultural, informational, social and labor, etc.
2. General subject competencies in certain educational areas.
3. Subject competencies that are skills and abilities within academic subjects.

Thus, the Russian understanding of the competence-based approach is currently at the stage of development. The introduction of this approach into the system of higher education is due to modern realities. It is based on the generally accepted Bologna Declaration, which Russia joined in 2003. As for the concept of "competence", the European community has a generally accepted interpretation of the competency-based approach, reflected in the European Qualifications Framework (EQF), which was presented in 2004 at the Joint Report of the Council on Education and the European Commission within the framework of the Copenhagen Process. The EQF is a meta-system established to ensure transparency, comparability and recognition of qualifications and diplomas and certificates of education in order to develop the academic and labor mobility of the European continent citizens. The EQF is an integral part of the Bologna process where Russia is also a participant.

So, the European society has adopted an integrated approach to the competencies definition. That is the understanding of the competence-based approach that takes place in the modernization of the European system of higher education. The Russian scientific community has also accepted this interpretation of the competency-based approach, but many Russian scientists are trying to delve deeper into the essence of the approach, building a more complex structure. This delays the unified concept adoption.

Bibliography:

1. Киселева Елена Владимировна Сущность компетентностного подхода в высшем образовании // Вестник Майкопского государственного технологического университета. 2017. [Электронный ресурс]: <https://cyberleninka.ru/article/n/suschnost-kompetentnostnogo-podhoda-v-vysshem-obrazovanii> (дата обращения: 13.01.2022)
2. The Bologna Declaration of 19 June 1999 // Joint declaration of the European Ministers of Education [Электронный ресурс]: http://www.magna-charta.org/resources/files/BOLOGNA_DECLARATION.pdf (дата обращения: 13.01.2022)
3. McClelland, D. C. (1973). Testing for competence rather than for "intelligence." *American Psychologist*, 28(1), 1–14. [Электронный ресурс]: <https://doi.org/10.1037/h0034092> (дата обращения: 14.01.2022)
4. Flanagan, J.C. (1954) The Critical Incident Technique. *Psychological Bulletin*, 5, 327-358.
5. Henry A Murray. Thematic apperception test. — Cambridge, Mass: Harvard University Press, 1943.

УДК 378.096

Конкурентоспособность высшего нефтегазового образования

Укуёма Т., Андрухова О.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация: В течение последних десятилетий нефтегазовая отрасль стабильно является основополагающей для экономики России. Тем временем отрасль с нарастающей интенсивностью начинает испытывать дефицит высококвалифицированных кадров по многим причинам - например, из-за снижения привлекательности нефтегазовых специальностей у молодежи. Ввиду этого возникает необходимость развития конкурентоспособности нефтегазового образования России для развития нефтегазовой отрасли и роста ее конкурентоспособности на мировом рынке.

Ключевые слова: ТЭК, нефтегазовое образование, высшее образование, отраслевое образование, конкурентоспособность в образовании.

Annotation: Over the past decades, the oil and gas industry has consistently been fundamental to the Russian economy. Meanwhile, there is a growing shortage of highly qualified personnel in the industry. One of the reasons is the decrease in the attractiveness of oil and gas specialties among young people. In view of this, there is a need to develop the competitiveness of the oil and gas education in Russia. This will contribute to the development of the oil and gas industry and the growth of its competitiveness in the world market.

Keywords: fuel and energy complex, oil and gas education, higher education, industry education, competitiveness in education

Высшая школа давно стала неотъемлемым фактором национальной безопасности России, в связи с чем необходимо понимание необходимости формирования последовательной стратегии выхода российского образования на мировой рынок. Особенно это касается высшей школы относительно одной из основополагающих для российской экономики отраслей - ведь именно в ней у отечественного образования могут быть весомые конкурентные преимущества относительно других стран ввиду накопившегося многолетнего профессионального опыта и истории страны в отрасли. Тем временем, при достижении целей выхода на мировой рынок необходимо учитывать уровень современного образования в странах Запада.

В течение последних десятков лет нефтегазовая отрасль стабильно является основополагающей для экономики России. Тем временем отрасль с нарастающей интенсивностью начинает испытывать дефицит высококвалифицированных кадров, подготовленных в соответствии с международными требованиями, по многим причинам - например, из-за снижения привлекательности нефтегазовых специальностей у молодежи. Ввиду этого возникает необходимость развития конкурентоспособности нефтегазового образования России для развития нефтегазовой отрасли и роста ее конкурентоспособности на мировом рынке.

Актуальность темы подчеркивается наличием критической нехватки квалифицированных кадров в условиях постоянно стремительно развивающегося рынка нефтегазовой отрасли не только в России, но и по всему миру.

Цель данной работы – изучение конкурентоспособности нефтегазового образования.

Из поставленной цели можно выделить следующие задачи:

1. проанализировать историю развития нефтегазового образования в России;
2. сформулировать особенности нынешнего состояния нефтегазового образования в стране ;
3. найти и сформулировать проблемы и перспективы нефтегазового образования;
3. сформулировать возможные причины снижения привлекательности высшего нефтегазового образования у абитуриентов;
5. проанализировать востребованность нефтегазового образования работодателями.

Теоретической базой исследования стали работы таких авторов, как В.Г. Мартынова, М.А. Лукашенко и др.

Значение добычи газа и нефти для развития страны не уменьшается на протяжении последних трех столетий. Данное направление оказывает значительное влияние на экономику многих государств, и, кроме того, определяет технический потенциал. В свою очередь, все вышеперечисленное оказывает влияние на формирование политических стратегий десятков стран. Сегодня научно-технический, социальный прогресс государства, его экономическое положение на мировой арене определяет именно мощный, наукоемкий высокотехнологичный топливно-энергетический комплекс (ТЭК).

Нефтегазовое образование в России активно формировалось на протяжении последнего столетия. Его предыстория начиналась с введения отдельных курсов в высших учебных заведениях - например, с конца XIX в. в Санкт-Петербургском горном институте читался курс «Нефтяное производство», в Санкт-Петербургском технологическом институте – курс «Технология газового производства». В 1912 г. в издании Совета съезда бакинских нефтепромышленников «Нефтяное Дело» (1912. № 5, 5 марта, с. 51) вышла заметка: «Комиссия Государственной Думы по народному образованию высказалась за принятие с некоторыми поправками законопроекта об учреждении в составе Алексеевского Донского политехнического института особого курса по нефтяному делу». Первая информация о введении «кафедр нефтеведения» появилась в прессе в начале XX в., еще до революции. Такие сообщения касались ряда технических вузов, в том числе Санкт-Петербургского горного института.

Стремительное развитие нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности потребовало не менее интенсивного потока квалифицированных кадров в отрасль. Появилась острая необходимость системного развития высшего нефтегазового образования.

Становление высшей школы нефтегазового образование невозможно рассматривать без упоминания Ивана Михайловича Губкина, который в 1920 г. создал в Московской горной академии первую в России кафедру нефтепромыслового дела, а затем и нефтяной факультет.

В конце 50-х годов одним из наиболее приоритетных направлений развития отрасли стало освоение и быстрая индустриализация Советского Севера. На данный момент на территории одной только Республики Коми известны 124 месторождения, регион считается вторым в Российской Федерации по размерам разведанных и прогнозных запасов углеводорода и торфа, общие потенциальные запасы оцениваются в 170 млрд.т. условного топлива. Появились и стали развиваться и расширяться поселки и города нефтяников, в том числе Ухта - родина первой российской нефти. В итоге 1958 году в Ухте был основан учебно-консультационный пункт Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, в 1967 г. преобразованный в Ухтинский индустриальный институт, ныне - Ухтинский государственный технический университет.

В середине 1990-х – начале 2000 гг. подготовку бакалавров по направлению «Нефтегазовое дело» обеспечивали лишь 10 вузов России. При этом магистратура была открыта только в тех из них, где сложились научно-педагогические школы и была создана хорошая учебно-лабораторная база. Существенным требованием явилось наличие авторских учебных курсов, прежде всего – по специальным дисциплинам, и необходимого учебно-методического обеспечения.

На 1 октября 2021 г. в России подготовку бакалавров по направлению «Нефтегазовое дело» вели 56 вузов, магистров – лишь 25 вузов. Специальность «Нефтегазовые техника и технологии» реализуется в 10 вузах России. Динамика числа обучаемых по направлениям и специальностям нефтегазового профиля выглядит следующим образом:

- 1994 г. – более 6 тыс. студентов (только на бюджетной основе) в 5 вузах;
- 1999 г. – более 15 тыс. студентов (в том числе 40% на коммерческой основе) в 15 вузах;
- 2002 г. – около 40 тыс. студентов (в том числе 60 % на коммерческой основе) в 17 вузах;
- 2009 г. – более 46 тыс. студентов (в том числе 65% на коммерческой основе) в 42 вузах;
- 2016 г. – 44 тыс. студентов (в том числе 69% на коммерческой основе) в 37 вузах (количество вузов уменьшилось в связи с реорганизацией некоторых из них);
- 2019 г. – 41 тыс. студентов (в том числе 72% на коммерческой основе) в 43 вузах [1].

В 2018 г. Совет по профессиональным квалификациям (СПК), объединяющий работодателей, провёл мониторинг рынка труда в нефтегазовом комплексе. Один из результатов исследования показал, что для нормального функционирования отрасли необходимо около 220–235 тыс. человек с высшим образованием, т.е. при ежегодном выпуске вузами страны более 4 тыс. специалистов нефтегазового профиля отраслевой кадровый состав можно полностью обновлять каждые 20 лет.

В сложившейся ситуации значительного превышения предложения над спросом на первый план выходит качество образования для обеспечения конкурентных преимуществ выпускников перед работодателями. Однако, по данным самостоятельного анализа вузами трудоустройства своих выпускников, более 60% востребованы в нефтегазовой отрасли.

Тем временем проблема дефицита молодых высококвалифицированных кадров становится критической для нефтегазовой отрасли не только в России, но и за рубежом. Это демонстрируют результаты опроса, проведенного британской рекрутинговой фирмой EY, которая предсказывает настоящий кадровый кризис в индустрии [4]. Причина – более половины кадров готовятся к скорому выходу на пенсию, в то время как заменить их места становится практически некому.

Популярность естественнонаучных специальностей резко снизилась в 90-е – 2000-е годы, и после смогла восстановиться лишь в 2010-е годы. Этому способствовало повышение зарплат на ряд специальностей, и, кроме того, развитие международных отношений - ряд специальностей стали востребованы у зарубежных работодателей. Отследить востребованность профессии у абитуриентов можно, сравнив стоимость платного обучения в вузах страны и отследив средний балл ЕГЭ зачисленных на бюджетные места абитуриентов. Выяснилось, что на данный момент направление подготовки «нефтегазовое дело» по популярности уступает направлению «экономика» и даже «физика». Стоимость обучения и уровень подготовки абитуриентов на этом направлении заметно ниже.

Одной из причин низкой привлекательности естественнонаучных специальностей можно назвать изменение общественной атмосферы в сторону потребительских ценностей. Нынешнее поколение больше стремится к комфортной офисной работе, нежели к сложнотехнологичному, узкоспециализированному труду, в том числе в условиях физической работы, работы на открытых пространствах и проживания в суровых климатических условиях – так как множество разрабатываемых месторождений относится к территориям Крайнего Севера.

Одна из проблем нефтегазового образования - нефтегазовые профессии остаются привлекательными только для регионов в районах разработки месторождений, в которых нефтегазовые компании являются самыми привлекательными работодателями.

Примечательная особенность развития современного нефтегазового образования – постоянное взаимодействие компаний сферы ТЭК с образовательными организациями. Сейчас сложилась взаимовыгодная схема взаимодействия учебных заведений и нефтегазовых компаний - «школа-вуз-предприятие». В школах создаются специализированные классы (например, «Газпром-классы», «Роснефть-классы»), а в вузах функционируют профильные кафедры и группы по специальностям.

Новые программы обучения отличаются ярко выраженной практической направленностью (не менее половины учебного времени), углубленным изучением профильных дисциплин, использованием новейших технологий, а также ориентацией на реальные потребности компании. Получается взаимовыгодное для всех сторон сотрудничество: компания приобретает высококвалифицированных специалистов, вуз повышает уровень подготовки, обновляет материально-техническую базу, выпускники устраиваются на работу на предприятия.

Подводя итог, можно сказать, что нефтегазовая индустрия как в России, так и за рубежом, остро нуждается в высококвалифицированных кадрах, готовых к работе на производстве с практической точки зрения, а не только осведомленных с теоретической стороны, причем спрос на резюме в этой области будет только расти в ближайшие десятилетия. Конкурентоспособность высшего нефтегазового образования обеспечивает, в первую очередь, востребованность и развитие самой отрасли – за счёт условий и оплачиваемости труда, перспектив развития.

Библиографический список:

1. Владимирова А.И., Шейнбаум В.С. Состояние и становление нефтегазового образования // Нефтяное хозяйство. 1996. № 3. С. 17–20.
2. Мартынов В.Г., Кошелев В.Н., Майер В.В., Туманов А.А. Нефтегазовое образование в России: вчера, сегодня, завтра // Высшее образование в России. 2021. - Т. 30. - № 8-9. - С. 144 - 157
3. Рубин Ю.Б. , Теория конкуренции и задачи повышения конкурентоспособности российского образования// Журнал «Высшее образование в России». 2007. №1. - С. 26-27.
4. Щетинин В. Рынок образовательных услуг в современной России. // Школа, 1997, N3.- С. 29-32.

УДК 622.24.084.3; 622.248.9

Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя

Лукьянов С.А.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Живаева В.В.

ООО «СПП Развитие», г. Самара

Сложно представить современное бурение без систем контроля, логирования и анализа параметров. Информация собирается станцией ГТИ с датчиков, установленных на буровой: вес, расход, наполненность емкостей, ходы насосов, давление промывочной жидкости в манифольде, момент вращения ротора, газоанализаторы и многое другое. Современные буровые станки имеют бортовые самописцы, которые могут фиксировать и передавать в режиме реального времени информацию о нагрузках на элементы конструкции вышки,

напряжение, температуру силовых элементов, другие параметры, превышение которых может привести к выходу из строя оборудования или инцидентам с более серьёзными для жизни и здоровья работников последствиями. Помимо наземного контроля за режимами бурения необходимо получать информацию с забоя для определения траектории ствола, каротажных данных, диагностические данные датчиков, затрубное давление и масса других параметров, которые помогают достичь цели бурения и сэкономить время работ на геологических исследованиях после бурения.

Объем информации от забойных телеметрических комплексов в настоящее время крайне редко ограничивается параметрами отклонителя, зенита и азимута. Требования к снижению дискретности каротажных данных также растут с каждым годом. Более того, использование наддолотных модулей, новых методов каротажа во время бурения, включая различные виды нейтронных исследований, резистивиметрию, акустические каверномеры, PWD, диагностическая информация по вибрациям и питанию, доводит количество необходимых к получению на земле мнемоник до 30-40 штук. При этом, некоторые из них должны выходить несколько раз в минуту.

Всё это диктует необходимость постоянного повышении скорости передачи данных средствами используемого канала передачи. В настоящее время на рынке наибольшей популярностью пользуются системы с электромагнитным и гидравлическим каналами связи.

Электромагнитные комплексы дешевы в производстве, обслуживании, очень надежны, имеют высокие показатели скорости передачи данных на высокой частоте, что позволяет очень комфортно бурить до вертикалей порядка 1000-1500 метров. При дальнейшем углублении происходит снижение уровня получаемого на поверхности сигнала, что приводит к снижению достоверности декодирования или полного отсутствия данных. В этом случае инженер ННБ удаленно переключает частоту передачи на более низкую, повышая уровень приема, но существенно теряя в скорости передачи. В этом месте преимущества телесистем с электромагнитным каналом связи заканчиваются.

Однако, в настоящее время получил широкое распространение ещё один способ использования данного канала связи – межмодульное общение устройств забойного комплекса, не имеющих непосредственной коммутации друг с другом. Наиболее распространенный пример такого использования – наддолотные модули, устанавливаемые на вал ВЗД после долота. В этом случае общение НДМ с основной телесистемой происходит как правило по электромагнитному каналу связи, хотя есть и более экзотические системы типа Bluetooth и других беспроводных сетевых технологий.

Преимущества телесистем с гидравлическим каналом связи в первую очередь связаны со свойством несжимаемости промывочной жидкости, что позволяет практически не иметь ограничений по глубине, с которой инженер ННБ может принимать достоверные параметры. Это преимущество накладывает довольно строгие требования к составу и состоянию раствора, исправности и герметичности элементов манифольда и всей линии нагнетания, так как любой «эластичный» элемент может демпфировать сигнал пульсатора до полной потери способности декодирования наземной станцией.

Если не брать в расчет редкие пульсаторы с отрицательным импульсом, все современные телесистемы с гидравлическим каналом связи можно разделить на 2 типа, исходя из способа перекрытия потока пульсатором: роторный и клапанный. У каждого из них есть свои преимущества в обслуживании и эксплуатации, и скорости передачи у них примерно одинаковы, но современные требования к объему передачи данных в настоящее время уже максимально приближены к границе их технических возможностей.

Конечно, не все скважины требуют полный каротажный комплекс в режиме реального времени, какие-то параметры можно не передавать на поверхность в ходе рейса, а считывать и строить каротажные диаграммы и модели уже на земле – после разборки КНБК, но компания, которая имеет возможность предложить заказчику что-то действительно быстрое однозначно получит существенное преимущество на рынке.

В данной статье я хотел бы как раз рассмотреть наиболее перспективные направления исследований, которые помогли бы решить проблему со скоростью передачи данных и получить некий запас времени до того момента, пока технологии бурения не потребуют ещё больше информации с забоя.

На мой взгляд, таких направлений четыре: использование проводных систем, установка репиттеров для систем с электромагнитным каналом связи, использование нескольких независимых каналов связи в одном аппаратном комплексе и модернизация методов кодирования сигнала.

В то время, как модернизация методов кодирования тянет на серьёзное изобретение, и все участники рынка понимают его важность, каких-либо прорывных решений за последние 10-15 лет не происходило. Максимум – использование более совершенных логических фильтров и установка второго датчика давления на манифольде, что позволяет отсеивать гидравлические помехи от буровых насосов, когда пульсатор работает на максимальной производительности, на грани потери декодирования. Поэтому развитие данного направления нуждается в серьёзной научной работе, и успех этого изобретения будет востребован не только в нефтедобывающей отрасли.

Остальные направления более-менее исследованы, и даже имеют некоторое количество работающих образцов, однако повсеместное их внедрение осложнено из-за проблем с надёжностью, дороговизной или особенностями коммутации забойного оборудования.

Тема использования репиттеров для телесистем с электромагнитным каналом связи не нова и первые коммерческие экземпляры начали появляться ещё в прошлом десятилетии, однако широкого распространения не получает в силу особенностей канала связи. Электромагнитные телесистемы любят за простоту и дешевизну, и редко их включают в состав мощных каротажных комплексов. Поэтому спрос на такие решения невелик. Хотелось бы отметить, что репиттер по сути является таким же электромагнитным диполем – копией зонда телесистемы, установленной близ долота в КНБК. Логика его работы заключается в том, чтобы принимать сигнал от телесистемы на высокой частоте, которая не может быть передана на поверхность с забоя, но может быть передана с глубины расположения самого репиттера. Это технически просто, и довольно дешево в производстве. Тем не менее, у этого решения есть огромный минус, определяемый как раз особенностью формирования сигнала: при прохождении телесистемы или репиттера через высокоомные или низкоомные пласты сигнал пропадает из-за временного закорачивания диполя или по причине непрохождения электрических волн сквозь породу с большим электрическим сопротивлением. И если в случае с сами репиттером проблему можно частично решить бэкапированием зон диполя, установкой второго репиттера, что не спасёт, при выколаживании или большой мощности такого пласта, то в части основного зонда, содержащего датчики и расположенного близ долота, проблема не решается. В этом случае бурение без сигнала не всегда допустимо, так как за условные 2-3 пробуренных трубки можно потерять траекторию ствола или, к примеру, не «отбить» гаммой необходимый пласт. И в лучшем случае такое упражнение может закончиться перебуром за счет сервиса технико-технологического сопровождения бурения. Безусловно, никто такие риски нести не хочет, поэтому скважины, где на месторождениях есть такие пласты, траектория имеет строгие требования или присутствует риск опасного сближения стволов на определенных вертикалях, стараются бурить с использованием гидравлического канала связи.

Использование нескольких независимых каналов связи в одном аппаратном комплексе, пожалуй, одно из самых сбалансированных улучшений, которые можно использовать при минимальных доработках в самом ближайшем будущем. Более того, в регионе западной Сибири есть несколько прототипов такого оборудования, которое произведено российской сервисной компанией. Но, опять же, широкого распространения такая телесистема пока не получила из-за проблем с надёжностью передатчиков и увеличенным энергопотреблением. Говоря о таком способе передачи данных, обычно подразумевают установку в существующую коммерческую телесистему с гидравлическим каналом связи передатчика, работающего через акустический канал связи. В этом случае пакет передаваемых данных делится на части, каждый передатчик передает либо свою часть с собственной уникальной синхропосылкой перед началом передаваемой строки, которые «склеиваются» наземным блоком декодирования, синхронизируя мнемоники по времени получения их забойными датчиками, либо просто разные параметры на разный канал связи: например, по гидроканалу можно передавать всю диагностику, отклонители и телеметрию, а по акустическом – каротажную информацию. Такой симбиоз может быть дополнен третьим каналом связи – электромагнитным, для работы НДМ.

Напоследок оставили весьма интересное решение, подразумевающее кабельный способ передачи информации. Безусловно, это самый простой и быстрый канал связи, не требующий сложных систем кодирования, и позволяющий получать максимальное количество информации без какой-либо видимой дискретности, что даже избыточно для реального использования любых призабойных данных. Говоря об этом направлении у читателя, как правило, возникает картина известных каротажных приборов, которые спускают в скважину после бурения для проведения работ ГИС на каротажном кабеле, либо механически сложные коммутируемые внутри инструмента проводники с мокрым или каким-либо ещё контактом, отличающиеся крайней ненадёжностью соединений. Но нет, есть другие варианты. В силу того, что на рынке начал появляться передовой высокотехнологичный полимерный инструмент для бурения, который по многим свойствам не уступает стальным или немагнитным материалам, допускаю скорую возможность интеграции в его стенки средств коммутации, которые будут обеспечивать связь наземного комплекса с любым забойным оборудованием. В этом случае полностью отсутствует проблема коммутации или ненадежного контакта, так как надежность соединения полностью соответствует надежности закрепления резьбовых замков скрепляемых бурильных труб. К минусам можно отнести дороговизну и несовместимость существующего оборудования. Но мы же говорим о перспективах, поэтому, снижая себестоимость производства такого инструмента, мы всё ближе и ближе подходим к реализации этой идеи, а уж телесистемы адаптировать под проводную коммутацию – совсем простая процедура.

Несмотря на кажущуюся консервативность из-за использования решений 90х годов по нынешний день, сфера наклонно-направленного бурения развивается довольно активно. Особенно радует, что отечественные научно-производственные компании начинают выпускать интересные решения, готовые конкурировать с импортными концернами по всем эксплуатационным параметрам. Я уверен, что сейчас мы стоим на пороге нового скачка развития технологий передачи и обработки сигнала. Связано это с успехами в сфере информационных технологий, повсеместной доступностью нейросетей, простотой интеграции решений из смежных отраслей.

Библиографический список:

1. Лукьянов, С.А. Разработка технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный набор параметров азимута и зенитного угла. Использование преимуществ различных типов забойных телесистем, комбинирование их элементов при строительстве скважин / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // НТЖ «Нефть. Газ. Новации», №10 с. 50-54, 2018.
2. Лукьянов, С.А. Разработка технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный набор параметров азимута и зенитного угла. Использование диагностических данных телесистем для оценки качества передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент и рисков слома КНБК / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // НТЖ «Нефть. Газ. Новации», №1 (229), 2020.
3. Лукьянов, С.А. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic. / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World pp 133-139.
4. Лукьянов, С.А. Использование диагностических данных телесистем для оценки качества передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент и рисков слома КНБК / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // Журнал «Булатовские чтения», сборник статей 2021. с. 335-337, г. Краснодар 2021.
5. Mouhammed Jandal, Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) – A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes. Journal of Petroleum Science and Engineering. (2019).

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А		Буглов Н.А.	153	Ж	
Abbasov H.	536, 543	Буранбаева М.М.	407	Жданов К.Ю.	251
І		Бучак Р.В.	156	Желудова М.С.	68
Ignatskaya L. Y.	533	Бушнев Д.А.	81	Живаева В.В.	550
L		Быков Д.О.	478	З	
Lavrenyuk M.	538	Быков И.Ю.	488, 492	Заборовская В.В.	46
P		В		Закирзаков А.Г.	380
Polyakov A.	543	Валиев И.И.	25	Зейналова Г.А.	159
Polyakova I.	536	Валяева О.В.	81	Земенкова М.Ю.	318
A		Вафин Р.М.	462	Зубарева Е.В.	107
Аббасова С.В.	134	Вахромеев А.Г.	153	И	
Абдуллин А.Ф.	140	Велиев Р.Г.	159	Иванов В.А.	309, 402
Авакимян Н.Н.	249	Вельтистов А.В.	54	Иващенко И.С.	322
Агупов М.А.	431	Вишератина Н.П.	116, 121	Ивенина И.В.	447
Акбашев Т.Р.	144	Волков А.Н.	221	Ивонин А.А.	326
Акчурин Р.Х.	153	Волков Д.С.	28, 298	Игнатик А.А.	331
Алекперов Ю.З.	146	Воронин К.С.	416	Игнатовский С.И.	431
Алиев И.Н.	146	Воронин М.Е.	31	Исаева С.А.	174
Андрухова О.В.	530, 541, 547	Г		Искендеров Э.Х.	340
Асадуллин А.И.	304, 393	Гадашова Э.В.	146	Исмаилов Г.Г.	187
Ахметжанова З.М.	17	Гайнуллин Р.Р.	164	Исмаилов Ш.З.	187
Б		Галимов А.А.	304, 393	Исмаилов Ш.З.	202
Бадиков Р.Ф.	462	Галимов Д.И.	485	Исмайылов Г.Г.	337
Байбекова Л.Р.	410, 414	Ганиева Г.Р.	167	К	
Балин С.А.	465	Гаррис Н.А.	393	Калинин И.С.	481
Бастриков С.Н.	314	Гильмияров Е.А.	309	Каменских С.В.	488
Башкирцева Н.Ю.	443	Горбачев С.В.	322	Карпов А.Б.	343, 361, 407
Белихина А.С.	423	Григорьева Т.А.	312	Киян П.И.	221
Белый Р.Е.	291	Грунковой Т.В.	267	Климанова Д.А.	193
Беляев С.Н.	467	Гужель Ю.А.	357	Климова И.В.	436
Бембель С.Р.	22	Гумеров А.Р.	36	кова О.В.	499
Бирилло И.Н.	298, 419	Гурова Д.И.	43	Ковалева Д.А.	440
Близнюков В.Ю.	36, 77, 127, 153, 488	Д		Кожевникова П.В.	451
Блинов П.А.	426	Дадаш-заде М.А.	170, 174	Козлов А.М.	343
Бобылева Т.В.	470	Даценко Е.Н.	249	Козлова К.А.	426
Богаткина Ю.Г.	149	Демченко Н.П.	101	Колесников М.В.	331
Богданов Б.П.	46	Дудников В.Ю.	177	Колоколова И.В.	59
Богданов Н.П.	467	Дуркин В.В.	180	Костоломов Е.В.	66
Борейко Д.А.	396, 474	Е		Котик И.С.	81
Брагина О.А.	153	Евстигнеева Е.А.	423	Котик О.С.	81
Бугаева Е.В.	46	Евчук Е.А.	314	Кочкина Ю.В.	116, 121
		Емельянова О.Ф.	54	Краснова Е.А.	31, 127
		Ермоловский А.В.	107	Ксёنز Т.Г.	282
				Кувакина А.О.	345

Кудашкина Е.А.	116	Моисеева Е.Д.	496	Рудь Л.А.	116
Куделин А.Г.	458	Морозюк О.А.	215	Ружич В.В.	153
Кузьбожев А.С.	298, 419	Мугатабарова А.А.	275	Рябоконь А.В.	404
Кузьбожев П.А.	419	Мугатабарова А.А.	272	Рязанова Е.Н.	431
Кулаков Ю.А.	228	Мустафаева Р.Э.	365	С	
Кумага Н.К.	530	Мякишев Е.А.	242	Савельева А.А.	81
Куницына Т.Н.	116	Н		Савич В.Л.	389
Кунцев В.Е.	453	Назипов В.Т.	244	Садманова М.В.	107
Куранов А.В.	68	Невестенко М.А.	107	Саетгараев А.Д.	81
Л		Некучаев В.О.	368	Сарычев И.Л.	298, 377
Лаврентьев Н.Д.	351	Никитин В.И.	193	Сауткин Р.С.	31
Леонтьев С.А.	242	Новиков М.И.	25	Сафин Р.М.	393
Лескова С.А.	359	Новрузова С.Г.	170	Сафиуллин А.Ф.	410, 414
Лефтер А.П.	195	Нор А.В.	84	Сафиуллина Е.У.	195
Лизунов Д.С.	492	Нуртазаева М.	91	Сахаров С.А.	505
Логачев Ю.Л.	84	О		Сбитнева Я.С.	101
Лукьянов С.А.	550	Овчарова Т.А.	94	Сверкунов С.А.	153
Люосев В.В.	368	Овчинников В.П.	254, 499	Северинова Л.Н.	12
М		Олесов Р.Ю.	251	Севостьянова О.П.	436
Майоров А.Р.	423	Орлова И.О.	249	Сенин С.В.	112
Максименко В.И.	326	П		Сериков Д.Ю.	396, 474
Маликов Г.Х.	202	Павлова П.Л.	502	Серикова Е.П.	396
Малинин В.Г.	389	Павловский Г.Е.	373	Сигунова А.А.	361
Малькова А.Е.	357	Панкратова Е.И.	251	Силина И.Г.	402
Мамед-заде А.М.	208	Парфирьев В.А.	254	Скородумов С.В.	516
Мамедова Е.В.	213	Пасынков А.Н.	377	Смелов А.А.	167
Маракова И.А.	74, 91	Петрухина Е.В.	260	Смирнов Ю.Г.	436, 447
Мардамшин Р.Р.	215	Пинигин Д.А.	380	Соколова Ю.А.	519
Матейчук Л.В.	221	Пирогов С.П.	416	Соловьев В.В.	509
Махмудов А.Э.	224	Пискунов И.В.	443	Стафеев А.Н.	127
Мачулин Л.В.	228	Пичко А.П.	235	Столярова П.С.	407
Мелентьева К.С.	345	Пичко Н.С.	235	Ступакова А.В.	31, 77, 127
Мелькова Л.В.	121	Погуляев С.И.	351	Судаков В.А.	25
Миклина О.А.	156	Половников С.С.	97	Сулейманов А.А.	202
Милей Е.С.	22	Пошибаев П.В.	516	Султанова А.В.	187
Митрофанова В.И.	386	Р		Суслова А.А.	31, 127
Михайличенко Е.С.	359	Радченко К.А.	77	Т	
Михайлов А.Н.	235	Ратиер Н.И.	383	Тарасов М.Ю.	242
Михайлов Д.А.	235	Ридван И.	541	Тарасова Ю.С.	107
Михеев Д.М.	368	Рожкова О.В.	254	Тарсин А.В.	368
Михеев С.С.	224	Ростовщиков В.Б.	17, 74, 101	Ташкевич И.Д.	153
Михиенкова Е.И.	502			Терентьев М.Г.	519
Мищенко Е.С.	361	Рочев А.Н.	264	Тяжких С.В.	251
Могутов А.С.	116	Рудакова А.Э.	386	У	
Мозговой Г.С.	193			Укуёма Т.	547

Ф		Чермит Т.А.	249	Шейко Е.А.	235
Фабрицкая И.О.	195	Чижевская Е.Л.	318	Шемелина О.Н.	526
Фаррахов С.В.	478	Чувашов А.А.	451	Шилова С.В.	458
Фатхуллин К.Д.	267	Чувашов Н.А.	453	Шитова Я.А.	127
Фахриев Н.А.	25	Чупров М.Д.	278	Шишкин И.В.	298, 419
Х		Ш		Шорников М.П.	193
Хажиахметов В.Н.	304	Шабалин С.В.	97	Щ	
Ханина О.А.	343, 404	Шадрина А.В.	485	Щербакова К.В.	260
Ханнанов А.Д.	272	Шайхулов Р.А.	280	Я	
Харитонов Е.В.	410, 414	Шайхулова А.Д.	280	Якупов А.У.	416
Хафизова Л.Р.	36	Шамсутдинова Л.Л.	68	Янчук В.М.	419
Хашимов Ф.Ф.	275	Шарипов А.Ф.	282	Яраханова Д.Г.	288
Ч		Шарифуллин А.В.	410, 414	Яшуваев С.И.	423
Чайкина Я.И.	524	Шахларлы М.Э.	337		
Черенцов Д.А.	416	Швецов М.В.	12, 116, 121		
		Швецова М.Н.	54		