

На правах рукописи



ОГНЕВА АЛЕКСАНДРА СЕРГЕЕВНА

**ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ И МЕТОДЫ
ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ
СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук**

Уфа – 2024

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: доктор химических наук
Волошин Александр Иосифович

Официальные оппоненты: **Валеев Марат Давлетович**
доктор технических наук, профессор
АО НПП «ВМ-Система» / технический директор (г. Уфа)

Леонтьев Дмитрий Сергеевич
кандидат технических наук, доцент
Тюменский индустриальный университет / кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», доцент (г. Тюмень)

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий» (г. Уфа)

Защита состоится 05.12.2024 г. в 16:00 часов на заседании диссертационного совета 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан « » _____ 2024 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета,
д.т.н., профессор



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В настоящее время нефтегазовая отрасль ориентирована на разработку трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ), в том числе на извлечение газообразных и жидких углеводородов из нетрадиционных источников – газогидратов, битуминозных песчаников, отложений каменного угля и глинистых сланцев. Присутствующая в нефтесодержащих сланцах нефть может быть извлечена с помощью применения современных технологий, в частности, бурения горизонтальных скважин (ГС), проведением на скважинах операций гидравлического разрыва пласта (ГРП), в том числе многостадийных (МГРП).

Россия является лидером по ресурсам сланцевой нефти, при этом наиболее перспективной считают неоднородную по составу баженовскую свиту Западной Сибири, распространённую на сотни тысяч км² и залегающую глубже основных продуктивных горизонтов, приуроченную преимущественно к месторождениям Красноленинского и Сургутского сводов, разрабатываемых в настоящее время. Согласно настоящим оценкам, в баженовской свите содержится порядка 20 млрд. т. нефти, тогда как величина разведанных запасов исчисляется пока лишь десятками млн. т. Даже если взять половину от этого – это больше, чем суммарные начальные геологические запасы лёгкой нефти всех известных месторождений нефти России вместе взятых. За последние 40 лет в баженовской свите открыто 92 месторождения наиболее ценной лёгкой сланцевой нефти. Однако, при наличии огромных ресурсов, добыча нефти из баженовской свиты за сорокалетний период времени немногим превышает 5 млн. т, что меньше 1% текущей ежегодной добычи российской нефти.

Процесс добычи сланцевой нефти сопровождается осложнениями, в частности, отложением на поверхности нефтепромыслового оборудования асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), неорганических солей. Вследствие наличия воды в добываемой продукции и высокой концентрации диоксида углерода высока вероятность коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования и образования отложений продуктов коррозии. Соле- и асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) на внутренних стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) снижают их пропускную способность по жидкости, ухудшая гидравлическую эффективность лифта скважин, увеличивая энергозатраты при добыче нефти. При эксплуатации скважин твёрдые минеральные отложения перекрывают межлопаточные каналы рабочих колёс и диффузоров установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), что приводит к их преждевременному износу и выходу из строя.

Установлено, что в настоящее время добывающий фонд скважин Приобского месторождения нефти и газа на 64,8% подвержен влиянию сопутствующих осложняющих факторов – отложениям АСПВ и неорганических солей, что может косвенно свидетельствовать об их потенциальном наличии и при дальнейшей, масштабной разработке баженовской свиты.

Диссертационная работа направлена на решение проблем с осложнениями, сопутствующими процессу добычи нефти баженовской свиты Западной Сибири, а именно на борьбу и предотвращение отложений АСПВ и неорганических солей на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования, коррозии скважинного оборудования. В настоящее время освоение баженовской свиты Западной Сибири находится на начальной стадии разработки, однако учитывая её перспективы, решаемые в диссертационной работе задачи в скором времени станут актуальными.

Соответствие паспорту специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода (п. 2). Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрипромысловый транспорт и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учётом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений (п. 5).

Степень разработанности темы

Вопросы развития методов борьбы с осложнениями при добыче нефти изучены и освещены в трудах отечественных и зарубежных авторов: Р.Г. Абашева, Ю.В. Антипина, М.Д. Валеева, А.И. Волошина, А.К. Галлямова, М.Ю. Доломатова, Ю.В. Зейгмана, В.Е. Кащавцева, Н.П. Кузнецова, С.Ф. Люшина, Б.А. Мазепы, Н.Н. Маркина, Н.С. Маринина, Н.Н. Михайлова, И.Т. Мищенко, М.Н. Персиянцева, А.И. Пономарёва, В.А. Рагулина, В.В. Рагулина, М.К. Рогачёва, Л.С. Саакьяна, Е.Ф. Смолянца, А.Г. Телина, З.А. Хабибуллина, Н.И. Хисамутдинова, Ю.В. Шамрая, Л.А. Черная, R.V. De Boer, J. Douglas J.M. da Silva, J.M. Hunt, C. de Waard, A.L. Sousa и других исследователей.

Следует отметить, что с учётом специфичности поставленной цели работы, различные частные аспекты проблемы требуют дальнейшего изучения.

Цель и задачи диссертационных исследований

Разработка концепции экспертной системы управления осложнениями (АСПО, солеотложения, коррозия) в процессе добычи нефти баженовской свиты Западной Сибири.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1 Выявление причин и закономерностей образования АСПВ, органических и неорганических отложений, коррозии нефтепромыслового оборудования в процессе добычи нефти баженовской свиты Западной Сибири.

2 Обоснование технологий предупреждения отложений АСПВ, неорганических солей в призабойной зоне пласта (ПЗП) и в стволе добывающих скважинах, на основе прогнозных оценок с учётом особенностей физико-химических свойств добываемых флюидов и термобарических параметров пластов баженовской свиты Западной Сибири.

3 Выявление причин и обоснование технологий предупреждения коррозии нефтепромыслового оборудования в процессе эксплуатации, глушения скважин при ремонте, и проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ).

4 Исследование совместимости нефти баженовской свиты с нефтью пластов АС Приобского месторождения в процессе её сбора, подготовки и транспорта.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются месторождения баженовско-абалакского комплекса Западной Сибири, характеризующиеся высокими пластовым давлением и температурой, наличием в пластах глинистой составляющей, высоким содержанием в нефти пласта Ю₀ смол и асфальтенов.

Предметом исследования являются осложнения, сопутствующие процессу добычи баженовской нефти Приобского месторождения – отложения АСПВ и неорганических солей, коррозия нефтепромыслового оборудования.

Научная новизна

1 На основе физико-химического анализа свойств нефти и результатов фильтрационных экспериментов, эмпирических методов оценки стабильности асфальтенов, установлена их нестабильность в пластовых условиях, негативно влияющая на эффективность добычи нефти. Методом дифференциального термического анализа (ДТА), динамического тестирования на установке Wax flow loop показано, что температура насыщения нефти баженовской свиты парафинами $t_{\text{нпп}} = +9,7$ °С не соответствует температуре насыщения нефти парафинами, определяемой их концентрацией в нефти по корреляционным уравнениям ($t_{\text{нпп}} = 16...25$ °С), что обусловлено депрессорным действием смолистых компонентов нефти баженовской свиты.

2 По результатам математического моделирования физико-химических процессов солеобразования установлены источники и причины возникновения отложений солей в скважинном оборудовании их-за солевой пересыщенности попутно добываемой воды вследствие растворения карбонатных минералов, формирующих ионный состав воды баженовской свиты при воздействии диоксида углерода, а также создание высоких депрессий давления в процессе добычи баженовской нефти.

3 Выявлено, что скорость углекислотной коррозии в скважинах ниже расчётной по модели де Варда-Дагстада-Лотца, что обусловлено образованием защитного слоя карбоната кальция в пересыщенных гидрокарбонатных растворах. Вследствие

возможного нарушения «сплошности» солевого защитного барьера прогнозируется развитие локальной коррозии скважинного оборудования.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы определяется следующими положениями:

1 На основании эмпирических оценок и физического моделирования показана высокая нестабильность коллоидных частиц нефти в пластовых условиях, что определяет формирование отложений асфальтенов в околоскважинной зоне пласта при поддержании на забое добывающих скважин высоких депрессий на пласт. Для низкопроницаемых пластов баженовской свиты усиление влияния асфальтеновых структур при формировании отложений в ПЗП приводит к существенному снижению продуктивности скважин. Отложения АСПВ парафинового типа в скважинах при добыче нефти определяются её температурой с учётом депрессорного эффекта, обусловленного содержанием в ней смолистых компонентов.

2 По результатам определения ионного состава технологических вод, поступающих в скважины при ремонте, и пластовой воды, моделирования их стабильности при смешивании установлено протекание массообменных процессов между минеральными компонентами породы баженовской свиты и пластовой водой при участии растворённого диоксида углерода, что приводит к увеличению концентрации иона гидрокарбоната и пересыщению добываемой воды карбонатом кальция. На основании результатов анализа минералогического состава отложений неорганических солей определены основные источники и причины отложений в скважинах при добыче низкообводнённой продукции.

3 Наличие диоксида углерода в попутно добываемом нефтяном газе баженовской свиты (до 6%) обуславливает высокий риск локальной коррозии нефтепромыслового оборудования в пересыщенных карбонатом кальция водах.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 Разработана матрица рисков осложнений АСПВ в околоскважинной зоне добывающих скважинах, НКТ, нефтесборных коллекторах. Рекомендованы мероприятия и технологии удаления и предупреждения отложений АСПВ механическими и тепловыми методами, использованием ингибиторов и технологических приёмов с учётом предварительной технико-экономической оценки.

2 Показано, что в условиях высоких пластовых температур и давлений, применение жидкостей глушения (ЖГ) на основе формиата калия исключает риск вторичного солеотложения в 6 раз по отношению к ЖГ на основе растворов хлорида кальция, и обеспечивает высокое значение коэффициента восстановления фазовой проницаемости образцов керна породы пласта Ю₀ по нефти. Рекомендованы технологии борьбы с отложением неорганических солей в пластовых условиях, критерии применимости мероприятий для предотвращения отложений неорганических солей при эксплуатации скважин объекта Ю₀ Приобского месторождения с технико-экономической оценкой их эффективности. Применение ЖГ на основе формиата калия не инициирует коррозионный процесс скважинного оборудования и не требует применения дополнительных антикоррозионных мер защиты.

Разработана матрица риска отложений неорганических солей и минеральных соединений в ПЗП и скважинном оборудовании.

3 По результатам лабораторных исследований определены скорости коррозии низкоуглеродистой стали скважинного оборудования в попутно добываемых и используемых для глушения скважин водах. Показано, что наиболее высокая скорость углекислотной коррозии проявляется в области подвески погружного насоса. Предложены рекомендации по применению ингибиторной защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования скважин, эксплуатирующих месторождения баженовской свиты Западной Сибири, критерии их применимости с технико-экономической оценкой эффективности. Разработана матрица риска коррозионного разрушения внутрискважинного оборудования в зависимости от характеристик добываемого флюида.

4 Показано, что технологические осложнения в процессе промышленной подготовки нефти баженовской свиты, в частности Приобского месторождения, не требуют внесения изменений в технологическую схему и могут быть решены применением деэмульгаторов. Рекомендован ряд деэмульгаторов и их дозировки, обеспечивающие необходимую степень обезвоживания и качество смесей баженовской нефти и нефти пластов АС Приобского месторождения в различных соотношениях, регламентное качество сбрасываемой воды по содержанию остаточных нефтепродуктов и механических примесей.

Методология и методы исследований

Методология исследования включала в себя: анализ ионных и гетерогенных равновесий в водном растворе для оценки условий солеотложения; стандартные аналитические методы, физическое моделирование процессов фазовых превращений в пористой среде методом фильтрации и «блокирования капилляра», метод рентгеноструктурного анализа минерального состава пород коллектора, использование эмпирических и полуэмпирических моделей для оценки фазовой стабильности АСПВ, минерализованной воды и коррозионных процессов в различных термобарических условиях.

Положения, выносимые на защиту:

1 Методика прогноза и анализа рисков образования отложений АСПВ в ПЗП и скважинах, технологии предупреждения их формирования на поверхности нефтепромыслового оборудования месторождений нефти баженовской свиты Западной Сибири.

2 Методика прогноза потенциала отложений неорганических солей и механизм их образования в процессе добычи нефти и ремонта скважин.

3 Обоснование механизма коррозии скважинного оборудования в условиях повышенной концентрации диоксида углерода в процессе эксплуатации скважин баженовской свиты Западной Сибири.

4 Влияние нефти баженовской свиты в смеси с нефтью пластов АС Приобского месторождения на процесс подготовки нефти.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов работы обосновывается использованием апробированных методик, использованием диссертационных результатов при выполнении исследовательских работ ООО «РН-БашНИПИнефть», направленных на анализ и рекомендации по эксплуатации скважин баженовской свиты Приобского месторождения, в частности, методов борьбы с осложнениями в процессе добычи нефти на скважинах, эксплуатирующих нетрадиционные коллекторы Западной Сибири.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: всероссийской научно-технической конференции «Трудно-извлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации» (г. Уфа, 2019 г.); XIX всероссийской научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г. Анапа, Краснодарский край, 2019 г.); X международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии» (г. Уфа, 2020 г.); научно-технической конференции «Цифровые технологии в добыче углеводородов: от моделей к практике» (г. Уфа, 2021 г.); научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии» (г. Уфа, 2024г.).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 13 работах, в том числе 6 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

Структура и объём диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных результатов и выводов, библиографического списка использованной литературы, включающего 120 наименований, и одно приложение. Работа изложена на 138 страницах машинописного текста, содержит 29 рисунков и 22 таблицы.

Краткое изложение содержания диссертации

Во введении обоснована актуальность рассматриваемой проблемы, представлены цель и основные задачи исследований, изложены защищаемые положения, научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы.

В первой главе представлен краткий обзор условий происхождения и залегания сланцевых формаций нефти. Отмечено, что они, как правило, находятся в нефтематеринских плотных глинистых и карбонатных породах, т.е. вблизи своих геологических мест образования отложений. Анализ вариаций плотности и состава нефти баженовской свиты предполагает, что они обусловлены неоднородностью коллекторских свойств и разобщённостью отдельных, заполненных нефтью участков пласта, миграционными процессами флюидов из нижележащих отложений и внутри пласта по каналам естественной трещиноватости, что приводит к значительным вариациям содержания парафинов, смол и асфальтенов (от 12 до 21 %).

Во второй главе рассмотрены превентивные меры борьбы с АСПО на примере эксплуатации скважин Приобского месторождения, добывающих нефть пласта Ю₀, относящуюся по физико-химическим свойствам к лёгкой по международной

классификации. Установлено, что плотность нефти в основном определяется высоким содержанием лёгких углеводородов и, в меньшей степени, АСПВ. Содержание в нефти парафина 2,5 – 4,7%, смол до 11%, асфальтенов 0,6 – 6,3% масс., плотность нефти 839 – 847 кг/м³. Относительно высокое содержание парафинов обуславливает возможные риски образования их отложений. Показано, что в пластовых условиях прогнозируются отложения асфальтенов, в скважинах в основном отложения парафинов при достижении нефтью температуры их насыщения. Термодинамические условия фазовой нестабильности асфальтенов обуславливают их склонность к переходу в твёрдую фазу и приводят к формированию отложений, относящихся к асфальтеновому типу в околоскважинной зоне при температурах, близких к пластовым, и перепаде давления от пластового к давлению насыщения нефти газом свыше 15 МПа. При снижении температуры в скважине и достижении условия насыщения нефти парафином прогнозируется образование отложений парафинового типа.

Прогноз и борьба с отложением АСПВ, учитывающий особенности нефти баженновской свиты Приобского месторождения

Высокое содержание в нефти пласта Ю₀ парафинов и смол предопределяет риски формирования отложений, как в колоннах скважин, так и в системе нефтесбора. В тоже время, относительно низкое содержание асфальтенов в нефти пласта Ю₀ (менее 1%) оставляет открытым вопрос об их стабильности в пластовых условиях. Рассмотрены и систематизированы возможные риски формирования АСПО в добывающих скважинах, нефтесборных коллекторах, околоскважинной зоне пласта. Определены основные критерии их влияния на добычу нефти из низкопроницаемых пластов. Коллекторы пласта Ю₀ обладают низкой проницаемостью, которая по нефтенасыщенным образцам колеблется от 0,0001 до 0,0027 мкм², пористость от 4 до 10%. Основные характеристики пласта Ю₀ и пластовой нефти приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Свойства пласта Ю₀ и пластовой нефти

№	Параметр	Значение
1	Давление пластовое, МПа	39,2
2	Температура пластовая, °С	103,0
3	Давление насыщения пластовой нефти газом, МПа	16,7
4	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании, м ³ /т	149,0
5	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	683,0
6	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,42
7	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, $\beta \cdot 10^{-4}$, 1/МПа	20,1
8	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³	1,263

Оценка стабильности асфальтенов нефти пласта Ю₀

Коллоидная стабильность асфальтенов нефти определяется многими факторами, наиболее важными из которых являются состав нефти, в частности, наличие насыщенных, ароматических углеводородов, смол, газонасыщенность и пластовое давление. Известно достаточное число критериев оценки стабильности асфальтенов в сырой нефти в поверхностных и пластовых условиях, в частности, индексы $СII$ и $СSI$:

$$СII = (C_{AC} + C_H)/(C_C + C_A), \quad (1)$$

$$СSI = (\varepsilon^{AC}C_{AC} + \varepsilon^HC_H)/(\varepsilon^CC_C + \varepsilon^AC_A), \quad (2)$$

где C_{AC} , C_H , C_C , C_A – содержание асфальтенов, насыщенных углеводородов, смол и ароматических углеводородов в нефти, %;

$\varepsilon^{AC} = 18,4$ и $\varepsilon^C = 3,8$ если нефть нестабильна, $\varepsilon^{AC} = 5,5$ и $\varepsilon^C = 4,7$ для стабильной нефти, $\varepsilon^H = 1,921$, $\varepsilon^A = 2,379$ для всех нефтей.

Нефть баженовской свиты Приобского месторождения характеризуется значением $СII = 0,86$, что не позволяет однозначно отнести нефть к стабильной (нефть стабильна, если $СII < 0,7$, если же $СII > 1,2$, то нестабильна). Индекс $СSI$, рассчитанный для нестабильной нефти, равен 0,71, для стабильной 0,57, что позволяет считать нефть стабильной. Однако оценки $СII$ и $СSI$ сделаны для поверхностной нефти. Вместе с тем, при снижении давления растворимость асфальтенов уменьшается, и фазовая стабильность может нарушаться. В этой связи, при движении нефти из пласта к стволу скважины возможна реализация условий, благоприятных для образования твёрдой фазы асфальтенов. На Рисунке 1 приведена диаграмма де Боера, используемая для оценки стабильности асфальтенов нефти в пластовых условиях.

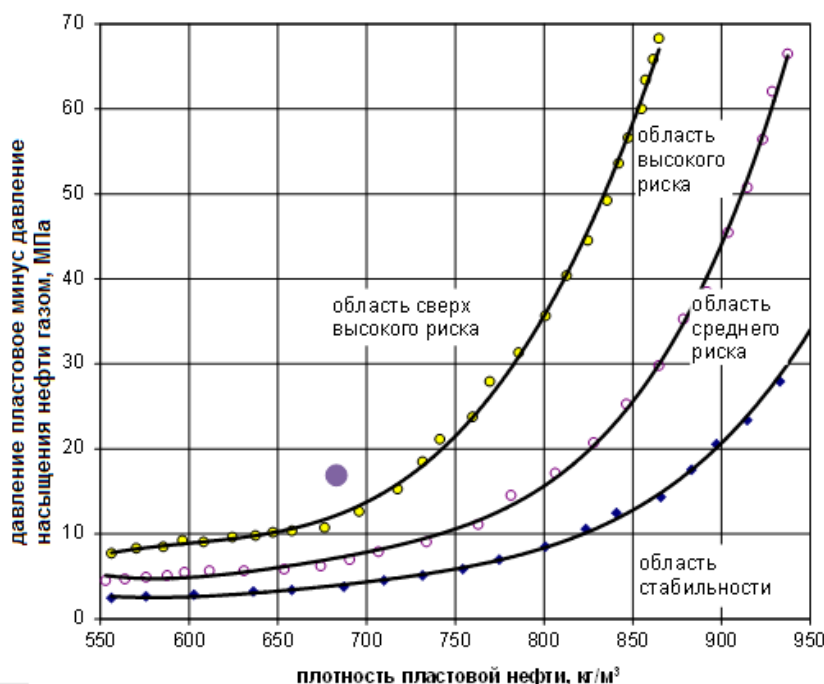


Рисунок 1 – Диаграмма де Боера для пластовой нефти (точкой указана нефть баженовской свиты Приобского месторождения)

Физико-химические процессы отложения асфальтенов в пласте моделировались в фильтрационных экспериментах с нефтью на керне баженовской свиты Приобского месторождения. Ввиду отсутствия естественного керна материала, обладающего коллекторскими свойствами (большая часть имеющейся коллекции керна непроницаема ($<0,001 \text{ мкм}^2$), фильтрационные эксперименты проводились в соответствии с ОСТ-39-195-86 на установке исследования керна УИК-5(2) производства ООО «Гло-Бел Нефтесервис» (г. Москва) на искусственных цилиндрических образцах, изготовленных из дезинтегрированного натурального керна (фракция 0,160 – 0,250 мм) баженовской свиты Приобского месторождения, которые формировали под давлением 1000 МПа в течение 30 мин. В качестве флюида использовали рекомбинированную пробу нефти, приготовленную на основе устьевой пробы нефти и газа с учётом газового фактора. Рекомбинированную пробу нефти выдерживали при пластовых условиях в течение 30 сут.

В процессе эксперимента осуществлялась фильтрация нефти через керн, при этом программа фильтрационного эксперимента предусматривала снижение давления и температуры от пластовых значений до устьевых. На Рисунке 2 показано изменение проницаемости пористой среды при снижении пластового давления.

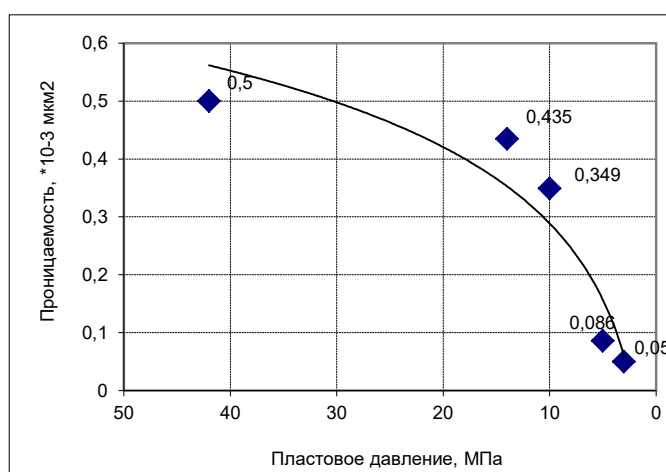


Рисунок 2 – Изменение проницаемости при снижении пластового давления для пробы нефти баженовской свиты

На каждом шаге снижения давления наблюдалось постепенное снижение проницаемости по нефти, что связано с выпадением асфальтенов. Наиболее резкое снижение проницаемости по нефти наблюдалось при давлении ниже 15 МПа. При достижении давления $P_{пл} = 5 \text{ МПа}$ проницаемость снизилась более чем в 2 раза относительно базовой величины.

После каждого этапа изменения условий фильтрации отбирали пробу нефти для последующего определения её состава (Таблица 2). Очевидно, что вследствие высокого пластового давления и относительно низкого давления насыщения нефти

газом $P_{\text{н}}$, нефть попадает, согласно диаграмме Де Боера, в зону неустойчивости асфальтенов, и возникает возможность их отложения в околоскважинной зоне пласта.

Таблица 2 – Состав тяжёлых компонент нефти на этапах фильтрации

№	Наименование пробы	Содержание, % масс.			$T_{\text{пл.}} \text{ } ^\circ\text{C}$
		асфальтены	смолы	парафины	
Керн	Нефть в керне баженовской свиты (керн до фильтрации)	30,1	14,3	9,6	78
1	Нефть после фильтрации при пластовом давлении $P = 10$ МПа, $t = 90$ °С	0,2	8,7	6,6	45
2	Нефть после фильтрации при снижении пластового давления до $P = 0,1$ МПа, $t = 90$ °С	0,6	10,3	9,0	45

Для подтверждения этой версии был проведён анализ содержания тяжёлых компонент в экстракте керна после фильтрации (Таблица 2). Из результатов анализа следует, что в экстрагированном материале содержится более 30% асфальтенов, и вероятность их отложения в пластовых условиях реализуется. При фильтрации рекомбинированной пробы нефти через неэкстрагированный керн в условиях постоянного пластового давления $P_0 = 10$ МПа, перепад давления стабилизировался при прокачке менее одного порового объёма. Проницаемость пористой модели в данных условиях по нефти составляла $0,51 \cdot 10^{-3}$ мкм². При снижении пластового давления стабилизации перепада давления при фильтрации добиться не удалось, что указывает на коагуляцию порового пространства. На этапах фильтрации до и после снижения давления отбирали пробы нефти и определяли состав АСПВ. Результаты анализа, приведённые в Таблице 2, свидетельствуют о том, что нефть при снижении давления обогатилась асфальтенами в три раза, содержание смол и парафинов в ней увеличилось, что, вероятно, объясняется нарушением стабильности коллоидной структуры асфальтенов при изменении давления и их адсорбцией на поверхности породы, выносом десорбированных компонентов – асфальтенов, смол и парафинов при снижении давления в условиях эксперимента.

Таким образом, основной причиной отложения асфальтеновых соединений в пластовых условиях является нарушение их стабильности при снижении давления в призабойной зоне скважины от $P_{\text{пл}}$ до $P_{\text{заб}}$. В поровом пространстве породы низкой проницаемости (менее $0,001$ мкм²) происходит эффективное отложение асфальтенов на породе баженовской свиты, при этом их общее содержание в нефти, поступающей в скважину, снижается. Техногенное отложение асфальтенов в поровом пространстве приводит к его коагуляции. Очевидно, что вследствие высокого пластового давления и относительно низкого давления насыщения нефти газом, нефть попадает в зоны

сверхвысокого риска нестабильности асфальтенов и возникает высокая вероятность их отложения в околоскважинной зоне.

Физическое моделирование отложений парафина в скважине и в условиях транспорта нефти

Температура насыщения нефти парафином оценивалась по корреляционным уравнениям вида $t_{\text{нп}} = f(C_n)$, связывающих температуру насыщения нефти парафином с его содержанием в нефти. Корреляционные уравнения приведены в Таблице 3.

Таблица 3 – Корреляции для расчёта $t_{\text{нп}}$ и результаты расчёта для баженовской нефти

Корреляции для расчёта температуры насыщения нефти парафином	$T_{\text{нп}}, ^\circ\text{C}$ (2,5% парафина)	$T_{\text{нп}}, ^\circ\text{C}$ по результатам фильтрационного эксперимента (6,6% парафина)
$T_{\text{нп}}^{\text{пл}} = T_{\text{нп}} + 0.2 \cdot P - 0.1 \cdot G$ $T_{\text{нп}} = 11,398 + 34,084 \cdot \lg C_n$ <p>где $T_{\text{нп}}, T_{\text{нп}}^{\text{пл}}$ – температура насыщения нефти парафином в поверхностных и пластовых условиях; P – давление, МПа; G – газовый фактор нефти, $\text{нм}^3/\text{м}^3$; C_n – концентрация парафина в нефти, % масс.</p>	25,0	39,3
$T_{\text{нп}} = 18,132 \cdot \ln C_{\text{п}} + 0,0444$	16,7	34,3
$T_{\text{нп}} = 70.5 \cdot \exp\left(-\frac{3.686}{C_{\text{п}}}\right)$	16,1	40,3

В температурном диапазоне $T < T_{\text{нп}}$ и $T > T_3$ реологическое поведение нефти должно отклоняться от ньютоновского вследствие формирования трёхмерной структуры парафина. В этом случае кривая течения подчинится какой-либо реологической модели, описываемой уравнением Бингама или Гершеля-Балкли, однако, было установлено, что течение нефти в диапазоне 10 – 90 °С подчиняется закону Ньютона, т.е. структурирование парафинов нефти происходит при температуре ниже 10 °С. Объяснить такое противоречие, следующее из расчётной $t_{\text{нп}}$ и реологических измерений, можно, если предположить существенное депрессорное действие смол.

Существенное снижение $t_{\text{нп}}$ подтверждено методом дифференциального термического анализа (ДТА) и экспериментами на установке Wax Flow Loop. Методом ДТА определена температура начала кристаллизации парафинов нефти или температура насыщения нефти парафином $t_{\text{нп}} = 9,7 \pm 0,8$ °С, которая оказалась ниже расчётной (Рисунок 3). Причиной отложения парафиновых соединений в НКТ скважин, в первую очередь, является охлаждение потока, и при достижении его температуры в скважине температуры насыщения нефти парафином реализуются

условия формирования отложения АСПВ на поверхности нефтепромыслового оборудования.

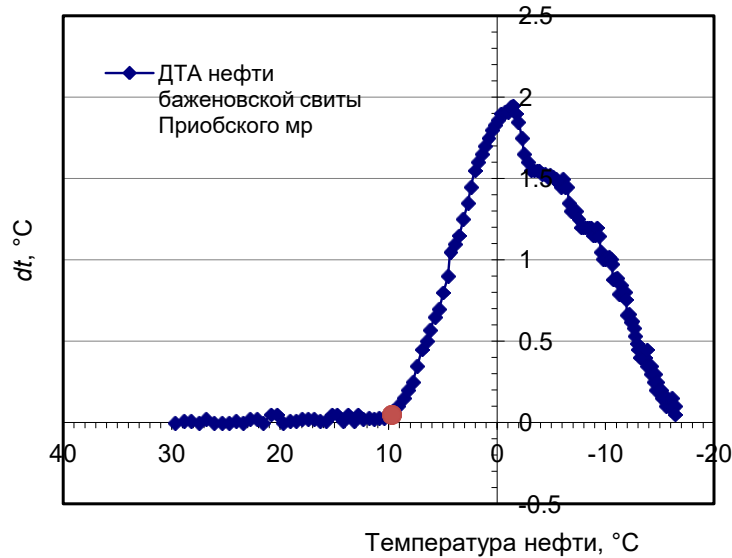


Рисунок 3 – Тепловой эффект (dt) при кристаллизации парафина из нефти (точкой указана температура на кривой ДТА, соответствующая температуре $t_{\text{нкп}}$)

Течение нефти в трубах моделировали на установке Wax Flow Loop. Исследуемая проба прокачивалась через термостатируемый участок испытательного контура (ячейки) диаметром 4,6 мм и длиной 5 м. Температура и перепад давления по испытательному контуру показывали либо изменение реологических свойств флюида (гелеобразование) и/или изменение сечения капилляра в результате отложения АСПВ. Установлено, что при температуре ниже 10 °С происходит увеличение перепада давления вследствие отложений парафина на стенках капилляра (Рисунок 4).

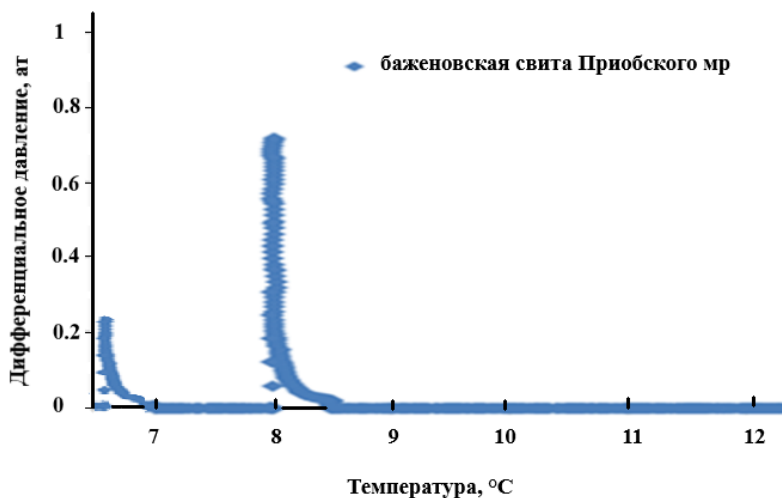


Рисунок 4 – Изменение давления в ячейке Wax Flow Loop при прокачивании нефти баженовской свиты Приобского месторождения при снижении температуры

Разработана матрица риска отложений АСПВ в околоскважинной зоне и НКТ скважин, в зависимости от характеристик добываемого флюида, условия и признаки проявления осложнения, механизмы образования АСПО, рекомендации по минимизации их возникновения. Представлены результаты предварительной технико-экономической оценки эффективности предложенных рекомендаций по реализации методов борьбы с АСПО при эксплуатации скважин баженовской свиты Западной Сибири.

При отсутствии статистических данных по средней наработке на отказ глубинно-насосного оборудования (СНО ГНО), в зависимости от технологии защиты от АСПО в скважинах, эксплуатирующих пласт Ю₀, для расчётов был принят базовый период работы без защиты – 14 сут (для скважин фонда, осложнённого АСПО). Как видно из представленных данных, при относительно большом дебите и низкой обводнённости добываемой продукции, значение чистого дисконтированного дохода (NPV) для варианта В максимально – 353186 тыс. руб. (по состоянию на 2020 г.) при равных значениях средней наработки нефтепромыслового оборудования на отказ (СНО). Срок окупаемости технологий не превышает одного месяца, при чистом доходе от добычи нефти 742286 тыс. руб. (по состоянию на 2020 г.). Показана перспективность применения технологии постоянного дозирования ингибиторов АСПО в затрубное пространство скважин, для которого значение NPV максимально. Для борьбы с отложениями асфальтеновых компонент в ПЗП рекомендуется очистка призабойной зоны скважин (ОПЗ) с использованием ароматических растворителей.

В третьей главе рассмотрены особенности образования и механизм формирования отложений неорганических солей в пласте и на поверхности нефтепромыслового оборудования скважин, а также результаты экспериментов по определению совместимости пластовых вод и жидкостей, используемых при проведении операций ГРП, технологических жидкостей, применяемых для обработки ПЗП для условий баженовской свиты Приобского месторождения. Представлены физико-химические свойства ТЖГ на основе формиата калия и результаты исследования её совместимости с пластовыми водами, а также с другими технологическими жидкостями, используемыми в процессах нефтедобычи. Приведён минералогический состав отложений неорганических солей, отобранных с поверхности погружного оборудования одной из скважин пласта Ю₀ Приобского месторождения. Рекомендованы методы по борьбе с отложением неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования месторождений баженовской свиты, в частности, применение бескальциевых растворов ТЖГ на основе органических солей (формиатов).

Прогнозирование термодинамических условий и борьба с отложением неорганических солей при добыче нефти баженовской свиты Приобского месторождения

Для обеспечения притока жидкости к скважинам баженовской свиты из низкопроницаемых коллекторов вынужденно снижают забойное давление в скважинах,

что приводит к осложнениям, связанным с образованием отложений карбонатных солей (CaCO_3 , FeCO_3) как в околоскважинной зоне пласта, так и в стволе скважин. Учитывая актуальность разработки пласта Ю₀ Приобского месторождения, систематизированы возможные риски солеотложения в околоскважинной зоне добывающих скважин, в скважинном оборудовании, нефтесборных коллекторах. Определены основные критерии их влияния на добычу нефти из низкопроницаемых пластов, рассмотрены методы борьбы с отложением неорганических солей, основанные на их предотвращении, с применением ингибиторов солеотложения и удалении растворителями.

Баженовская свита Приобского месторождения в настоящее время разрабатывается преимущественно системой ГС, с проведением операций МГРП. Добываемая продукция скважин обводнена, содержание воды составляет от 20 до 40%. Источником обводнения, по-видимому, является закачиваемая вода, а также вода, поступающая в пласт из близлежащих пластов, поскольку пласт Ю₀, как принято считать, содержит лишь физически связанную воду, доля свободной воды мала. Водонасыщенность породы пласта Ю₀ составляет 2 – 4%. Поровая вода в основном представляет собой раствор хлорида натрия с относительно небольшим содержанием катионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} и анионов HCO_3^- , SO_4^{2-} в пределах 30 – 300 мг/л. Состав попутно-добываемой и закачиваемой вод на месторождении приведён в Таблице 4. Совместимость вод, рассматриваемую как отсутствие образования осадков при смешивании попутно-добываемой воды и жидкостей, используемых при проведении операций ГРП, а также технологических жидкостей (растворы глушения) применяемых для обработки ПЗП для условий пласта баженовской свиты Приобского месторождения, определяли визуально при их смешивании в соотношении 1:1.

Таблица 4 – Ионный состав попутно-добываемой и закачиваемой вод пласта Ю₀

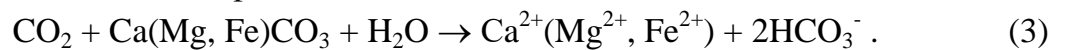
Пласт	Плотность, г/см ³	рН, ед.	Содержание ионов, мг/л					Минерализация, мг/л
			HCO_3^-	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	
Попутно-добываемая вода								
Ю ₀	1,03	7,0	3770	19200	4990	720	7447	37127
	1,02	6,8	3315	15035	1360	240	9189	29439
	1,04	7,4	3965	31600	4400	660	16281	59606
	1,011	7,1	3660	6125	2300	120	2599	14704
Поступающая в пласт вода								
	1,003	7,1	1677,8	2946,5	110	6,1	2407,2	7147,6

Растворы жидкостей глушения различной плотности готовили растворением навески соответствующих солей. В качестве солей использовали формиат калия (HCOOK , CAS 590-29-4), хлорид кальция (CaCl_2 , ГОСТ 450-77) и нитрат кальция

марки «Премиум» (NaNO_3 , ТУ 2143-017-77381580-2012). Компонентный состав формиата калия и отобранных отложений из скважин определяли методом рентгеновской дифрактометрии на приборе Shimadzu XRD-6000, элементный состав методом РФА на рентгенофлуоресцентном спектрометре ARL Perform X 4200W.

Оценка рисков солеотложения в скважинах в процессе добычи нефти из пласта Ю₀ Приобского месторождения

Используя усреднённый состав попутно добываемой воды, были рассчитаны индексы насыщенности и абсолютные значения параметров образования CaCO_3 в ПЗП, на насосе и в лифте скважины при различных значениях давления и температуры. Результаты анализа ионного состава добываемой воды показали, что концентрация ионов Ca^{2+} и HCO_3^- существенно выше их типичных значений в воде скважин, добываемой из пластов АС Приобского месторождения. Можно предположить, что высокая концентрация ионов Ca^{2+} и HCO_3^- связана с растворяющим влиянием диоксида углерода при взаимодействии с карбонатным цементом (доломит, кальцит, сидерит) породы пласта при высоких давлении и температуре, поскольку концентрация CO_2 в нефти пласта Ю₀ выше, чем в нефти пластов АС₁₀ – АС₁₂:



Из результатов расчётов следует, что попутно добываемая вода существенно пересыщена CaCO_3 , причём солеотложение прогнозируется в пластовых условиях. Учитывая, что скорость образования карбоната кальция в поровом пространстве линейно зависит от степени пересыщенности раствора, а характерные размеры формирующихся кристаллов могут быть больше размеров горловин пор, можно предположить быструю кольматацию порового пространства околоскважинной зоны пласта. Индекс насыщенности *SI* добываемой воды в скважине также высок, что позволяет прогнозировать интенсивное отложение солей в скважине и на насосном оборудовании. Состав отложений (Таблица 5), отобранных из погружного оборудования, подтверждает сделанные предположения.

Таким образом, источником образования неорганических отложений может быть не только вода, но и продукты дегградации породы пласта. В этой связи технологические решения, направленные на предупреждение отложений неорганических солей, должны предусматривать как снижение рисков разрушения породы пласта, так и ингибирование солеотложения из добываемой воды.

Прогноз выпадения неорганических солей при проведении технологических операций глушения скважин и ГРП

Проблемы, связанные с отложением солей при контакте пластовой воды с технологическими жидкостями, возникают, прежде всего, там, где в качестве ЖГ используют растворы на основе CaCl_2 или смеси CaCl_2 и CaNO_3 . Применение этих солей отчасти оправдано, поскольку их использование для приготовления ЖГ позволяет получить плотность растворов от 1200 до 1440 кг/м³. Для снижения рисков повреждения пласта и снижения его проницаемости используют ЖГ на основе солей, катионы и анионы которых не способны образовывать малорастворимые соли. В

качестве такой соли был выбран формиат калия (НСООК), на основе которого можно получить плотность растворов близких 1300 кг/м^3 . Кроме того, формиат калия является стабилизатором глин, в том числе и сланцевых пород, препятствуя Na^+/K^+ ионному обмену.

Таблица 5 – Компонентный состав отложений из скважины пласта Ю₀

Соединение	Содержание, % масс.	Комментарий
Хлорид натрия (галит, NaCl)	22,2	Образование галита возможно при малой обводнённости нефти и испарения воды на УЭЦН. Удаление ограничено гидрофобизацией кристаллов галита компонентами нефти
Карбонаты железа (сидерит, FeCO ₃)	21,6	Образование сидерита возможно при взаимодействии Fe^{2+} с НСO_3^- . Возможен вынос из пласта в качестве продукта разрушения породы пласта
Оксиды кремния (кварц, SiO ₂)	20,6	Результат разрушения пласта
Карбонаты кальция (кальцит, CaCO ₃)	20,0	Образование вследствие взаимодействия Ca^{2+} с НСO_3^-
Глины (алюмосиликаты Na, K)	10,0	Результат разрушения пласта при взаимодействии с водой
Оксиды железа (магнетит, Fe ₃ O ₄)	4,0	Продукты коррозии
Дисульфиды железа (пирит, FeS ₂)	1,6	Результат разрушения минералов породы пласта

Результаты прогнозирования выпадения неорганических отложений в процессе проведения технологических операций глушения солевыми растворами скважин, эксплуатирующих пласт Ю₀, показали, что, вероятно отложение солей при смешивании ЖГ с попутно-добываемой водой и с водой системы поддержания пластового давления (ППД). Установлено, что при применении в качестве ЖГ раствора формиата калия выпадение осадков карбоната кальция почти в 6 раз меньше (максимальное количество осадка 0,061 г/л), чем при применении хлорида кальция (Рисунок 5).

При смешивании ЖГ с попутно-добываемой водой также возможно образование CaCO₃, при использовании ЖГ на основе солей кальция, отсутствие осадка прогнозируется при соотношении доли ЖГ в воде более 20%. Отсутствие осадка при таком соотношении обусловлено тем, что растворы ЖГ высокой плотности на основе, в частности, CaCl₂, имеют кислую реакцию за счёт гидролиза ионов кальция:



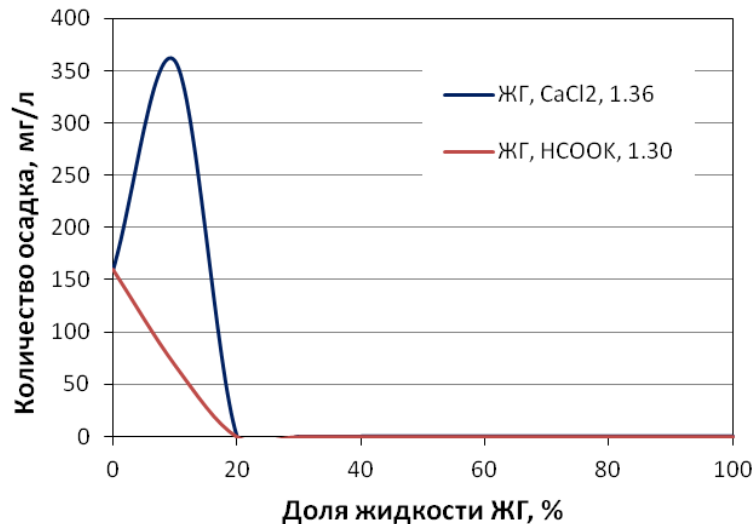


Рисунок 5– Результаты расчёта смешивания вод системы ППД (остров Монастырский Приобского месторождения) с жидкостью глушения на основе формиата калия с плотностью 1300 кг/м³ и CaCl₂ с плотностью 1360 кг/м³ при давлении 36 МПа и температуре 108 °С

На основании результатов экспериментов по моделированию возможных рисков при фильтрации жидкости ГРП в пласт установлено, что ЖГ полностью совместимы при заданных температурах с фильтрами жидкостей ГРП, и при смешивании не образуют неорганических осадков. Таким образом, к основным причинам отложения осадков неорганических солей в ПЗП следует отнести то, что закачиваемая вода, имеющая относительно низкое значение *SI* (менее 0,5), взаимодействуя с карбонатными минералами породы пласта в присутствии диоксида углерода, обогащается ионами гидрокарбоната. В ПЗП происходит снижение концентрации диоксида углерода в воде за счёт перераспределения газа между нефтяной и водной фазами, что приводит к реакциям:



Причиной отложения солей и минеральных отложений в скважине являются, помимо того, вынос в скважину частиц разрушенной породы пласта, испарение водной фазы и кристаллизации солей (механизм образования галита). Разработана матрица риска отложений неорганических солей и минеральных соединений в ПЗП и скважинном оборудовании, в зависимости от характеристик добываемого флюида, условия и признаки проявления осложнений, механизмы их образования, рекомендации по минимизации их возникновения. Представлены критерии применимости мероприятий для предотвращения отложений неорганических солей при эксплуатации скважин объекта Ю₀ Приобского месторождения в конкретных условиях с технико-экономической оценкой их эффективности. Показано, что значение NPV для варианта с использованием при капитальном ремонте скважин ТЖГ на основе формиата калия максимально.

В четвёртой главе рассмотрен прогноз риска коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования и методы борьбы с ним. Показано, что применение ЖГ на основе формиата калия не сопровождается значимым коррозионным процессом, и не требует применения специальных антикоррозионных мер защиты. Коррозионная агрессивность добываемой воды баженовской свиты, насыщенной диоксидом углерода, приведена в Таблице 6. При проведении эксперимента в испытываемой среде наблюдалось выпадение осадка CaCO_3 , особенно при повышенных температурах (выше 40 °С). Измеренная скорость коррозии стали Ст08СП сравнима с расчётной лишь при 20 °С, при возрастании температуры разница возрастает многократно, так при 90 °С отношение $CR_{\text{экс}}/CR_{\text{расч}}$ равно 0,066.

Таблица 6 – Скорость коррозии стали Ст08СП в модельной воде объекта ЮС₀

Температура, °С	20	40	60	80	90
Скорость коррозии, $\text{г/м}^2 \cdot \text{ч}$ (мм/год)	0,244 (0,273)	0,265 (0,297)	0,307 (0,344)	0,320 (0,358)	0,328 (0,367)
Расчётная скорость коррозии (модель де Ваарда-Мильямса, 1993), мм/год	0,34	0,86	1,93	3,99	5,57

Низкие значения наблюдаемой скорости коррозии связаны с образованием защитного барьера из карбоната кальция, затрудняющего диффузию CO_2 к поверхности металла. Тем не менее, попутно-добываемая вода баженовской свиты относится к сильноагрессивной и существенно превышает нормативное значение по шкале агрессивности. Очевидно, что скважины, разрабатывающие баженовскую свиту, должны быть отнесены к «осложнённому фонду». На Рисунке 6 приведена зависимость скорости коррозии от глубины скважины, из данных которого видно, что величина расчётной скорости коррозии весьма чувствительна к содержанию в попутно-добываемом газе диоксида углерода. Наличие отложения карбоната кальция снижает общую коррозию, однако увеличивает риски локальной коррозии вследствие нарушения «сплошности» отложения и его проницаемости для диоксида углерода.

Разработана матрица риска коррозионного разрушения внутрискважинного оборудования в зависимости от характеристик добываемого флюида, условия и признаки её проявления, механизм и рекомендации по снижению коррозии. Предложены рекомендации по предотвращению коррозии нефтепромыслового оборудования скважин, эксплуатирующих месторождения баженовской свиты Западной Сибири. К особенностям эксплуатации скважин, характерным для верхнеюрских пластов баженовской свиты, следует отнести высокую температуру и присутствие в попутном нефтяном газе диоксида углерода. Однако, в связи с тем, что коррозионные процессы всегда подразумевают наличие водной фазы, для нефтяных юрских залежей баженовской свиты, содержащих незначительное количество связанной воды, вероятность данного типа осложнений будет проявляться как

сопутствующий фактор применения водных растворов технологических жидкостей. Для предупреждения коррозионных процессов рекомендована организация строгой системы коррозионного мониторинга, использование ингибиторов коррозии в качестве добавок к технологическим жидкостям, применение защитных покрытий поверхности нефтепромыслового оборудования, эксплуатируемого в условиях высоких температур.

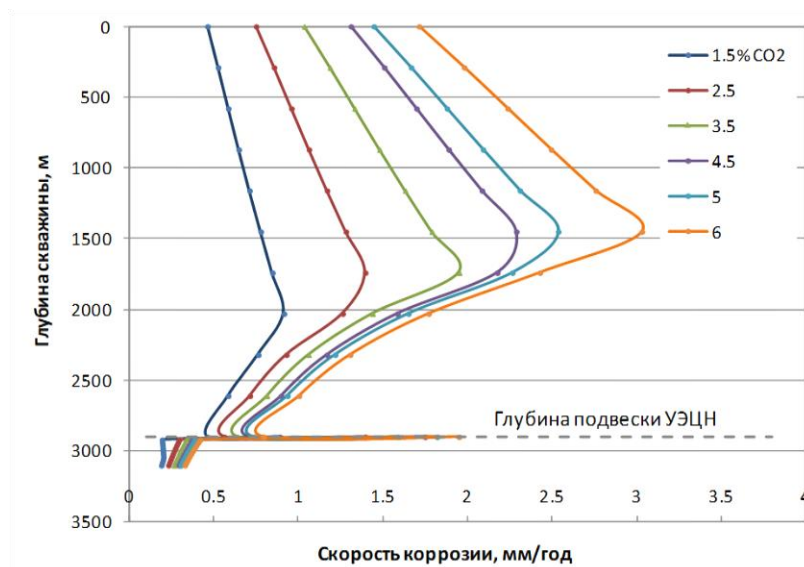


Рисунок 6 – Скорость коррозии в зависимости от глубины скважины и концентрации диоксида углерода в попутно-добываемом газе

В пятой главе приведены результаты исследования влияния нефти баженовской свиты в смеси с нефтью пластов АС Приобского месторождения на процесс её подготовки и транспорта. В настоящее время нефть баженовской свиты Приобского месторождения поступает в общий поток добываемой жидкости месторождения. Каких либо различий в свойствах нефти баженовской свиты и нефти пластов АС по физико-химическим показателям не установлено, однако нефть баженовской свиты отличается от нефти пластов АС Приобского месторождения повышенным содержанием асфальтенов и металлов (ванадий, никель), твёрдых парафинов, образующих в определённых условиях надмолекулярные структуры, являющихся стабилизаторами водонефтяных эмульсий, а также механических примесей. Установлено, что несмотря на это, смешивание нефти пласта Ю₀ с нефтью пластов АС Приобского месторождения не сопровождается дополнительными рисками в процессе её подготовки, в частности, образованием водонефтяных эмульсий. Предложены деэмульгаторы, обеспечивающие необходимую степень обезвоживания смесей нефти, необходимое качество нефти и сбрасываемой воды по содержанию остаточных нефтепродуктов и механических примесей.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1 Выявлены причины и закономерности образования АСПО при добыче нефти баженовской свиты. Основной причиной отложения асфальтеновых соединений в пластовых условиях является нарушение их стабильности при снижении давления в призабойной зоне скважины от $P_{пл}$ до $P_{заб}$. Вследствие высокого пластового давления и относительно низкого давления насыщения нефти газом, нефть попадает в условия нестабильности асфальтенов и возникает высокая вероятность их отложения в околоскважинной зоне. Причиной отложения осадков неорганических солей в ПЗП является то, что вода, поступающая в пласт и имеющая относительно низкое значение SI (менее 0,5), взаимодействуя с карбонатными минералами породы пласта в присутствии диоксида углерода, обогащается ионами гидрокарбоната. В ПЗП происходит снижение концентрации диоксида углерода в воде за счёт перераспределения газа между нефтяной и водной фазами, что приводит к образованию осадков карбоната кальция. Кроме того причиной отложения солей и минеральных отложений в скважине являются вынос в скважину частиц разрушенной породы пласта, испарение водной фазы и кристаллизации солей (механизм образования галита).

Причиной коррозии нефтепромыслового оборудования являются высокая температура и наличие в воде диоксида углерода, превышающего его концентрацию в продуктивных пластах Приобского месторождения. В связи с тем, что вода пересыщена по $CaCO_3$, возможно образование защитного солевого слоя на металлическом оборудовании, что приводит к снижению общей углекислотной коррозии, хотя и увеличивает риск локальной коррозии.

Разработаны матрицы рисков отложений АСПВ в околоскважинной зоне и НКТ скважин, отложений неорганических солей и минеральных соединений в ПЗП и скважинном оборудовании, коррозионного разрушения внутрискважинного оборудования в зависимости от характеристик добываемого флюида, условия и признаки проявления осложнений, механизмы их образования, рекомендации по минимизации их возникновения.

2 На основании результатов физического моделирования и эмпирических оценок систематизированы риски образования отложений асфальтенов в околоскважинной зоне, парафиновых отложений в НКТ добывающих скважин месторождений баженовской свиты Западной Сибири. Представлен механизм формирования отложений АСПВ. Установлена стабильность асфальтенов нефти в поверхностных, и нестабильность в пластовых условиях.

Методами ДТА, моделированием течения нефти на установке «Wax flow loop» при снижении температуры и реологии показано, что температура насыщения нефти парафином $t_{нпп} = 9,7$ °С, что не соответствует результатам расчётов по известным эмпирическим корреляциям, вследствие депрессорного эффекта смолистых компонентов нефти. Установлено, что для низкопроницаемых пластов баженовской свиты характерно усиление влияния асфальтеновых структур на процесс формирования их отложений в околоскважинных зонах в условиях поддержания на забое добывающих скважин высоких депрессий на пласт. Предложены технологии предупреждения отложений АСПВ с учётом предварительной технико-экономической оценки эффективности.

На основании определения минералогического состава неорганических отложений и моделирования процессов солеобразования определены причины возникновения отложений, обусловленные солевой пересыщенностью добываемой воды и выносом минералов пластовой породы. Показано, что обогащение добываемой воды солеобразующими ионами обусловлено

взаимодействием диоксида углерода с карбонатными породами пласта. Установлено, что источником образования неорганических отложений может быть не только вода, но и продукты деградации породы пласта. Приведены результаты расчётов и экспериментов по определению совместимости составов пластовых, жидкостей, используемых при проведении операций ГРП, технологических жидкостей, применяемых при обработке ПЗП. Технологические решения, направленные на предупреждение отложений неорганических солей, должны предусматривать как снижение рисков разрушения породы пласта, так и ингибирование солеотложения из добываемой воды.

Рекомендованы технологии предотвращения отложения неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования, в частности, применение бескальциевых растворов тяжёлых жидкостей глушения на основе органических солей (формиатов). Разработаны критерии применимости мероприятий для предотвращения отложений неорганических солей с технико-экономической оценкой эффективности.

3 Выявлено, что коррозионная агрессивность и солеотложение при применении пресной, водозаборной (юрской) воды для технологических процессов глушения скважин обусловлены растворёнными коррозионно-агрессивными газами и солевой несовместимостью технологических жидкостей с пластовой водой. Показано, что применение ЖГ на основе формиата калия не сопровождается коррозионными процессами и солеобразованием.

4 Представлены результаты исследования процесса подготовки нефти Приобского месторождения при различных составах смеси нефти баженовской свиты и пластов АС Приобского месторождения. Установлено, что при использовании ныне применяемого промыслового деэмульгатора, подготовка нефти соответствует требованиям при исследованных соотношениях смеси и обводнённости добываемой продукции. Рекомендован ряд деэмульгаторов для подготовки нефти при содержании в общем потоке транспортируемой жидкости до 50 % нефти баженовской свиты.

Содержание работы опубликовано в 13 научных трудах.

В ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Министерства образования и науки РФ:

1 Огнева, А.С. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США / А.С. Огнева, М.С. Антонов, Е.Ф. Смолянец, А.В. Сергейчев, А.Э. Фёдоров // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 1. – С. 24-37.

2 Рыкус, М.В. Некоторые аспекты формирования нефтегазоносных углеродистых отложений на территории России / М.В. Рыкус, А.С. Огнева, Е.Ф. Смолянец, М.С. Антонов // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 1. – С. 48-59.

3 Огнева, А.С. Прогноз и борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти баженовской свиты Приобского месторождения / А.С. Огнева, А.И. Волошин, Е.Ф. Смолянец, М.С. Антонов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 6 (18). – С. 38-45.

4 Огнева, А.С. Прогноз и борьба с отложением неорганических солей при добыче нефти баженовской свиты Приобского месторождения / А.С. Огнева, А.И. Волошин, Е.Ф. Смолянец, М. С. Антонов // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 5. – С. 6-16.

5 Газизов, М.Х. Подготовка нефти баженовской свиты Западной Сибири / М.Х. Газизов, М.С. Антонов, Л.Е. Каштанова, А.С. Огнева, В.А. Павлов, Е.Ф. Смолянец // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 10. – С. 86-89.

6 Огнева, А.С. Прогноз рисков и выбор технологий борьбы с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования при добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири / А.С. Огнева, А.И. Волошин, Е.Ф. Смолянец, М.С. Антонов, А.Ф. Калимуллин, Н.Г. Беленкова // Нефтегазовое дело. – 2021. – № 1. – С. 24-32.

– в материалах конференций:

7 Огнева, А.С. Технологии разработки нефтяных месторождений баженовской свиты Западной Сибири / А.С. Огнева, М.С. Антонов // Матер. XIX Всероссийской научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудно-извлекаемыми запасами». – Нефтегазовые Российские конференции, Нефтяное хозяйство.– Краснодарский край (Анапа). – 2019. – С.22.

8 Огнева, А.С. Перспективы освоения сланцевых запасов нефти России / А.С. Огнева // Матер. Всероссийской научно-технической конференции «Трудно-извлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации». Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа. – 2019. – С.152.

9 Огнева, А.С. К методам исследования объектов сланцевой нефти / А.С. Огнева // Матер. Всероссийской научно-технической конференции «Трудно-извлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации». Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа. – 2019. – С.153.

10 Огнева, А.С. Отложения асфальтосмолопарафиновых веществ при добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири / А.С. Огнева // Матер. X международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии». – ООО «РН-БашНИПИнефть» – Уфа. – 2020. – С. 22-23.

11 Огнева, А.С. Борьба с осложнениями при добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири / А.С. Огнева // Матер. научно-технической конференции «Цифровые технологии в добыче углеводородов: от моделей к практике» – Уфа. – 2021. – С. 127-128.

12 Огнева, А.С. Особенности борьбы с осложнениями в добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири / А.С. Огнева // Матер. научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии». – Уфа. – 2022. – С. 97.

13 Огнева, А.С. Особенности борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири / А.С. Огнева // Материалы научно-технической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии» // ООО «РН-БашНИПИнефть» и Академия наук Республики Башкортостан. – Уфа. – 2024. – С. 123.