

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

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

Диссертация на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель –  
доктор химических наук,  
Волошин Александр Иосифович

Уфа – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ СЛАНЦЕВЫХ ОБЪЕКТОВ .....	15
1.1 Краткий обзор происхождения и залегания сланцевых формаций нефти.....	15
1.2 Обзор мирового опыта освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, сланцевых формаций .....	22
1.3 Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов, сланцевых объектов нефти России.....	29
1.4 Осложнения при добыче нефти из сланцевых объектов Западной Сибири.....	31
1.4.1 Отложения асфальтосмолопарафиновых веществ и методы борьбы с ними. Причины образования и механизм формирования осадков асфальтосмолопарафиновых веществ.....	32
1.4.2 Отложения неорганических солей и методы борьбы с ними. Причины образования и механизм формирования осадков неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования .....	35
1.4.3 Борьба с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования. Виды коррозии и факторы, влияющие на неё .....	37
1.5 Особенности борьбы с осложнениями при добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири .....	39
Выводы по главе 1 .....	41
2 БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ.....	43
2.1 Прогноз и борьба с отложением асфальтосмолопарафиновых веществ, учитывающий особенности нефти баженовской свиты Приобского месторождения .....	44

2.2 Особенности свойств пластовой нефти баженовской свиты .....	51
2.3 Оценка стабильности асфальтенов нефти пласта Ю <sub>0</sub> .....	54
2.4 Физическое моделирование отложений парафина в скважине и в условиях транспорта нефти .....	56
2.5 Экономическая оценка технологий борьбы с отложением асфальтосмолопарафиновых веществ.....	60
Выводы по главе 2.....	64
<b>3 БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЕМ НА ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ .....</b>	<b>66</b>
3.1 Прогнозирование термодинамических условий и борьба с отложением неорганических солей при добыче нефти баженовской свиты Приобского месторождения .....	66
3.1.1 Характеристики пласта Ю <sub>0</sub> , нефти, воды и материалов. Методы исследований .....	68
3.2 Причины образования и механизм формирования осадков неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования.....	73
3.3 Оценка рисков солеотложения в скважинах в процессе добычи нефти из пласта Ю <sub>0</sub> Приобского месторождения .....	75
3.4 Прогноз выпадения неорганических солей при проведении технологических операций глушения скважин и гидравлического разрыва пласта.....	78
3.5 Рекомендуемые методы борьбы с отложением неорганических солей ....	83
Выводы по главе 3.....	85
<b>4 БОРЬБА С КОРРОЗИОННЫМ РАЗРУШЕНИЕМ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>	<b>87</b>

4.1 Прогноз развития углекислотной коррозии нефтепромыслового оборудования .....	87
4.2 Коррозионная агрессивность попутно-добываемой воды и жидкостей глушения скважин .....	91
4.3 Расчёт скорости коррозии по стволу нефтедобывающей скважины .....	95
4.4 Рекомендации по предотвращению коррозии нефтепромыслового оборудования и экономические параметры использования противокоррозионных мер защиты .....	97
Выводы по главе 4 .....	100
5 ПОДГОТОВКА НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	102
5.1 Качество подготавливаемой нефти и сбрасываемой воды .....	109
5.2 Исследование промысловой подготовки нефти на дожимных насосных станциях с установками предварительного сброса воды при изменении свойств поступающей жидкости в результате проведения операций гидравлического разрыва пласта .....	110
Выводы по главе 5 .....	116
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ .....	117
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....	120
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ .....	137
Справка о внедрении результатов диссертационных исследований .....	137

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

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 [1–4]. 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) [5–8].

Россия является лидером по ресурсам сланцевой нефти, при этом наиболее перспективной считают неоднородную по составу баженовскую свиту Западной Сибири, распространённую на сотни тысяч км<sup>2</sup>, 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 относительно 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, безусловно, 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, теплообменные 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 промысловых 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. Хисамудинова, Ю.В. Шамрая, Л.А. Чернобая, R.V. De Boer, J. Douglas J.M. da Silva, V.M. Hunt de Waard, A.L. Sousa и других исследователей.

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

### **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 Ю<sub>0</sub> смол и асфальтенов.

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

### **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.

### **Научная новизна**

1 На основе физико-химического анализа свойств нефти и результатов фильтрационных экспериментов, эмпирических методов оценки стабильности асфальтеновых частиц 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  $t_{\text{нпп}} = + 9,7 \text{ } ^\circ\text{C}$  не соответствует температуре насыщения нефти парафинами, определяемой их концентрацией в нефти по корреляционным уравнениям ( $t_{\text{нпп}} = 16...25 \text{ } ^\circ\text{C}$ ), 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 Ю<sub>0</sub> по нефти. Рекомендованы технологии борьбы с отложением неорганических солей в пластовых условиях, критерии применимости мероприятий для предотвращения отложений неорганических солей при эксплуатации скважин объекта Ю<sub>0</sub> 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 нефтепромышленной 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 нефтепромышленной химии» (г. Уфа, 2022 г., 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 выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 120 наименований, и одно приложение. Работа

изложена на 138 страницах машинописного текста, содержит 29 рисунков и 22 таблицы.

## **1 РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ СЛАНЦЕВЫХ ОБЪЕКТОВ**

В настоящее время мировая нефтегазовая отрасль ориентирована на извлечение газообразных и жидких углеводородов (УВ) из нетрадиционных источников – газогидратов, битуминозных песчаников, отложений каменного угля и глинистых сланцев, при этом добыча газа из последних носит уже промышленный характер [3,5]. Развиваются и методы добычи сланцевой нефти [6]. По данным мирового энергетического совета (World Energy Council) разведанные мировые запасы горючих сланцев составляли по оценкам на 2010 г. около 3 трлн. баррелей (более 400 млрд. т) эквивалента нефти и всего лишь 1,3 трлн. т обычной. Эксперты зачастую дают полярные оценки перспективам разработки сланцевых месторождений нефти – одни говорят о технологической революции в нефтегазодобыче, другие отрицают серьёзность перспектив данного вида углеводородного сырья, применяя по отношению к нему выражение «сланцевый пузырь». В то же время, благодаря проведению операций МГРП, США в 2014 г. практически догнали Саудовскую Аравию и Россию по суточной добыче нефти, что привело к её избытку на мировом рынке и, как следствие, падению цен на нефть.

### **1.1 Краткий обзор происхождения и залегания сланцевых формаций нефти**

Рассматривая аспекты происхождения и залегания сланцевых залежей нефти, можно констатировать, что они, как правило, находятся в нефтематеринских плотных глинистых и сланцевых породах, т. е. вблизи прошлых геологических мест образования, иногда эти процессы продолжают и в настоящее время, если на глубинах залегания нефтематеринских пород сохраняются необходимые условия – давление, температура и содержание органических веществ. Хотя однозначная

классификация источников происхождения сланцевой нефти отсутствует, в литературных источниках рассматриваются два вида сланцев – горючие и нефтесодержащие [1]. В горючих сланцах нефть отсутствует, однако, содержащийся в них термически незрелый кероген может быть преобразован в сырую нефть термическими методами, в частности перегонкой, пиролизом. Нефтесодержащие сланцы практически не отличаются от горючих по своим литологическим особенностям, минеральному составу и структурным свойствам, относятся к разным геологическим периодам и залегают на больших глубинах, что в условиях более высокой температуры способствовало преобразованию керогена в нефть. Им присуща низкая проницаемость, высокая плотность и слоистое строение [1].

Глинистые сланцы, содержащие органический углерод в виде керогена, являются нефтематеринскими породами с существенно низкой проницаемостью, представленными переслаивающимися плотными глинами, алевролитами, карбонатами, песчаниками, силикатами и другими компонентами. Содержащийся в них кероген либо сохраняется в незрелом состоянии, либо полностью или частично преобразуется в жидкие углеводороды или газ. В любом случае сланцы являются источником углеводородного сырья, при этом сланцы, содержащие лишь кероген, или кероген и жидкие углеводороды, подобные сырой нефти, являются источником сланцевой нефти.

Сланцевые формации представляют собой слоистые, мелкозернистые глины и алевролиты. Размеры частиц зёрен очень малы ( $<1/256$  мм в диаметре) (F.J. Pettijohn, 1957). Плотные формации преимущественно представляют собой переслаивающиеся глинистые песчаники. Одна общая и важная характеристика сланцевых и плотных формаций – сверхнизкая проницаемость (С.-Z. Jia, 2012):

– эффективная проницаемость плотных формаций меньше 0,1 мД (абсолютная проницаемость составляет менее 1 мД);

– значение проницаемости матрицы сланцевых формаций имеет порядок в диапазоне мкрД - нД.

Коллекторы сланцевых формаций обычно имеют естественные трещины, которые могут увеличивать значение эффективной проницаемости выше чем порядок нано дарси. Китайские авторы классифицируют сланцевые формации как материнские породы, в которых УВ генерировались *in situ* (или мигрировали на очень коротком расстоянии, т.е. остались практически в материнском пласте) (W. Yang, 2015), а плотные формации – как объекты, расположенные вблизи материнских пород (С.-Z. Jia, 2014), или материнские породы, представленные переслаиваемыми песчаниками (Т.-Y. Zheng, 2017).

Баженовские отложения формировались в бассейне синеклизного типа, возникшего под влиянием раннетриасового рифтогенеза [9]. Устойчивое погружение и режим некомпенсированного развития баженовского моря пришлось на волжское время. Несмотря на принадлежность к различным геодинамическим типам бассейнов, углеродистые толщи характеризуются общей особенностью – они входят в состав рифтогенно-депрессивных комплексов трансгрессивных стадий седиментационных циклов, что предопределило устойчивое некомпенсированное погружение коры и обеспечило образование, накопление и сохранность больших объёмов органического вещества. Высокоуглеродистые нефтематеринские толщи являются неотъемлемой частью осадочных формаций седиментационных бассейнов молодых и древних платформ и подвижных областей земной коры. Типичными представителями подобных отложений на территории России являются баженовская свита Западной Сибири, доманиковые толщи Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций, породы хадумской свиты Северного Кавказа и куонамской свиты Восточной Сибири (Рисунок 1.1).

Баженовские отложения Западно-Сибирской плиты, как и весь её мезозойско-кайнозойский осадочный чехол накапливались в бассейне синеклизного типа, возникшем под влиянием раннетриасового рифтогенеза

[10]. В ходе растяжения в основании нижнеплитного этажа образовалась разветвлённая система надрифтовых желобов с характерной трапповой формацией континентальных базальтов. Наиболее крупный из них – Колтогорско-Уренгойский, заложили на герцинском фундаменте в центральной части плиты. Рифтовая впадина раскрылась к северу в сторону Арктического бассейна, её ось пространственно совпадает с современной наиболее прогнутой частью фундамента и общим утолщением осадочного чехла.



Рисунок 1.1 – Распространение высокоуглеродистых отложений на территории России

Наличие триасовых рифтовых впадин в структуре Западной Сибири способствовало устойчивому погружению мезозойского бассейна, максимум которого пришёлся на волжское время, когда накапливались преимущественно фоновые осадки баженовской свиты, обогащённые органическим веществом. Тонкослоистое строение баженовских отложений с отсутствием следов биотурбации, многочисленные линзовидные включения

сингенетичного фрамбоидального пирита, обогащённость урановой минерализацией указывают на глубоководный характер морского бассейна.

Баженовское море было наиболее глубоким в западных и северо-западных районах, многочисленные генетические признаки пород указывают на то, что морские воды имели нормальную солёность, несколько пониженную температуру (не опускающуюся ниже 15 °С), испытывали периодически возникавшее в придонных слоях сероводородное заражение [11–13]. Осадочные отложения содержат своеобразный набор бентосных и нектонных организмов, фито- и зоопланктона, сложное распределение их по площади. Для пород баженовской свиты характерен многокомпонентный состав, включающий кремнистые, глинистые и карбонатные литотипы, а также переходные между ними разновидности, необычно высокое содержания пирита, биогенного кремнезема и органического углерода.

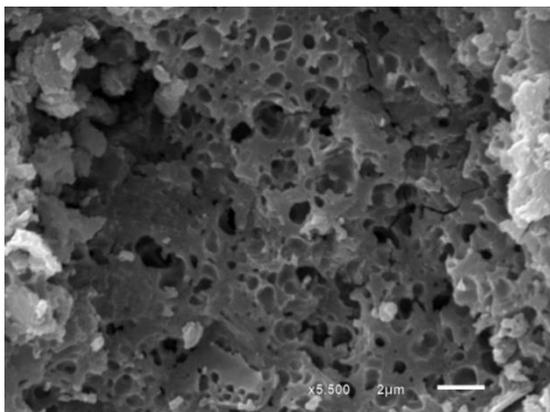
Для баженовских отложений, кроме латеральной зональности в распределении органических веществ, неоднократно отмечалась его ясно выраженная вертикальная избирательная приуроченность. Во многих стратифицированных разрезах зафиксировано упорядоченное чередование разномасштабных обогащённых и обеднённых керогеном прослоев, по своему строению напоминающих обычную седиментационную цикличность. Это позволило предположить, что физико-химические условия в баженовском море, в частности окислительно-восстановительный режим, пульсационно менялись [14]. Не исключается и возможность участия в осадконакоплении и турбидитных потоков, периодически поставлявших в некомпенсированную впадину большой объём тонкого глинистого материала, прерывавшего биогенную седиментацию.

К настоящему времени существует несколько моделей, объясняющих возможный механизм образования коллекторских свойств в баженовских отложениях [15]. Все они, так или иначе, сводятся к общему признанию трещинной природы пустотного пространства с возможным участием флюидодинамических и тектонических процессов. При этом мало внимания

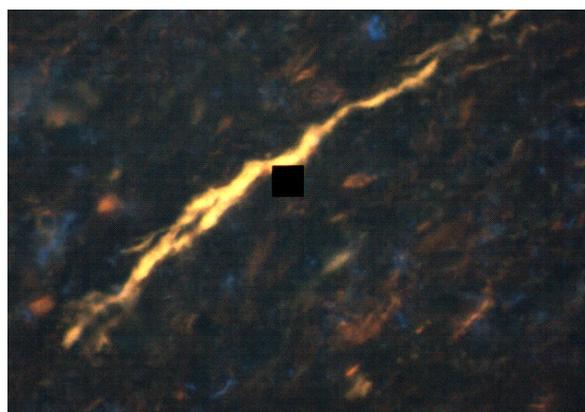
уделяется обсуждению физико-химического состояния органического вещества в момент трещинообразования и возможности заполнения углеводородами новообразованных трещин.

Другая важная черта баженовских отложений – наличие в них зон с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Так, в частности, на Салымском месторождении на глубинах 2800 м зафиксировано внутрипластовое давление в 1,3 – 1,5 раза превышающее литостатическое, что вполне достаточно для образования трещин флюидоразрыва. Возникновение подобных трещин хорошо описывается известным механизмом создания избыточного давления за счёт генерации протонифи или внешнего подтока углеводородов в пластовую полузакрытую систему. Для баженовских отложений возможен также механизм импульсной кавитации, при котором разрядка напряжений и мгновенное раскрытие трещин порождают образование и схлопывание газовых пузырьков, что создаёт ударные волны, высокие локальные давление и температуру [16–19]. Последнее обстоятельство находит подтверждение при разработке Салымско-Приразломной площади, где при высоком геотермическом градиенте – 4,5 – 5 °C/100 м, современные пластовые температуры достигают 130 °C [20].

Таким образом, модель баженовского коллектора можно представить как сочетание блоков матрицы кероген-карбонат-кремнистого состава со своей пористостью и проницаемостью и разделяющих их трещин флюидоразрыва. Трещиноватость создаёт небольшой объём пустотного пространства, исчисляемый долями, в лучшем случае, первыми процентами (Рисунок 1.2).



а



б

Рисунок 1.2 – Микропористость в керогене (а) и микротрещина, заполненная нефтью (б) (Правдинское месторождение, скважина № 5217)

Нами предполагаются два возможных варианта объяснения этого феномена, не противоречащих наблюдаемым фактам, но требующих дальнейшего уточнения: первый – баженовская свита, залегающая в зоне повышенных давлений и температур, находится в области современной нефтегенерации, что способствует формированию повышенной пористости (трещиноватости) и, как следствие, высоких устойчивых дебитов; второй – в баженовской свите имеются тектоно-геодинамические зоны, представленные разломами и трещинами, которые дренируют подстилающие нефтеносные толщи (васюганскую, тюменскую, возможно и палеозойский фундамент), обеспечивая устойчивый подток УВ. Именно различными источниками можно объяснить наблюдаемые изменения свойств и состава нефти по площади и разрезу баженовской свиты на Салымско-Приразломном участке, где выявлены многочисленные тектонические нарушения, способные обеспечить миграцию углеводородов из подстилающих отложений. На это указывают высокие концентрации диоксида углерода и наличие в бензиновых фракциях переработки нефти повышенного содержания н-алканов по сравнению с изоалканами, а также обнаруженные в нефти палеозойские спорово-пыльцевые комплексы. На Рисунке 1.3 представлена литологическая характеристика и геологический разрез бажена.

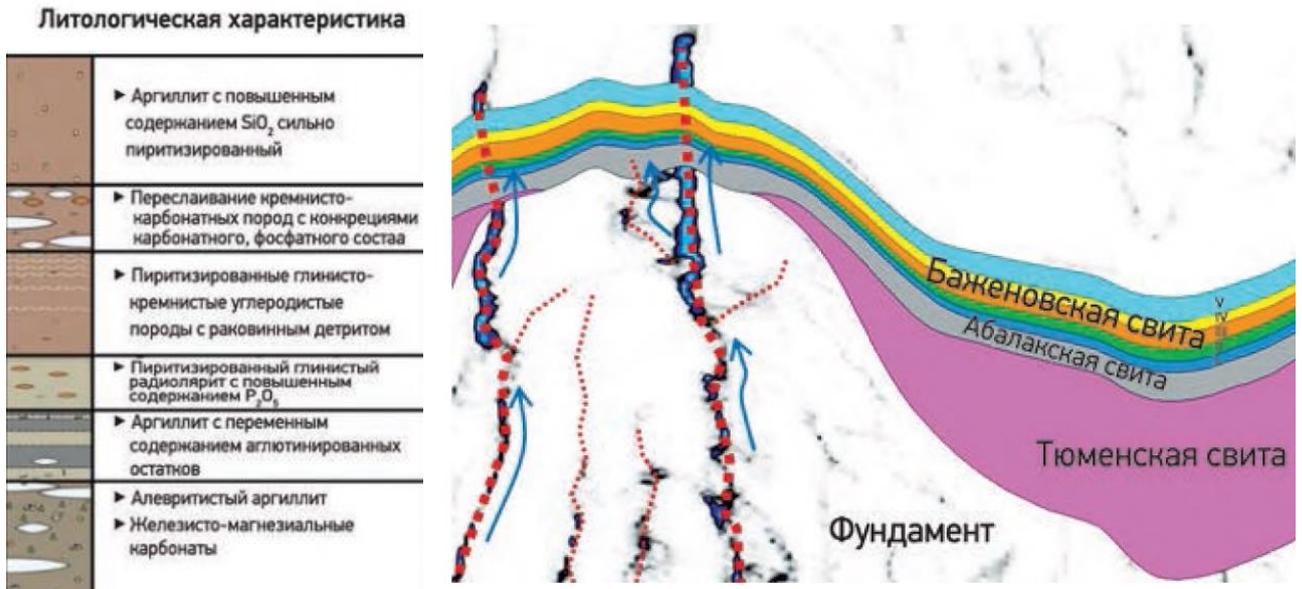


Рисунок 1.3 – Концептуальная модель геологического строения баженовской свиты

## 1.2 Обзор мирового опыта освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, сланцевых формаций

Использование современных методов добычи нефти сланцевых месторождений, в частности, проведение на скважинах операций МГРП, вызывает протесты экологов, в первую очередь в США, причём эти претензии не безосновательны. Поэтому многие европейские страны ввели запрет или мораторий на добычу данного вида УВ. Кроме экологических претензий, которые можно предъявить к любому виду нефтегазодобычи, есть и специфические – прежде всего вероятность прорыва в подземные воды технологических жидкостей, используемых для МГРП, содержащих вредные вещества и примеси. Также не исключено, что по трещинам ГРП могут прорваться высвобождающиеся из пласта нефть и газ, в результате чего артезианский бассейн будет надолго испорчен, возможны и микроземлетрясения вследствие проведения на скважинах операций МГРП. Нефтедобывающие компании, разрабатывающие сланцевые месторождения,

опасаясь штрафов, вынуждены тратить на решение экологических проблем значительные средства, повышая и без того высокую себестоимость добычи сланцевой нефти. В то же время следует отметить, что из тысяч действующих промыслов добычи сланцевой нефти, в частности в США, по экологическим причинам закрыты лишь единицы, и сланцевые УВ являются важным источником нефти, поскольку их запасы крайне велики. Благодаря использованию сланцевых технологий США стали лидерами мировой газодобычи и приблизились к России и Саудовской Аравии по добыче нефти. На Рисунке 1.4 приведена прогнозная оценка технически возможных извлекаемых запасов сланцевой нефти по странам.

Следует отметить, что себестоимость проведения операций МГРП в скважинах, добывающих сланцевую нефть, весьма дорогостояща. Однако, в связи с совершенствованием технологий, в первую очередь проведения операций ГРП, цена сланцевой нефти в США, обеспечивающая минимальную рентабельность, быстро снижается – от 89 \$ в 2006 г. до 48\$ в 2011-м и 44\$ за баррель в 2014-м (Рисунок 1.5).

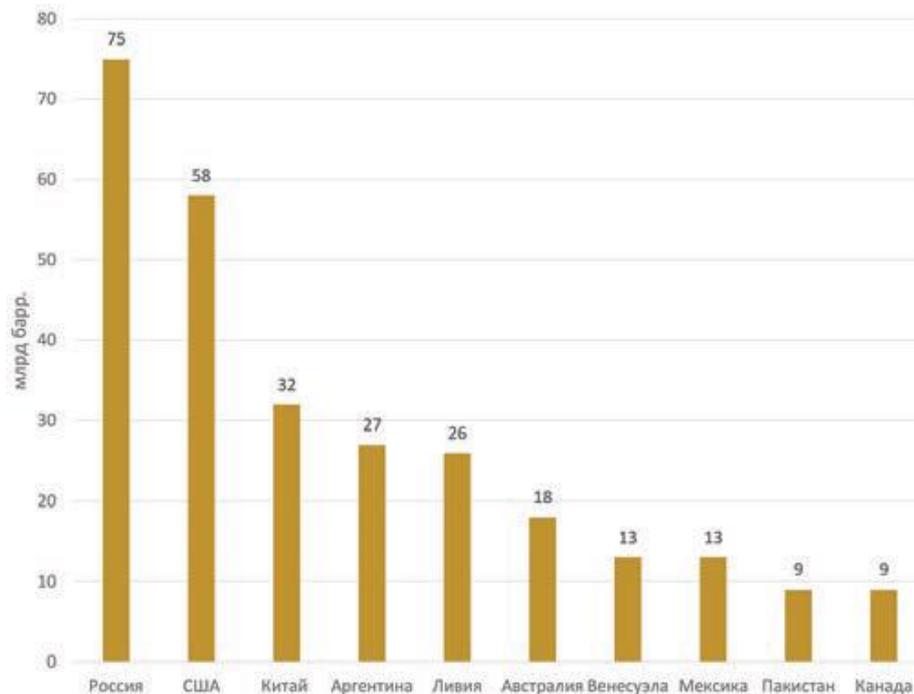


Рисунок 1.4 – Прогнозная оценка технологически возможных извлекаемых запасов сланцевой нефти по странам

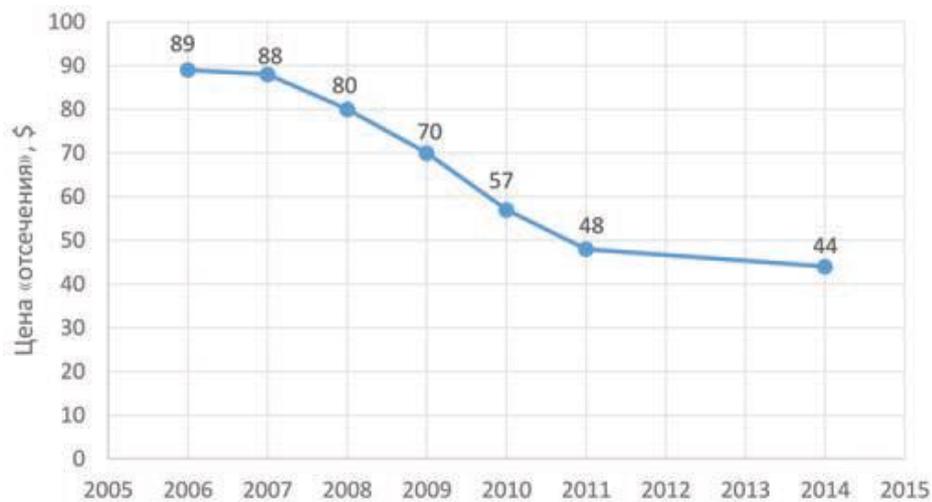


Рисунок 1.5 – Изменение минимально рентабельной цены добычи сланцевой нефти

В этот период времени, при себестоимости добычи сланцевой нефти 70 \$/бар, скважина, добывающая сланцевую нефть, окупалась в среднем за 8 месяцев. Если сравнивать себестоимость добычи нефти в относительно благополучный период 2009 – 2011 г. в различных регионах мира, то видно, что добыча сланцевой нефти была вполне рентабельна (Рисунок 1.6). Это объясняется, прежде всего, тем, что она добывается вблизи рынков сбыта и не несёт значительных транспортных издержек, как, например, нефть Ближнего Востока и Западной Сибири.

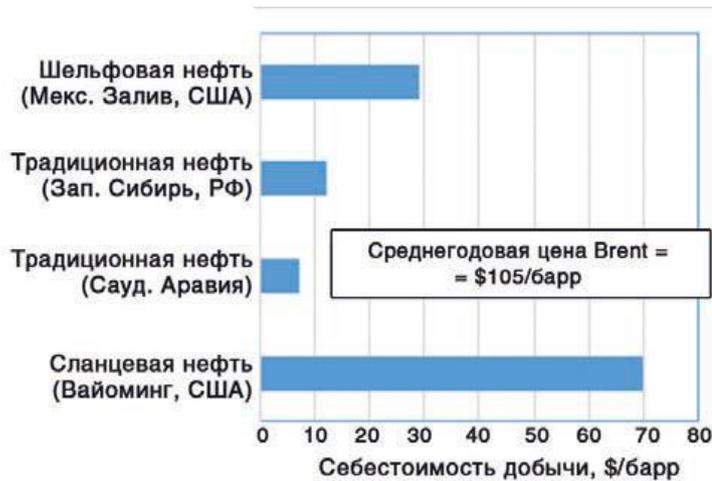


Рисунок 1.6 – Себестоимость добычи нефти в различных регионах мира в 2009 – 2011 г.

### Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США.

Согласно современным данным добыча нефти в США достигла нового максимума в мае 2019 г. и составила 12,4 млн. бар/сут, в конце года суточная добыча нефти в США составила 13,4 млн. бар/сут. На Рисунке 1.7 представлена динамика добычи нефти в США за столетний период.

#### Добыча сырой нефти США тыс. бар/сут

Thousand Barrels per Day

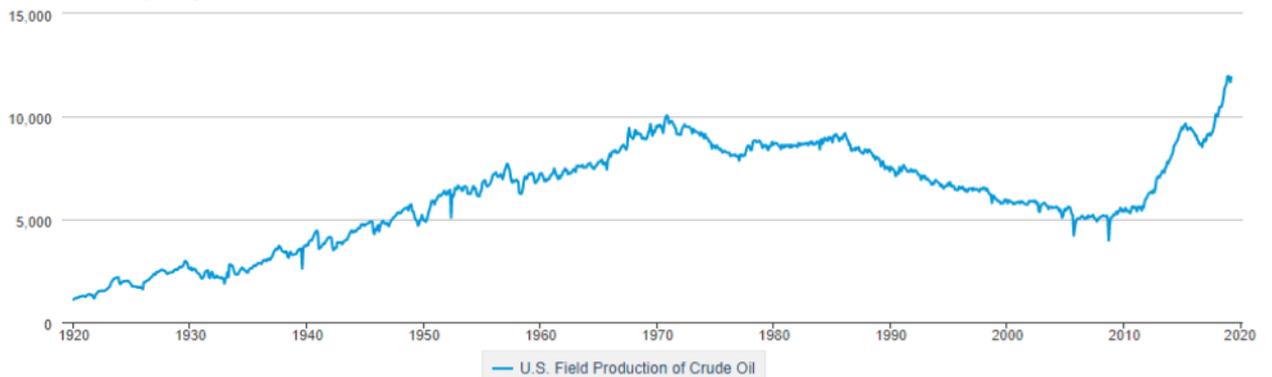


Рисунок 1.7 – Динамика добычи нефти в США за столетний период

Добыча нефти из трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ) на текущий момент приближается к 2/3 общей добычи нефти США. Основной вклад в добычу нефти ТРИЗ вносят формации Пермского бассейна, Eagle Ford и

Vakken, с разработки которых началась «сланцевая революция» [6]. При этом добыча нефти лишь месторождений Пермского бассейна, активно развивающегося за последние 3 – 4 года за счёт разработки ТРИЗ, на июль 2019 г. составляла 4,226 млн. бар/сут (Рисунок 1.8), что сопоставимо с текущей добычей месторождений, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть».

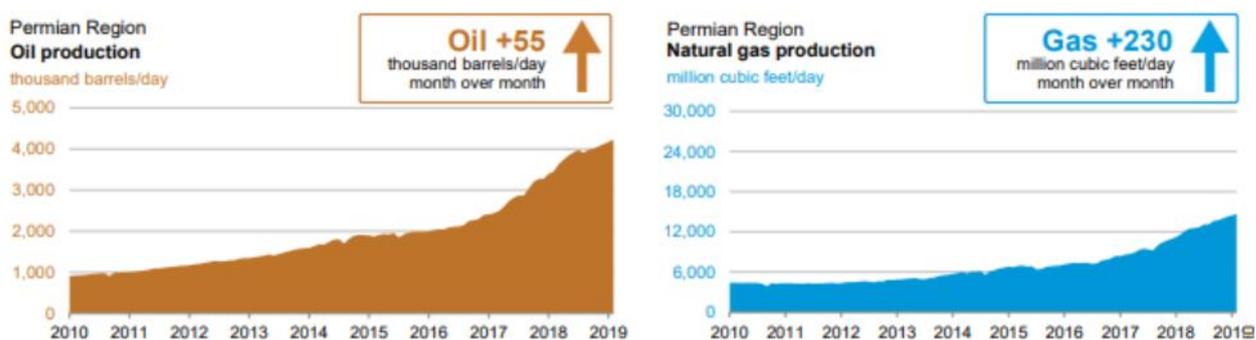


Рисунок 1.8 – Динамика добычи нефти и газа месторождений Пермского бассейна США

Широкомасштабное внедрение операций ГРП и МГРП оказало значительное влияние на эффективность разработки месторождений нефти с ТРИЗ. Развитие технологий ГРП, наряду с тщательным изучением геологического строения коллекторов ТРИЗ, развитием технологий заканчивания скважин, кардинально изменили «энергетический ландшафт» Северной Америки. Так, количество стадий ГРП в 1950-х – начале 1990-х годов составляло порядка 10 – 30 тыс. стадий/год, в то время как последние пиковые уровни приближаются к значению 500 тыс. стадий/год. Технологическое развитие насосных систем, совместно с развитием технологий заканчивания скважин, привели к увеличению количества стадий ГРП на одну скважину примерно в 20 раз, массы закачиваемого проппанта в 40 раз.

В результате дизайны заканчивания скважин и ГРП переориентируются на более плотную систему расстановки скважин с более плотным размещением портов ГРП. Кроме того, в настоящее время применяются жидкости ГРП «нового поколения», позволяющие увеличить

коэффициент использования попутно добываемой воды, а также используется более дешёвый проппант, хотя и более низкого качества.

### **Динамика активности бурения скважин на месторождениях с ТРИЗ в США**

На протяжении всей истории инновационного развития технологий разработки ТРИЗ, большая часть бурения скважин осуществлялась в США, около 10% в Канаде и всего лишь 3% в странах ОПЕК. То же самое касается количества скважин, законченных строительством. В течение последних 10 лет «сланцевой революции» более 20 тыс. скважин в год бурится в США, основная часть которых приходится на ГС. Необходимо отметить, что значительный рост активности бурения скважин начинается с середины 2000-х годов, в период же с начала 2010 годов и по настоящее время в США пробурено около 50% всех мировых скважин. Хотя ГС доминировали при разработке ТРИЗ нефти и газа США с 2008 по 2010 г., их количество не превышало количества вертикальных скважин (ВС), пробуренных в тех же формациях вплоть до 2017 г. По состоянию на конец 2018 г. около 88 тыс. ВС по-прежнему добывали нефть и природный газ, однако объём продукции, добываемой этими скважинами, был незначительным по сравнению с объёмом, добываемым ГС. Многие из оставшихся в эксплуатации ВС являются малодобитными, однако их оставляют в добыче до момента, пока они не становятся экономически неэффективными (при этом экономически рентабельный дебит с учётом мер стимулирования зачастую измеряется в диапазоне 0,1 – 0,2 т/сут, тогда как в России 1 – 2 т/сут).

Во время «сланцевой революции» большая часть пробуренных в США скважин была закончена с ГРП, причём в настоящее время доля новых нефтяных скважин, заканчиваемых с ГРП, достигает 80 %, газовых 90%.

### **Развитие технологий ГРП**

Начало «сланцевой революции» можно отнести к середине 1990-х годов, когда R. Mayerhofer и др. (1997) экспериментировали с малотоннажными (в том числе безпроппантными) «slickwater-фраками» в

песчаниках East Texas Cotton Valley Sandstone. Идея заключалась в том, что в сверхнизкопроницаемых коллекторах необходимо создавать трещины ГРП с низкой проводимостью, а дизайны с низкой концентрацией проппанта способны обеспечить достаточную проводимость трещины без её последующего схлопывания. Промышленные проекты, такие как Cotton Valley JIP and Mounds Drill Cuttings Injection Project, реализованные в конце 1990-х годов, предоставили дополнительную информацию о том, как трещины ГРП распространяются в различных средах. Впоследствии были разработаны технологические решения прямого измерения геометрии трещин ГРП, такие как наклонметрическое и микросейсмическое картирование трещин ГРП, с проведением замеров/исследований в трёх смещённых скважинах.

Проводимые компанией «Slickwater-фраки» операции проведения ГРП с более низкими концентрациями проппанта и большими объёмами полимеров (гелей) в составе жидкостей ГРП, впервые позволили экономически эффективно разрабатывать ТРИЗ газа месторождения Barnett Shale. Опыт разработки плотных и сланцевых формаций УВ Северной Америки позволил адаптировать дизайн ГРП для обеспечения главной задачи – создания сложной, максимально разветвлённой конфигурации трещин с целью увеличения добычи нефти.

Таким образом, важно решение задачи развития технологий применения ГС с МГРП с целью создания обширной системы трещин даже при отсутствии уникальных напряжённых состояний пластов.

Существенное влияние на эффективность проведения операций ГРП оказывает и качество проппантов. В настоящее время нефтедобывающая отрасль США всё более предпочитает проппант размером 40/70 и 100+ mesh, что, в первую очередь, связано с более широким использованием недорогих проппантов местного производства. Переход нефтегазодобывающей отрасли США на 100 mesh проппант местного производства, в частности таких

гигантов как операторов Пермского бассейна, является одним из ключевых изменений в направлении снижения капитальных затрат.

Активно развиваются технологии бурения и заканчивания скважин, технологии проведения повторного ГРП.

### **1.3 Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов, сланцевых объектов нефти России**

В России год от года возрастает доля добычи нефти из ТРИЗ, достигающая по состоянию на 2019 г. 65% общего объёма её добычи. Об этом говорится в проекте «Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2030 года». В документе уточняется, что из общих балансовых запасов нефти категорий АВС1, которые в РФ превышают 18 млрд. т, к ТРИЗ относятся уже почти две трети – около 12 млрд. т. Причём доля ТРИЗ нефти постепенно увеличивается, даже с учётом того, что отечественные нефтедобывающие Компании отдают предпочтение разработке несложных запасов.

В среднем годовая добыча нефти в России составляет порядка 550 млн. т нефти (без учёта газового конденсата). В связи с этим, как подсчитали в Роснедрах, обеспеченность разведанными запасами осваиваемых месторождений составляет по состоянию на 2019 г. 35 – 36 лет. В документе подчёркивается, что без учёта ТРИЗ, ресурсов разведанной нефти в стране хватит не более чем на 20 лет. Степень выработанности разведанных запасов достигает, согласно данным проекта, 55%, степень разведанности начальных суммарных ресурсов 46%.

В последнее время запасы нефти в России стабильно возрастают, однако основной прирост происходит не за счёт открытия новых месторождений, а за счёт доразведки обрабатываемых объектов и внедрения современных технологий добычи, что позволяет существенно увеличить коэффициент извлечения нефти. Таким образом, удержать достигнутый

уровень добычи нефти в период после 2020 г. без вовлечения в разработку ТРИЗ РФ просто не сможет.

Начиная с 2011 г. ведущие российские компании, такие как «Роснефть», «Лукойл», «Газпромнефть», «Татнефть» и другие, стали активно развивать технологии добычи сланцевой нефти. Для этого в России стали создаваться совместные предприятия с зарубежными партнерами: Shell, Total, Exxon Mobil и т.д. Другие нефтедобывающие компании, в частности, «Сургутнефтегаз», пытаются работать в этом направлении самостоятельно.

В настоящее время российские нефтедобывающие компании пытаются самостоятельно решать задачи по добыче нефти из неколлекторов. В частности, помимо ООО «Сургутнефтегаз», компания «РИТЭК» развивает термические методы добычи нефти из сланцев, однако следует отметить, что эти методы уместны при добыче тяжелой и вязкой нефти, но не всегда эффективны при добыче легкой нефти.

Как отмечено выше, Россия является лидером по ресурсам сланцевой нефти (Рисунок 1.1) [3]. При этом наиболее перспективной считают неоднородную по составу баженовскую свиту Западной Сибири, распространённую на сотни тысяч км<sup>2</sup>, и залегающую глубже основных продуктивных горизонтов, приуроченную преимущественно к месторождениям Красноленинского и Сургутского сводов, разрабатываемых в настоящее время [20,21–36]. Следует отметить, что не вся баженовская свита, а лишь её верхняя часть, состоящая из достаточно плотных упруго-пластичных пород, пригодна для проведения операций ГРП [23–25]. Ресурсные оценки нефти баженовской свиты огромны и колеблются в интервале от 2 – 3 до 170 млрд. т. Даже если взять половину от этого – это больше, чем суммарные начальные геологические запасы легкой нефти всех известных месторождений нефти России, вместе взятых. Согласно представленным в настоящее время оценкам, в баженовской свите содержится порядка 20 млрд. т нефти, тогда как величина разведанных запасов исчисляется пока лишь десятками млн. т. 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.

Наиболее активно добычу нефти из бажена осуществляет ООО «Сургутнефтегаз». В частности, за 2013 г. им было добыто 0,6 млн. т баженовской нефти, при этом убыток составил порядка 3 млрд. руб., однако перспективы добычи сланцевой нефти бесспорны, о чём свидетельствует факт двукратного снижения её себестоимости в последние годы.

Экономический анализ разработки сланцевых месторождений России показывает, что в настоящее время добыча сланцевой нефти нерентабельна. Исключением могут являться лишь месторождения, находящиеся неподалёку от нефтеперерабатывающих заводов, работающих на внутренний рынок. Однако, следует отметить, что, в частности, на американском рынке, добычей сланцевой нефти заняты сотни конкурирующих компаний, вследствие чего высоки стимулы к усовершенствованию технологий и их удешевлению. Результатом является почти двукратное снижение себестоимости добычи сланцевой нефти за последние семь лет. От того, насколько эффективными окажутся методы разработки нефтесодержащих и горючих сланцев, зависит долгосрочная перспектива включения сланцевой нефти в общемировой углеводородный рынок.

#### **1.4 Осложнения при добыче нефти из сланцевых объектов Западной Сибири**

К основным традиционным осложнениям, сопутствующим процессам добычи нефти, следует отнести отложение на поверхности нефтепромыслового оборудования осадков АСПВ, неорганических солей, коррозию металлического оборудования [37–42].

### **1.4.1 Отложения асфальтосмолопарафиновых веществ и методы борьбы с ними. Причины образования и механизм формирования осадков асфальтосмолопарафиновых веществ**

Состав АСПО определяется как свойствами нефти, так и термо- и гидродинамическими характеристиками продуктивных пластов, геологическими и физическими особенностями залежей, способами разработки и эксплуатации месторождений. Основным компонентом являются парафины (предельные нормальные и изопарафиновые углеводороды). С увеличением молекулярной массы парафинов в составе АСПО возрастает содержание нафтеновых и алкилароматических углеводородов. К основным факторам, влияющим на процесс образования АСПО в скважине и наземном оборудовании, следует отнести:

- состав, физико-химические и молекулярно-поверхностные свойства нефти, природу и структуру её тяжёлых углеводородов;
- термодинамические параметры системы, определяющие фазовое равновесие в нефтяной дисперсной системе, динамику их варьирования;
- обводнённость добываемой продукции, минерализацию попутно добываемых вод, наличие в добываемой продукции минеральных и механических примесей, характеризующихся различной адсорбционной способностью;
- гидродинамику добываемого скважиной потока жидкости, природу и состояние поверхности оборудования [43–47].

Следует отметить, что небольшие дебиты скважин и обводнённости добываемой жидкости способствуют росту интенсивности парафиноотложения. Увеличение дебита и обводнённости добываемой продукции уменьшают скорость образования АСПО на стенках глубинного оборудования ввиду гидрофилизации его поверхности, последующего срыва кристаллов парафина восходящим потоком жидкости и газа и выноса его микрокристаллов на поверхность.

Обобщённым параметром, определяющим склонность нефти к образованию АСПО, является насыщенность нефти парафином, характеризуемая температурой насыщения нефти парафином  $t_{\text{нп}}$ . Величина  $t_{\text{нп}}$  связана с количеством нормальных парафинов, растворённых в нефти, и чем она выше, тем интенсивнее идёт процесс парафинизации нефтепромыслового оборудования [42].

### **Методы борьбы с АСПО**

По принципу подхода к решению проблемы, методы борьбы с АСПО делятся на две основные группы – удаление сформировавшихся отложений АСПВ и ингибирование, т. е. предотвращение их образования [42].

Способы удаления АСПВ подразделяются на механические, тепловые, физические и химические. К механическим способам относится использование скребков, мешалок, эластичных шаров для выкидных линий и трубопроводов, барботёров газа или пара и др. К тепловым способам относят обработку скважин горячими нефтью, водой, острым паром, использование трубных и забойных электронагревателей. Физические методы включают в себя, в частности, электромагнитный, ультразвуковой (акустический), импульсно-гидравлический.

Химические способы удаления АСПО основаны на использовании индивидуальных растворителей, сложных композиций химических реагентов. Наиболее эффективны многокомпонентные композиции, совместно содержащие парафиновые, нафтеновые, ароматические углеводороды и гетерогенные соединения [48]. В качестве удалителей АСПО наибольшее распространение находит толуол. Используются растворители природного происхождения – газоконденсат, газовый бензин, смесь жирных нефтяных газов, лёгкая нефть. Удалители АСПО используются там, где не могут быть применены ингибиторы – при очистке призабойной зоны пласта (ПЗП), промывке выкидных линий, нефтяных коллекторов, ёмкостей товарных парков, скважин перед проведением подземных и капитальных ремонтов.

Наиболее перспективным способом борьбы с АСПО является ингибирование их образования. Ингибирование может осуществляться по двум направлениям: использование специальных покрытий НКТ, препятствующих отложениям АСПВ, и введение в поток добываемой скважинной жидкости химических ингибиторов – гидрофилизаторов, депрессаторов, модификаторов, диспергаторов, разбавителей [42,46,49].

Следует отметить, что наибольший ингибирующий эффект проявляют составы содержащие ингибитор-диспергатор, ингибитор-гидрофилизатор и растворитель. Низкомолекулярные анионоактивные ПАВ, входящие в состав ингибиторов АСПО, обеспечивают, преимущественно, отмывающий эффект, катионоактивные ПАВ – диспергирующий.

Существенное влияние на процесс выпадения АСПВ оказывает и скорость движения добываемой жидкости, в значительной мере определяющая интенсивность формирования АСПО. Так, в случае низких скоростей потока (ламинарный режим течения жидкости), формирование АСПО происходит медленно. При увеличении скорости (турбулизации нефтяного потока) интенсивность образования АСПО вначале возрастает из-за увеличения массопереноса, достигает максимума, а затем снижается вследствие того, что при высоких скоростях движения потока микрокристаллы парафиновых углеводородов (ПУ) удерживаются во взвешенном состоянии в объёме системы. Кроме того, при турбулентном движении добываемого потока скважинной жидкости часть образовавшихся АСПО срывается потоком со стенок труб, т.к. сила касательных напряжений выше сил сцепления между кристаллами ПУ и поверхностью трубы. Существенную роль в процессе выпадения АСПВ играет и шероховатость стенок НКТ. Микронеровности поверхности труб могут быть очагами вихреобразования и замедлителями скорости течения нефтяного потока у стенки трубы, в результате чего образуются новые центры кристаллизации ПУ, увеличивается адгезия их кристаллов на внутренней поверхности стенок,

блокируется движение образовавшихся кристаллов между выступами и впадинами поверхности.

#### **1.4.2 Отложения неорганических солей и методы борьбы с ними. Причины образования и механизм формирования осадков неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования**

Основным условием возникновения отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования неорганических солей (НС) является перенасыщенность растворов отдельными компонентами. Причинами выпадения солей в осадок служат испарение, смешивание несовместимых вод, растворение горных пород и газов, изменение термобарических условий, дегазация воды, изменение её общей минерализации [50]. Так, осадки сульфатов образуются преимущественно вследствие смешивания несовместимых вод и растворения гипса из горных пород. Карбонаты выпадают в осадок в основном в результате изменения термобарических условий, дегазации воды, разбавления растворов пресной водой. Основная причина осаждения хлорида натрия – испарение воды и снижение температуры раствора. В добывающих скважинах, по мере подъёма продукции, происходит снижение температуры (при этом растворимость, в частности, карбоната кальция, увеличивается) и уменьшение давления (что вызывает уменьшение его растворимости). Существенное влияние на растворимость карбоната кальция оказывает рН среды, что обусловлено тем, что растворимость диоксида углерода, образование и диссоциация угольной кислоты зависят от рН водных растворов. При рН ниже 4 свободный диоксид углерода образует в основном угольную кислоту:



Чем более кислая среда, тем больше  $\text{CO}_2$  растворяется в воде. В кислой среде растворимость кальцита выше, чем в щелочной, поэтому по мере увеличения рН, повышения щёлочности воды, вероятность выпадения

карбонатных солей повышается. На рост кристаллов НС оказывают влияние степень перенасыщения вод, природа кристаллизующегося вещества, состояние поверхности нефтепромыслового оборудования, интенсивность и характер перемешивания раствора, наличие механических примесей [38].

Наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из пересыщенных растворов оказывают асфальтены и смолы, что объясняется их способностью адсорбировать на своей поверхности ионы солей и превращаться в центры кристаллизации. Нефтяные компоненты способствуют как образованию, так и скреплению кристаллов солей друг с другом и со стенками нефтепромыслового оборудования. Существенное влияние на механизм отложения НС оказывают и режим движения газожидкостной смеси, фазовые превращения компонентов смеси и их распределение по сечению труб, состояние их поверхности [51,52].

#### **Методы борьбы с отложением неорганических солей**

Борьба с отложением НС в нефтедобыче ведётся по двум направлениям: удаление сформировавшихся осадков и предотвращение их образования. Для удаления осадков НС используются механические, химические методы, в зависимости от характера солевых отложений, места их отложений и состава. Так, при обработке отложений гипса водным раствором гидроксида натрия образуется смесь растворимых в воде сульфата натрия и гидроксида кальция, представляющая собой рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние с образованием тонкодисперсной суспензии, легко удаляемой потоком добываемой жидкости. Гидроксид кальция может быть удалён обработкой скважины водным раствором соляной кислоты.

Наиболее эффективными методами борьбы с отложением неорганических солей являются методы их предупреждения – технологические, физические, химические и комбинированные [51–53]. Перспективным способом повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение защитных покрытий [54]. Из

доступных и технологичных способов предотвращения отложения НС наиболее эффективным является применение химических ингибиторов, действующим веществом которых являются соединения, образующие хелаты с солеобразующими ионами; соединения, взаимодействующие с формирующимися кристаллами солей на стадии зародышеобразования (ингибиторы порогового действия); соединения, изменяющие морфологию кристаллов (кристаллоразрушитель) [55].

При выборе технологии применения ингибиторов необходим учёт геологических особенностей разрабатываемого объекта, состав попутно добываемых вод, условия и причины отложения солей, их состав.

#### **1.4.3 Борьба с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования. Виды коррозии и факторы, влияющие на неё**

По характеру взаимодействия металла со средой различают химическую и электрохимическую коррозию. Химическая коррозия – разрушение металла при химическом взаимодействии с агрессивной средой, которой служат неэлектролиты – жидкости и сухие газы. Электрохимическая коррозия – разрушение металла под воздействием электролита при протекании двух самостоятельных, но взаимосвязанных процессов – анодного и катодного. Анодный процесс – окислительный, проходит с растворением металла; катодный – восстановительный, обусловлен электрохимическим восстановлением компонентов среды.

На коррозионную агрессивность газожидкостного потока оказывают влияние снижение температуры и давления при его подъёме по стволу скважины, влекущие за собой выпадение из нефти АСПВ и неорганических солей, способствующих экранированию поверхности металла за счёт образования защитных плёнок. Однако в этих условиях усиливается действие микрогальванических пар, приводящих к локальному разрушению металла [56].

## **Методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования**

В процессах нефтедобычи используется широкий ряд методов противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования: технологические, направленные на корректировку технологии добычи, подготовки и транспортирования водонефтяной эмульсии с целью сохранения первоначально низкой коррозионной агрессивности добываемой продукции; методы, связанные с изменением агрессивных свойств среды или удалением из неё компонентов, вызывающих коррозию металла; применение ингибиторов коррозии, бактерицидов, защитных покрытий, неметаллических материалов, коррозионностойких металлов и сплавов, электрохимической защиты (катодной, протекторной).

Наиболее распространённым способом защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии является химический метод – ингибиторная защита. Достоинствами метода являются высокая эффективность, возможность применения без изменения технологии процессов добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, простое аппаратное обеспечение. Установлено, что нефтерастворимые ингибиторы значительно эффективнее водорастворимых. Большинство ингибиторов, используемых в нефтедобывающей промышленности, относятся к производным азот-, серу-, кислород- и фосфорсодержащих высокомолекулярных веществ сложной структуры. Наибольшее распространение среди них получили азотсодержащие соединения с длинными углеводородными цепями, производные алифатических жирных кислот, имидазолины и их производные, четвертичные аммониевые основания и их производные, в частности, четвертичные аммониевые соли предельных и непредельных жирных кислот, акриламидоалкансульфокислот, производные пиридина. В нефтедобывающей промышленности нашли применение фосфорсодержащие высокомолекулярные ингибиторы коррозии, в частности, соли и амиды фосфорной, фосфоновой кислот.

Наиболее широкое распространение получили три способа введения ингибиторов коррозии в агрессивные среды: однократная обработка металлической поверхности; постоянное, либо периодическое дозирование реагента в добываемую или перекачиваемую среду; закачка в призабойную зону нефтяных скважин. Конкретный выбор технологии ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования выбирается исходя из конструктивных особенностей защищаемых объектов, состава и свойств коррозионной среды, технологическими характеристиками ингибитора и должен быть обоснован технико-экономическим анализом, лабораторными и опытно-промысловыми испытаниями [37,38].

### **1.5 Особенности борьбы с осложнениями при добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири**

Особенности разработки баженовско-абалакского комплекса Западной Сибири связаны со свойствами его пород. Высокие пластовые давления и температура, наличие глинистой составляющей в породе, влекут за собой ограничения на физико-химические и технологические свойства, в частности, жидкостей глушения скважин. Вследствие высокого содержания в нефти пласта Ю<sub>0</sub> смол и асфальтенов, актуальна проблема предупреждения и удаления АСПО, существуют и проблемы отложения на поверхности нефтепромыслового оборудования неорганических солей, выноса из пласта механических примесей, коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования [39].

Вследствие высокого содержания в нефти пласта Ю<sub>0</sub> парафинов, смол и асфальтенов, в процессе разработки месторождений на поверхности нефтепромыслового оборудования интенсивно протекает процесс образования АСПО. По результатам определения физико-химических свойств и высокомолекулярного состава проб нефти пласта Ю<sub>0</sub> установлено, что содержание в нефти парафина составляет 3,6 – 3,9, смол 5,2 – 5,4,

асфальтенов 0,3 – 0,6 % мас. Отложения АСПВ относятся, преимущественно, к асфальтеновой, либо смолисто-асфальтеновой группе АСПО. Сложные геологические условия добычи верхнеюрских нефтей зачастую требуют особого подхода к выбору решений и технологий, отличающихся от классических. Так, высокое содержание в нефти пласта Ю<sub>0</sub> смол и асфальтенов выводит на первый план проблему предотвращения и удаления АСПО, снижающих дебит скважин, повышающих износ нефтепромыслового оборудования, приводящих к дополнительным энергетическим и материальным затратам на стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти. Ухудшение эксплуатационных характеристик и остановка скважин вследствие отложений АСПВ ведут к разбалансированию системы разработки, разрежению сетки скважин, снижению эффективности процесса управления разработкой объекта и, в конечном счете, к снижению коэффициента извлечения нефти и потере её потенциально извлекаемых запасов.

Существенное влияние на процесс осложнений в добыче нефти бажновской свиты оказывают физико-химические свойства жидкостей глушения, свойства используемых технологических жидкостей. Необходима разработка критериев применимости мероприятий для предотвращения отложений неорганических солей в конкретных условиях с технико-экономической оценкой эффективности рекомендованных мероприятий, совместимости составов пластовых вод и жидкостей, используемых при проведении операций ГРП, технологических жидкостей, применяемых для обработки ОПЗ, для условий эксплуатации месторождений бажновской свиты.

Наличие в добываемой продукции воды требует особого внимания к защите оборудования скважин и трубопроводов от коррозии. Необходим строгий контроль коррозионного состояния нефтепромыслового оборудования, наличия в добываемой скважинной продукции растворённых коррозионно-агрессивных газов, оценки степени коррозионной

агрессивности добываемой пластовой жидкости с учётом использования пресной, водозаборной (юрской) воды для технологических процессов глушения скважин и проведения операций ГРП, тщательный подбор ингибиторов коррозии и технологий их применения [37,38]. Высокие пластовые температуры (100 °С и более) при эксплуатации скважин бажендовской свиты налагают ограничения на применяемые ингибиторы, технологии их защиты от коррозии. Нецелесообразно применение покрытий нефтепромыслового оборудования на основе полиуретана, защищающего его до температуры 30 °С, эпоксидных смол (до 60 °С) и стеклопластика (до 90 °С).

Для принятия решения об отнесении скважин в осложнённый фонд (ОФ) скважин, эксплуатируемых ПАО НК «Роснефть», используются рекомендации Положения Компании «Требования по классификации причин отказов и порядок расследования отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин» № П1-01.05 Р-0411 версия 1.00 (приказ ПАО «НК «Роснефть» от 27 июня 2018 г. № 372). Согласно приложению 5 данных ЛНД, градация механизированного фонда скважин проводится по категории осложняющих факторов, таких как: солеотложение, коррозионная агрессивность, эрозионная агрессивность (приказ ПАО «НК «Роснефть» от 27 июня 2018 г. № 372).

## **Выводы по главе 1**

1 Представлен краткий обзор происхождения и залегания сланцевых формаций нефти. Отмечено что они, как правило, находятся в нефтематеринских плотных глинистых и сланцевых породах, т. е. вблизи прошлых геологических мест образования. Сланцевые формации представляют собой слоистые, мелкозернистые глины и алевролиты, причём размер частиц зёрен очень мал (<1/256 мм в диаметре). Плотные формации

преимущественно представляют собой переслаивающиеся глинистые песчаники.

2 Приведены результаты обзора мирового опыта освоения ТРИЗ, сланцевых формаций, эволюция развития технологий их разработки в США, в частности, широкомасштабное внедрение операций ГРП и МГРП, развитие технологий заканчивания скважин, динамика активности бурения скважин. Представлена динамика добычи нефти в США за столетний период, показано, что пик суточной добычи приходится на 2019 г. – 12,4 млн. бар. Отмечено, что трудноизвлекаемые запасы являются в настоящее время основным источником добычи углеводородов. Добыча нефти из ТРИЗ на текущий момент приближается к 2/3 общей добычи нефти США, при этом основной вклад в добычу нефти ТРИЗ вносят формации Пермского бассейна, Eagle Ford и Bakken. Учитывая наличие подобных коллекторов в России, возникает необходимость их изучения, обобщения и анализа технологического опыта с учётом геологических особенностей месторождений ТРИЗ США.

3 Рассмотрены геологические предпосылки к развитию технологий разработки ТРИЗ. Показано, что аномально-низкие ФЕС плотных и сланцевых коллекторов физически не позволяют свободно фильтроваться флюиду в пласте и использовать технологии вытеснения нефти водой, следствием чего являются низкие коэффициенты нефтеотдачи коллекторов.

4 Рассмотрены перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов, сланцевых объектов нефти России.

5 Приведён обзор осложнений при добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири – отложение на поверхности нефтепромыслового оборудования осадков АСПВ, неорганических солей, коррозии металлического оборудования. Представлен механизм их образования, методы и основные технологии борьбы с ними.

## 2                                    БОРЬБА                                    С                                    ОТЛОЖЕНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ

Рассмотрены вопросы превентивных мер борьбы с АСПО на примере скважин Приобского месторождения, добывающего сланцевую нефть. Нефть пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения по физико-химическим свойствам, согласно международной классификации, относится к лёгкой, 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 – 3,3% масс., плотность нефти 839 – 847 кг/м<sup>3</sup>. Относительно высокое содержание парафинов обуславливает возможные риски их отложения. 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 достижения условия насыщения нефти парафином прогнозируется образование отложений парафинового типа. Результаты физического моделирования подтвердили сделанные прогнозы, в частности, отложение асфальтенов в пласте, АСПО в условиях добычи и транспорта нефти в нефтепромысловом оборудовании. Показано, что отложение АСПВ контролируется температурой и интенсифицируется при температуре потока ниже  $t_{\text{нпп}}$ .

Рассмотрены методы, технологии и реагенты для предотвращения формирования АСПО и их удаления с поверхности нефтепромыслового оборудования. Приведены рекомендации по реализации эффективных

технологий и реагентов, результаты предварительной технико-экономической оценки эффективности их внедрения.

## **2.1 Прогноз и борьба с отложением асфальтосмолопарафиновых веществ, учитывающий особенности нефти баженовской свиты Приобского месторождения**

Сложные геологические условия залегания верхнеюрской нефти зачастую требуют особого подхода к выбору технологий добычи, отличающихся от классических. Вместе с тем, опыт, накопленный при разработке традиционных коллекторов, безусловно востребован и при разработке низкопроницаемых нетрадиционных коллекторов. В частности, высокое содержание в нефти пласта Ю<sub>0</sub> парафинов и смол предопределяет риски формирования отложений, как в лифте скважин, так и в системе нефтесбора. В то же время, относительно низкое содержание асфальтенов в нефти пласта Ю<sub>0</sub> (менее 1%) оставляет открытым вопрос их стабильности в пластовых условиях. В этой связи важной становится проблема прогноза отложений АСПВ, их предотвращения и удаления.

Отложения АСПВ снижают дебит скважин, увеличивают износ нефтепромыслового оборудования, приводят к дополнительным энергетическим и материальным затратам на всех стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти и снижают проницаемость ПЗП, что негативно отражается на продуктивности скважин [57,58]. Ухудшение эксплуатационных характеристик и остановка скважин вследствие отложений АСПВ ведут к разбалансированию системы разработки, снижению эффективности процесса управления разработкой объекта и, в конечном счёте, к снижению коэффициента извлечения нефти и потере её потенциально извлекаемых запасов [59,60].

Рассматривая условия и причины образования АСПВ важно отметить, что нормальные парафины сравнительно плохо растворимы в нефти, их

фазовое состояние определяется температурой насыщения нефти парафином ( $t_{\text{нпн}}$ ) [61,62]. Если температура нефти ниже  $t_{\text{нпн}}$ , то начинается процесс кристаллизации парафина [63]. За последнее десятилетие разработан широкий ряд термодинамических моделей на основе уравнения состояния, достаточно точно описывающих фазовое поведение парафинов в нефти [64].

Отложения АСПВ на поверхности скважинного оборудования и в трубопроводах определяются диффузией кристаллов парафина из потока нефти к стенке скважин, гидродинамическими условиями потока, радиальным температурным градиентом, состоянием и свойствами поверхности, на которой формируется отложение [65,66]. На состав и свойства АСПО также влияет обводнённость добываемой нефти, причём особенно важно учитывать контакт нефти с водой.

Известен ряд работ, в которых авторы отмечают изменение состава добываемой нефти и состава отложений при контакте с минерализованной водой [67,68] как в поверхностных условиях, так и в пластовых, особенно в зоне водонефтяного контакта. Отмечаются увеличение асфальтеновых компонентов в отложениях при контакте нефти с водой, важная роль молекулярно-поверхностных взаимодействий в системе нефть-вода-поверхность металла (породы), определяемых наличием в нефти смол и асфальтенов. Особенность поверхностных взаимодействий на границе нефть-вода определяет состав АСПО водонефтяных эмульсий (ВНЭ), при этом отложения содержат воду, количество которой коррелирует с обводнённостью добываемой продукции [69,70]. Существенное влияние на кристаллизацию парафинов оказывает присутствие в нефти естественных поверхностно-активных веществ (ПАВ) – асфальтенов и смол, изменяющих морфологию кристаллов парафина и снижающих температуру застывания нефти [71,72].

В условиях скважинной добычи температура, давление и состав нефти в пластовых условиях непрерывно изменяются от удалённой зоны пласта к центру скважины, в скважине от забоя до устья, в связи с чем количество и

состав отложений в скважине не являются постоянными, что может влиять на выбор технологий борьбы с АСПО.

Следует отметить, что небольшие дебиты скважин и обводнённости добываемой жидкости способствуют интенсивности парафиноотложения. Увеличение дебита и обводнённости добываемой продукции уменьшают скорость образования АСПО на стенках глубинного оборудования ввиду гидрофилизации её поверхности и последующего срыва кристаллов парафина восходящим потоком жидкости и газа, выноса его микрокристаллов на поверхность [73].

Учитывая актуальность разработки пласта Ю<sub>0</sub>, рассмотрены и систематизированы возможные риски отложения АСПВ в добывающих скважинах, нефтесборных коллекторах, околоскважинной зоне добывающих скважин. Определены основные критерии их влияния на добычу нефти из низкопроницаемых пластов [74].

### **Характеристика пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения нефти и методы исследования**

Порода пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения сложена, в основном, тонкослоистыми аргиллитами тёмно-серого, иногда почти чёрного цвета, в значительной степени битумизированных. Встречаются органогенно-глинисто-карбонатные породы [75]. Для разреза этой свиты характерна следующая закономерность: в верхней части чаще встречаются бурые породы, в средней – чёрные, а в нижней карбонатные или породы с аутигенным кремнезёмом. Для пород баженовской свиты характерно присутствие обильных включений пирита, обугленного растительного детрита, пеллеципода, фораминифер и радиолярий. Коллекторы пласта Ю<sub>0</sub> обладают низкой проницаемостью, которая по нефтенасыщенным образцам колеблется от 0,1 до 2,7 мД, пористость от 4 до 10% [76]. Основные характеристики пласта Ю<sub>0</sub> и пластовой нефти приведены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Свойства пласта Ю<sub>0</sub> и пластовой нефти

№	Параметр	Значение
1	Давление пластовое, МПа	39,2
2	Температура пластовая, °С	108,0
3	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	16,7
4	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании, м <sup>3</sup> /т	149,0
5	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	683,0
6	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,42
7	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	20,1
8	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,263

Плотность нефти, вязкость, содержание асфальтенов, смол и парафинов определяли по стандартным методикам. Основные физико-химические свойства нефти приведены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные физико-химические свойства нефти пласта Ю<sub>0</sub>

№ п/п	Наименование показателя	Нормативный документ на метод испытаний	Значение параметра
1	Плотность при температуре: 20 °С, кг/м <sup>3</sup> 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	АСТМ Д 5002-13 АСТМ Д 5002-13	847,7 851,6
2	Массовое содержание асфальтенов, %	ОСТ 153-39.2-048- 2003 (Приложение И)	0,3 – 3,3
3	Массовая доля парафина, %	ГОСТ 11851-85	2,5 – 4,7
4	Массовое содержание смол силикагелевых, %	ОСТ 153-39.2-048- 2003 (Приложение И)	11,6
5	Насыщенные углеводороды, %*		34,1
6	Ароматические углеводороды, %*	ГОСТ Р 52714, IP 469	28,9
7	Температура начала кипения, °С	ГОСТ 2177-99	42,0
8	Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	- 12

9	Температура плавления парафина, °С	ГОСТ 4255	+65,0
10	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	ГОСТ 33-2000	10,03
11	Кинематическая вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	ГОСТ 33-2000	4,34
12	Молекулярная масса, г/моль	–	208,1

\* – по данным АО «ВНИИ НП»

Физико-химические процессы отложения асфальтенов в пласте моделировались в фильтрационных экспериментах с нефтью на керне баженовской свиты Приобского месторождения. Ввиду отсутствия естественного кернового материала, обладающего коллекторскими свойствами (большая часть имеющейся коллекции керна непроницаема ( $<0,001$  мкм<sup>2</sup>), фильтрационные эксперименты проводилось 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. (Рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Искусственный образец из кернового материала баженовской свиты Приобского месторождения

В качестве флюида использовалась рекомбинированная проба нефти, приготовленная на основе устьевой пробы нефти и газа с учётом газового фактора. Рекомбинированную пробу нефти выдерживали при пластовых условиях в течение 30 сут. В ходе эксперимента осуществлялась фильтрация нефти через керн, при этом программа фильтрационного эксперимента предусматривала снижение давления и температуры от пластовых значений до устьевых. После каждого этапа изменения условий фильтрации отбирали пробу нефти для последующего определения её состава. Течение разгазированной нефти в трубах моделировали на установке Wax Flow Loop (Рисунок 2.2). 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.



Рисунок 2.2 – Внешний вид установки Wax Flow Loop

Анализ содержания тяжёлых компонент в экстракте керна показал, что в экстрагированном материале содержится более 30% асфальтенов и риск их отложения в пластовых условиях реализуется. При фильтрации рекомбинированной пробы нефти через неэкстрагированный керн в условиях

постоянного пластового давления  $P_0 = 100$  атм, перепад давления стабилизировался при прокачке менее одного порового объёма.

Стабилизация перепада давления при прокачивании трёх поровых объёмов свидетельствовала об отсутствии процессов коагуляции порового пространства. Проницаемость пористой модели в данных условиях по нефти составляла 0,51 мД. При снижении пластового давления стабилизации перепада давления при фильтрации добиться не удалось, что косвенно указывает на коагуляцию порового пространства. На этапах фильтрации до и после снижения давления отбирали пробы нефти и определяли состав АСПВ. Результаты анализа приведены в Таблице 2.3, из данных которой следует, что нефть обогатилась асфальтенами в три раза, содержание смол и парафинов в ней увеличилось.

Таблица 2.3 – Состав тяжёлых компонент нефти на этапах фильтрации

№	Наименование пробы	Содержание, % масс.			T <sub>пл.</sub> °С
		асфальтены	смолы	парафины	
Керн	Баженовская нефть Приобского месторождения (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 $P = 0$ МПа, $t = 90$ °С	0,6	10,3	9,0	45

Изменение состава объясняется, вероятно, во-первых нарушением стабильности коллоидной структуры асфальтенов при высоком давлении и их адсорбцией на поверхности породы; во-вторых, выносом

десорбированных компонент – асфальтенов, смол и парафинов при снижении давления.

## 2.2 Особенности свойств пластовой нефти баженовской свиты

Основными нефтематеринскими породами, без малого исключения, во всех нефтегазоносных бассейнах мира являются высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи морского генезиса. К числу таких нефтематеринских пород относится и баженовская свита Западно-Сибирского мегабассейна. Нефть в природных условиях вместе с минеральной частью породы образует своеобразную природную систему с определёнными качествами и особенностями, присущими именно данной системе [77]. Термодинамическое состояние такой сложной многокомпонентной гетерогенной системы определяется условиями залежи (давлением, температурой), соответственно, компонентный состав и физикохимические свойства насыщающих породу флюидов также определяются равновесием, условием которого является равенство химических потенциалов компонентов флюида и породы:

$$\mu_i^f = \mu_i^s$$

где  $\mu_i^f$  и  $\mu_i^s$  химические потенциалы компонента  $i$  в породе и флюиде.

При нарушении термодинамического равновесия при изменении давления и температуры происходит массоперенос вещества. В этом случае процесс достижения нового равновесия протекает за некоторое время  $t_i$ , может различаться для компонентов системы порода-флюид и определяться, например, размерами компонент, их химической природой (полярностью, межмолекулярными взаимодействиями и др.), подвижностью. Очевидно, что на процесс достижения равновесия будут влиять как пористость среды, так и естественная трещиноватость пород баженовской свиты.

По литературным данным средние размеры пор нефтематеринской породы составляют – 30% более 10 нм, и 70% менее 10 нм, а средняя пористость 5,2% [78]. Для баженовской свиты среднее значение пористости составляет 4.3%, размер пор 5 нм. Порода баженовской свиты имеет превышающие значения «общей пустотности» над поровой, что однозначно интерпретировалось существованием системы микротрещин, раскрытость которых составляет менее 100 мкм. Типичная раскрытость трещин баженовской свиты составляет 6 мкм. Трещиноватость в нефтематеринских породах инициирована изменением порового давления под влиянием превращения органического вещества породы и битумоидов в менее плотные компоненты нефти. Выше приведённая характеристика нефтематеринской породы объясняет наблюдаемые эффекты разрушения кернового материала при его экстракции по трещинам, цементированным высокомолекулярными полярными компонентами нефти. Кроме того, учитывая эффективные молекулярные диаметры компонентов пластовых флюидов: 0,38 нм для метана, 0,47 нм для низкомолекулярных n-алканов, 1 – 3 нм для полициклических структур и 5 – 10 для асфальтенов, можно предположить, что наибольшей подвижностью в поровой матрице будут обладать лёгкие углеводороды. Однако это не исключает процессы накопления в микротрещинах всего спектра компонент нефти. Наличие естественных барьеров для миграции компонент нефти обуславливает разнообразие свойств нефти баженовской свиты.

Многочисленные данные свидетельствуют о значительных различиях физико-химических свойств нефти. Так, плотность нефти изменяется от 770 до 908 кг/м<sup>3</sup>, для основной выборки от 0,825 до 0,866 г/см<sup>3</sup>. Плотность нефти баженовской свиты Приобского месторождения попадает в интервал основной выборки. Содержание таких компонент как смолы, асфальтены и парафины также изменяется в широких пределах: смол 2,04 – 7,55; асфальтенов 0,10 – 6,15; твёрдых парафинов 0,89 – 3,92 %.

Основные осложнения в добыче нефти, связанные с отложением тяжёлых компонент нефти (асфальтены, парафины) определяются их фазовой стабильностью при изменении давления и температуры. В частности на стабильность асфальтенов сильно влияет давление [57], что обуславливает их накопление в околоскважинной зоне. Кроме того, их растворимость при снижении давления от пластового к забойному минимально, а по мере разгазирования нефти растворимость асфальтенов увеличивается. Таким образом, в условиях добычи могут реализовываться следующие сценарии:

– добываемая нефть частично деасфальтизируется в пластовых условиях, а на поверхности нефть по содержанию насыщенных, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов не всегда можно отнести к нестабильной, если стабильность оценивать по известным критериям (нефть месторождений ряда месторождений Волго-Уральской нефтяной провинции);

– добываемая нефть недонасыщена асфальтенами, изменение давления в околоскважинной зоне пласта не нарушает условия равновесия для асфальтенов. На поверхности нефть стабильна (пример: нефть месторождений Вала Гамбурцева);

– добываемая нефть деасфальтезируется в пластовых условиях. Процесс деасфальтизации не завершается и протекает в стволе скважины и в поверхностных условиях. В этом случае в скважинах имеют место отложения асфальтенового и смешанного типа (нефть Приобского (пласт АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub>), Приразломного месторождений).

Частичная деасфальтизация наиболее быстро проявляется для низкопроницаемых коллекторов: кольматируется околоскважинная зона, снижается коэффициент продуктивности. В этом случае, как правило, при анализе керна обнаруживаются битуминоидные и асфальтеновые компоненты.

### 2.3 Оценка стабильности асфальтенов нефти пласта Ю<sub>0</sub>

Асфальтены сырой нефти имеют сложную структуру и являются самой тяжёлой и полярной фракцией сырой нефти. Асфальтены функционально классифицируются как растворимые в ароматических растворителях, таких как толуол и бензол, в то время как в лёгких парафиновых растворителях, включая *n*-гептан и *n*-гексан, они нерастворимы [57].

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 условиях, в частности, индексы *CII* и *CSI*:

$$CII = (C_{AC} + C_H)/(C_C + C_A),$$

$$CSI = (\varepsilon^{AC}C_{AC} + \varepsilon^H C_H)/(\varepsilon^C C_C + \varepsilon^A C_A)$$

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.

Если  $CSI > 0,95$ , то нефть неустойчива, и асфальтены будут осаждаться; если  $CSI < 0,95$ , то нефть стабильна и асфальтеновые отложения маловероятны [76].

Нефть баженовской свиты Приобского месторождения имеет  $CII = 0,86$ , что не позволяет однозначно отнести нефть к стабильной. Согласно данным работы [79], для стабильной нефти  $CII < 0,7$ , а для нестабильной  $> 1,2$ . Индекс *CSI*, рассчитанный для нестабильной нефти, равен 0,71, для стабильной 0,57, что, согласно данным работы [76], позволяет считать нефть стабильной. Однако оценки *CII* и *CSI* 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.

Для окончательного принятия решения о стабильности асфальтенов была использована зависимость А.В. Станкевича [80], определяющая области фазовой стабильности асфальтенов. Согласно данным, приведённым на Рисунке 2.3, нефть баженовской свиты находится в области стабильности. Таким образом, согласно оценкам по критериям  $CII$ ,  $CSI$  и зависимости А.В. Станкевича, можно утверждать, что асфальтены нефти стабильны.

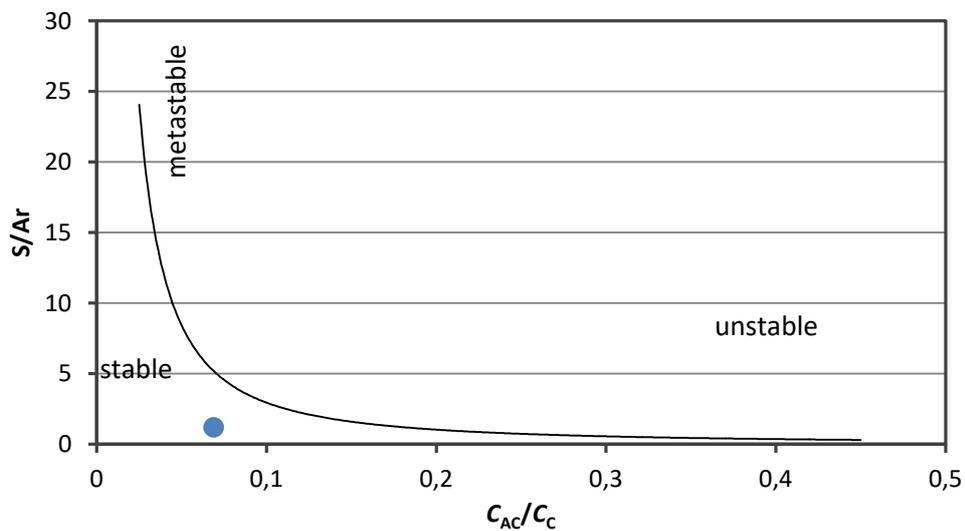


Рисунок 2.3 – Зависимость А.В. Станкевича для оценки стабильности нефти. Точка – нефть баженовской свиты Приобского месторождения.

Вместе с тем известно, что при снижении давления растворимость асфальтенов уменьшается, 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 2.4 приведена диаграмма де Боера, используемая для оценки стабильности асфальтенов нефти в пластовых условиях [81].

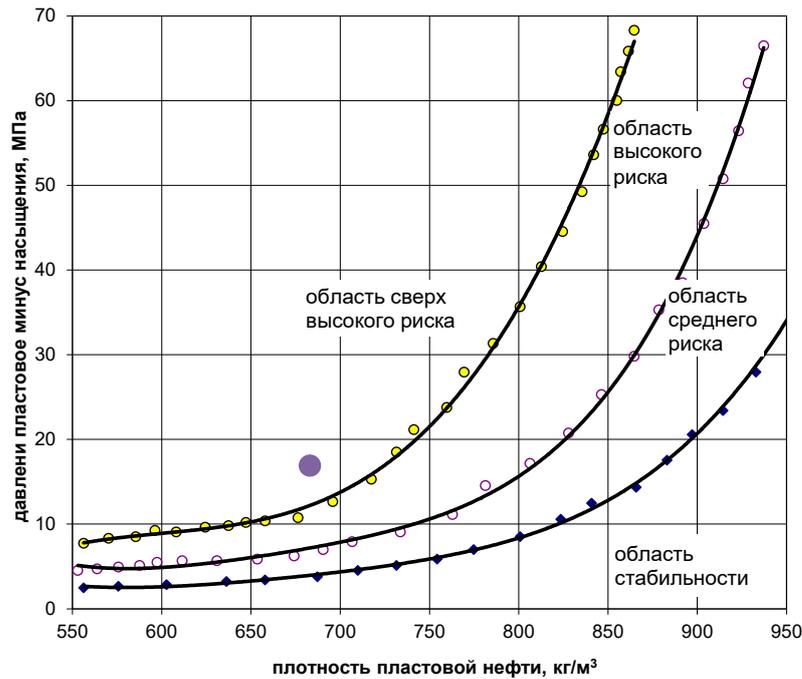


Рисунок 2.4 – Диаграмма де Боера для пластовой нефти

Очевидно, что вследствие высокого пластового давления и относительно низкого давления насыщения нефти газом  $P_n$ , нефть попадает в зону сверхвысокого риска нестабильности асфальтенов и возникает высокая вероятность их отложения в околоскважинной зоне пласта (Alimohammadi S., Zendehboudi S., James L. A comprehensive review of asphaltene deposition in petroleum reservoirs: Theory, challenges, and tips // Fuel 252 (2019). – P. 753-791).

#### 2.4 Физическое моделирование отложений парафина в скважине и в условиях транспорта нефти

Температура насыщения нефти парафином оценивалась по корреляционным уравнениям вида  $t_{\text{нп}} = f(C_n)$ , связывающим температуру насыщения нефти парафином с его содержанием в нефти [82,83], приведённым в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Корреляционные уравнения для расчёта  $t_{\text{нп}}$  и результаты расчёта для нефти

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

В температурном диапазоне  $T < T_{\text{нас}}$  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 уравнениями Бингама или Гершеля – Балкли, однако, как следует из кривых течения нефти в диапазоне 10 – 90 °С, каких либо отклонений от закона Ньютона не обнаружено (Рисунок 2.5), 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 нефти. Действительно, методом дифференциального термического анализа (ДТА) была определена температура начала кристаллизации парафинов нефти  $t_{\text{нп}} = 9,7 \pm 0,8$  °С, которая оказалась существенно ниже расчётной  $t_{\text{нп}}$  (Рисунок 2.6). Существование перегибов на кривой ДТА в области температур 3 – 9 °С свидетельствует о наличии слабых экзотермических процессов

фазаобразования компонентов нефти, идентифицировать которые пока не удалось.

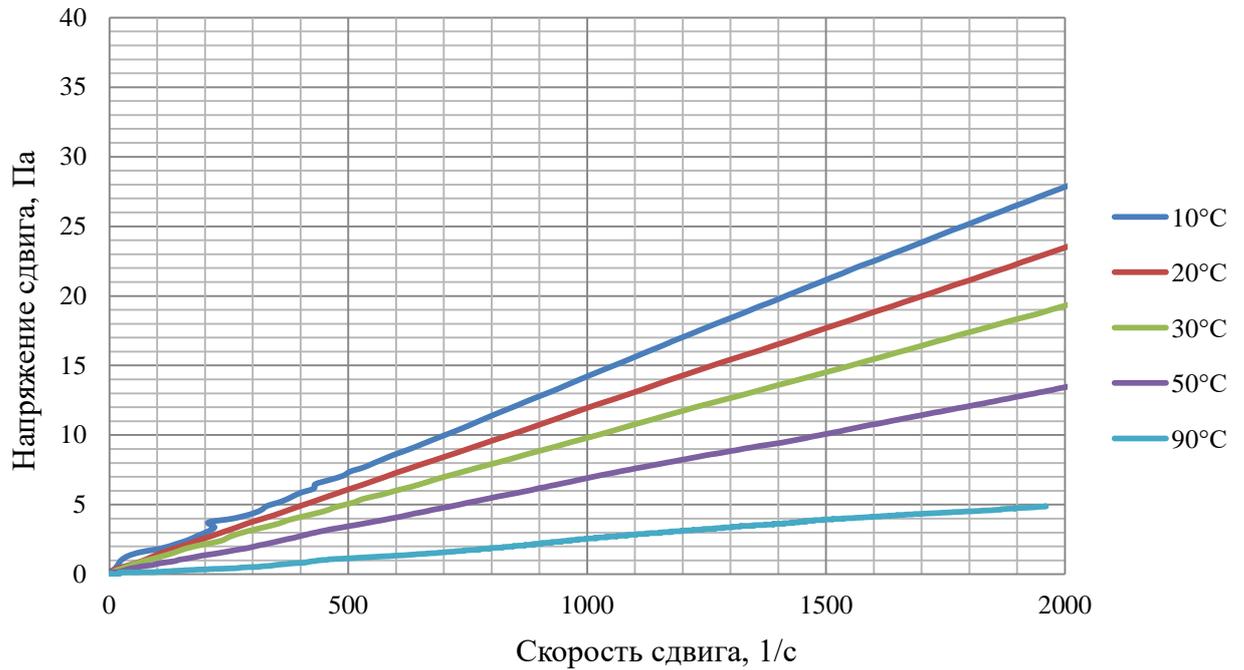


Рисунок 2.5 – Кривая течения нефти баженовской свиты Приобского месторождения при различных температурах

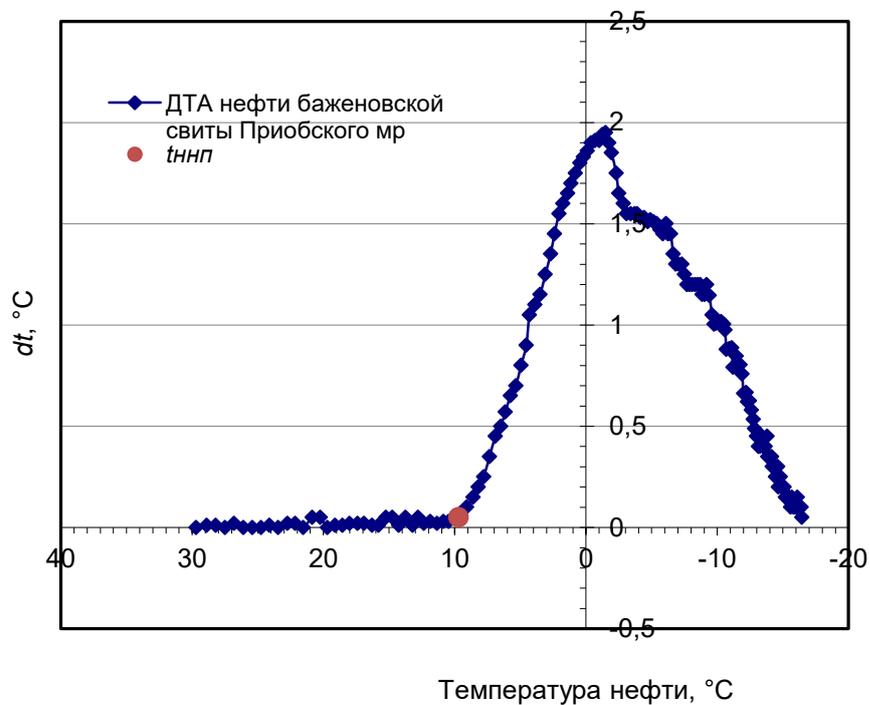


Рисунок 2.6 – Тепловой эффект ( $dt$ ) при кристаллизации парафина из нефти (точкой указана температура на кривой ДТА, соответствующая температуре  $t_{нп}$ )

Подтверждение факта о температуре начала парафинизации ниже 10 °С было получено на основании исследований, проведённых в динамических условиях на установке Wax Flow Loop (Рисунок 2.7), при этом перекачка осуществлялась в режиме снижения температуры.

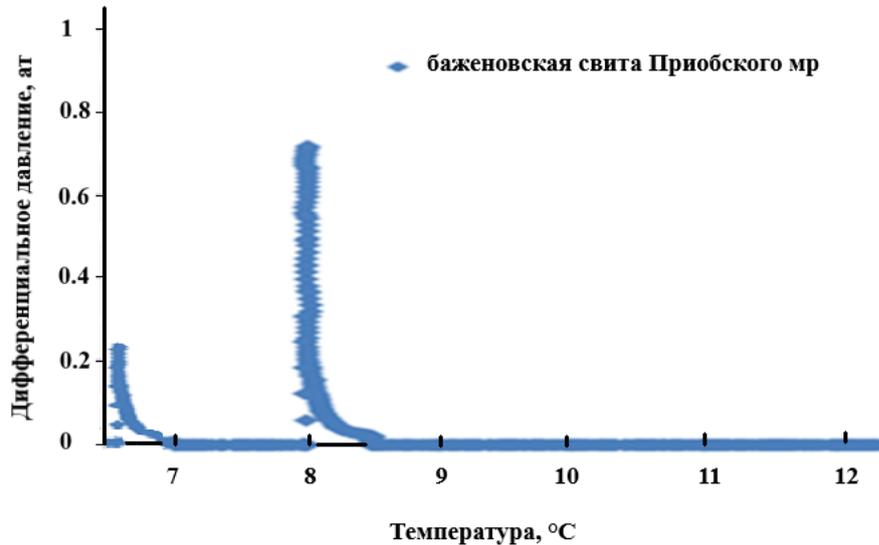


Рисунок 2.7 – Изменение давления в измерительной ячейке Wax Flow Loop при прокачивании нефти бажендовской свиты Приобского месторождения в условиях снижения температуры

Как видно из данных Рисунка 2.7, интенсивный рост давления наблюдается при температуре 9,5 °С, срыв образовавшейся пробки АСПВ наблюдается при перепаде давления 0,73 атм, полученное значение давления для данной измерительной ячейки соответствует предельному статическому напряжению сдвига или пределу текучести. Температура начала кристаллизации растворённых парафинов нефти  $t_{нкп}$  и температура насыщения нефти парафином  $t_{ннп}$  в данном случае равны, поскольку отражают, по сути, один и тот же процесс, а именно формирование фазы парафина в нефти.

Таким образом, основной причиной отложения асфальтеновых соединений в пластовых условиях является нарушение их стабильности при снижении давления в призабойной зоне скважины от  $P_{пл}$  до  $P_{заб}$ . В поровом

пространстве породы низкой проницаемости (менее  $0.001 \text{ мкм}^2$ ) происходит эффективное отложение асфальтенов на битуминизированной породе бажендовской свиты, при этом их общее содержание в нефти, поступающей в скважину, снижается. Техногенное отложение асфальтенов в поровом пространстве приводит к его коагуляции. К причинам отложения парафиновых соединений в НКТ скважин, в первую очередь следует отнести то, что при достижении температуры потока нефти в скважине температуры насыщения нефти парафином реализуются условия формирования отложения АСПВ на поверхности нефтепромыслового оборудования.

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 (Таблица 2.5).

## **2.5 Экономическая оценка технологий борьбы с отложением асфальтосмолопарафиновых веществ**

Технологии борьбы с АСПО в скважинах определяются местом локализации осложнения, интенсивностью отложений АСПВ, физико-химическими свойствами отложений (плотностью, консистенцией, величиной адгезии к поверхности и др.), которые широко описаны в литературе [84]. Нами рассмотрены технологии, направленные на предупреждение АСПО. В качестве приоритетных предложены методы, направленные на увеличение температуры жидкости в НКТ – применение греющих технологий (греющих кабелей). Для улучшения условий выноса частиц парафина рекомендованы методы, основанные на использовании реагентов, предотвращающих рост глобул парафина – ингибиторов диспергирующего и модифицирующего действия. Для снижения адгезии частиц парафина к поверхности нефтепромыслового оборудования рекомендовано применение НКТ со специальным внутренним покрытием.

Таблица 2.5 – Матрица риска отложений АСПВ в околоскважинной зоне и в НКТ скважин

Осложнение	Характеристика флюида. Условия проявления	Подтверждающие механизм осложнений признаки	Описание механизма осложнений	Технологические проявления	Рекомендации по минимизации осложнения
Отложения асфальтовых соединений в околоскважинной зоне	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Относительно высокое содержание асфальтенов в нефти (до 4 %).</li> <li>2. Широкий диапазон изменения содержания асфальтенов в нефти (от 0,3 до 4%).</li> <li>3. Высокий газовый фактор (более <math>100 \text{ м}^3/\text{м}^3</math>), высокая температура пласта (95–103 °С), высокое пластовое давление (35 МПа).</li> <li>4. Относительно низкое содержание смол в нефти – естественных стабилизаторов коллоидных структур асфальтенов.</li> <li>5. Высокое содержание битумноидов в породе баженовской свиты.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. В поверхностных условиях нефть согласно критериям <i>СII</i> и <i>СSI</i>, стабильна или находится в состоянии метастабильности.</li> <li>2. Согласно диаграмме де Боера нефть в пластовых условиях сверхнестабильна и склонна к образованию фазы асфальтенов.</li> <li>3. Анализ кернового материала показывает высокое содержание асфальтовых компонент.</li> <li>4. В фильтрационных экспериментах подтверждается фазообразование асфальтенов.</li> </ol>	<p>При снижении давления в призабойной зоне пласта от <math>R_{пл}</math> до <math>R_z</math> происходит нарушение стабильности асфальтенов. В поровом пространстве породы низкой проницаемости (менее <math>0.001 \text{ мкм}^2</math>) происходит эффективное отложение асфальтенов, при этом общее содержание асфальтенов в нефти, поступающей в скважину, снижается. Техногенное отложение асфальтенов в поровом пространстве приводит к его кольматации.</p>	<p>Снижение дебита скважин после проведения ГТМ, направленных на обеспечение притока жидкости к скважине (кислотные обработки, комплексные кислотные обработки). Снижение дебита после проведения операций ГРП. Резкое снижение дебита скважин при снижении забойного давления.</p>	<p>ОПЗ с использованием растворителей, диспергаторов асфальтенов.</p>
Отложения парафиновых соединений в НКТ скважин	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Относительно высокое содержание парафина в нефти (более 2 %).</li> <li>2. Снижение температуры по стволу скважины до температур ниже температуры насыщения нефти парафином.</li> <li>3. Отрицательный температурный градиент потока в скважине.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Относительно высокая температура насыщения нефти парафином (<math>t_{нп} &gt; 10 \text{ °С}</math>).</li> <li>2. Подтверждение фазообразования парафина методами ДТА и экспериментами, проведёнными на установке Wax Flow Loop.</li> <li>3. Установление депрессорного эффекта смол нефти.</li> </ol>	<p>1. При достижении температуры потока нефти в скважине температуры насыщения нефти парафином реализуются основные условия формирования отложений на поверхности оборудования.</p>	<p>Снижение гидравлической эффективности НКТ.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Использование технологий предупреждения отложений парафинов (ингибирование).</li> <li>2. Использование растворителей парафинов для промывки скважин.</li> <li>3. Применение механических методов удаления парафинов (скребкование).</li> </ol>

Представленные результаты предварительной технико-экономической оценки эффективности предложенных рекомендаций по внедрению методов борьбы с АСПО при эксплуатации скважин баженовской свиты Западной Сибири получены на примере скважин Приобского месторождения с использованием данных по эксплуатации механизированного фонда скважин по месторождениям нефти Ханты Мансийского национального округа (период оценки 5 лет).

На Рисунке 2.8 приведены экономические параметры при использовании технологий защиты от АСПО при максимальном дебите исследуемой скважины (50 т/сут) и минимальной обводнённости добываемой продукции (2%).

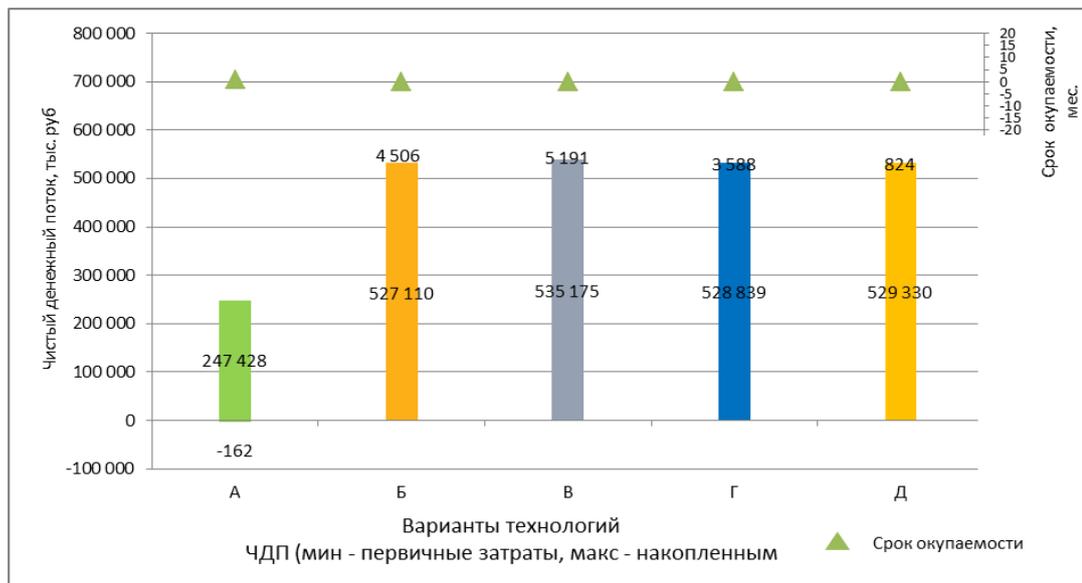


Рисунок 2.8 – Экономические параметры при использовании технологий защиты от АСПО при максимальном дебите скважин (50 т/сут) и минимальной обводнённости добываемой продукции (2%)

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 Ю<sub>0</sub>, для расчётов был принят базовый период работы без защиты – 14 сут (для скважин фонда, осложнённого АСПО).

**Варианты технологий:**

- А – без защиты (базовый);
- Б – использование греющих кабелей;
- В – постоянное дозирование реагента в товарной форме в затруб скважины через специальное устройство дозирования реагента (СУДР);
- Г – постоянное дозирование реагента в товарной форме в затруб скважины через СУДР по импульсной трубке;
- Д – использование НКТ с внутренним покрытием всей подвески, ЭТК (патрубки, переводники) и защитой nipple'ной части НКТ, тип 4 (силикатно-эмалевое покрытие).

Как видно из данных, представленных на Рисунке 2.8, при относительно большом дебите скважин и низкой обводнённости добываемой продукции, значение NPV для варианта В максимально – 353186 тыс. руб (по состоянию на 2020 год) 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.

На Рисунке 2.9 приведены экономические параметры при использовании технологий защиты от АСПО для текущего дебита скважин 8 т/сут и обводнённости добываемой продукции 12 %.

Как видно из представленных на Рисунке 2.9 данных, значение NPV для варианта В максимально – 41562 тыс. руб. (по состоянию на 2020 год). Срок окупаемости технологий не превышает трёх месяцев, при чистом доходе от добычи нефти 106647 тыс. руб.

Остальные рассматриваемые технологии защиты от АСПО демонстрируют сходные параметры (NPV в диапазоне 56155 – 58375 тыс. руб.), за исключением «покрытий НКТ», срок окупаемости которой больше остальных технологий и достигает 6 месяцев.

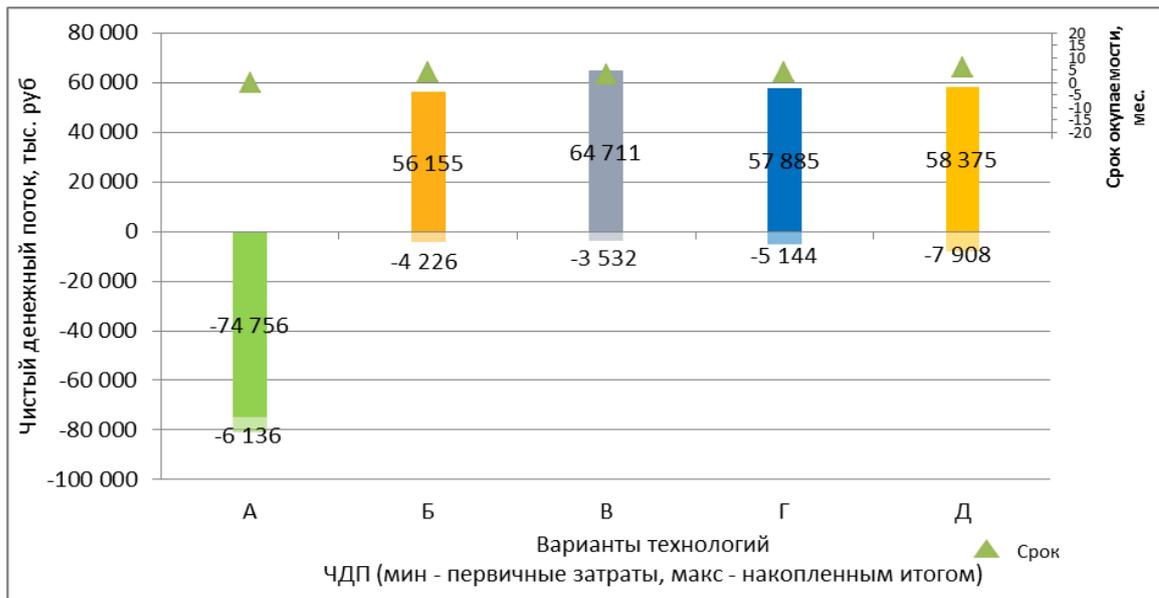


Рисунок 2.9 – Экономические параметры при использовании технологий защиты от АСПО для текущего дебита скважины 8 т/сут и обводнённости добываемой продукции 12 %

Для борьбы с отложениями асфальтеновых компонент в ПЗП рекомендуется очистка призабойной зоны скважин с использованием ароматических растворителей.

## Выводы по главе 2

1 Систематизированы риски отложения АСПВ в добывающих скважинах, нефтесборных коллекторах, околоскважинной зоне пласта. На основании эмпирических оценок и физического моделирования определены причины и механизм формирования отложений АСПВ. На основании результатов определения физико-химических свойств и высокомолекулярного состава проб нефти пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения установлено, что содержание в нефти парафина в среднем составляет 4 %, смол 5,3%, асфальтенов 0,6 % масс.

2 На основании критериев *CII*, *CSI* и зависимости А.В. Станкевича сделано заключение о стабильности асфальтенов нефти в поверхностных условиях, и нестабильности в пластовых условиях по диаграмме де Боера.

Методом ДТА показано, что температура  $t_{\text{нпп}} = 9,7 \text{ }^\circ\text{C}$ , что противоречит результатам расчётов по эмпирическим корреляциям по содержанию парафинов, сделано предположение о депрессорном эффекте смолистых компонент нефти. Показано, что для оценки рисков асфальтеновых отложений при изменении пластовых температур и давлений в продуктивном пласте, определение рисков образования асфальтеновых отложений по индексам стабильности (*CSI*) и нестабильности (*CII*) не позволяет достоверно прогнозировать их образование в каналах фильтрации, используя свойства поверхностной нефти. Оценка рисков асфальтеновых отложений по диаграмме де Боера показывает сверх высокий риск. Сделано предположение о высокой активности формирования асфальтеновых отложений в околоскважинной зоне пласта, что для сверхнизкопроницаемых пластов баженовской свиты (менее 1мД) может создавать условия для существенного снижения проницаемости в условиях поддержания на забое добывающих скважин больших по величине депрессий на пласт.

3 Результаты моделирования течения нефти в трубопроводе на установке Wax Flow Loop при снижении температуры показали, что температура начала роста давления перекачки, связанная с отложением АСПВ, хорошо согласуется с данными ДТА. Определено предельное статическое напряжение сдвига, составившее в условиях эксперимента 0,73 атм.

4 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

5 Представлены рекомендации по реализации эффективных технологий и реагентов для борьбы с АСПО, результаты предварительной технико-экономической оценки эффективности предложенных рекомендаций по внедрению методов борьбы с АСПО при эксплуатации скважин баженовской свиты Западной Сибири.

### **3 БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЕМ НА ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ**

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 Ю<sub>0</sub> 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) [85].

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

Рассматривая проблему солеотложения в целом, отметим, что отложение солей при добыче нефти происходит на всех технологических этапах и стадиях разработки месторождений [86–88]. Выпадение солей в ПЗП добывающих скважин снижает их продуктивность и дебит. Солеотложение на насосном оборудовании приводит к снижению сроков его безотказной

работы, необходимости проведения преждевременных ремонтов, или его замене; в трубопроводах – к снижению их пропускной способности [89–91]. Всё это приводит к разбалансированию системы разработки месторождений, и, в конечном счёте, к снижению коэффициента извлечения нефти и потере потенциально извлекаемых запасов [91].

Учитывая актуальность разработки пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения, рассмотрены и 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.

Для обеспечения притока жидкости к скважинам из низкопроницаемых коллекторах вынужденно снижают забойное давление в скважинах, что приводит к осложнениям, связанным с отложением карбонатных солей (CaCO<sub>3</sub>, FeCO<sub>3</sub>) как в околоскважинной зоне пласта, так и в стволе скважин [37].

В условиях скважинной добычи температура, давление, состав нефти, газа и воды в пластовых условиях непрерывно изменяется от удалённой зоны пласта к центру скважины, в скважине от забоя до устья. Постоянно изменяющиеся термодинамические условия определяют место формирования солевых отложений, их состав и количество, что влияет на выбор технологий борьбы с ними [89,91–93].

Рассматривая общие причины формирования солевых отложений, отметим, что пересыщение минерализованной воды происходит как за счёт смешивания несовместимых вод, используемых в процессе вытеснения нефти, так и за счёт применения в процессах добычи нефти различных химреагентов и растворов, в частности, жидкостей глушения [89,94].

### 3.1.1 Характеристики пласта Ю<sub>0</sub>, нефти, воды и материалов. Методы исследований

Характеристики пласта Ю<sub>0</sub> и пластовой нефти приведены выше – в главе два диссертационной работы – в Таблицах 2.1 и 2.2.

Баженовская свита Приобского месторождения в настоящее время разрабатывается преимущественно системой ГС, с проведением на скважинах операций ГРП. Добываемая продукция скважин обводнена, содержание воды составляет от 20 до 40%. Источником обводнения, по-видимому, является закачиваемая вода, поскольку пласт Ю<sub>0</sub>, как принято считать, содержит лишь физически связанную воду, доля свободной воды мала [75]. Водонасыщенность породы пласта Ю<sub>0</sub> составляет 2 – 4%. Минерализация поровой воды породы баженовской свиты варьируется в широких пределах, она недонасыщена по основным минералам баженовской свиты. Поровая вода в основном представляет собой раствор хлорида натрия с относительно небольшим содержанием катионов Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, Fe<sup>2+</sup> и анионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> в пределах 30 – 300 мг/л. Состав попутно-добываемой и закачиваемой воды на месторождении приведён в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Ионный состав попутно-добываемой и закачиваемой вод пласта Ю<sub>0</sub>

Пласт	Плотность, г/см <sup>3</sup>	рН	Содержание ионов, мг/л					Минерализация, мг/л
			HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	
Попутно-добываемая вода								
Ю <sub>0</sub>	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
Закачиваемая в пласт вода								
	1,003	7,1	1677,8	2946,5	110	6,1	2407,2	7147,6

Как видно из состава воды, приведённого в Таблице 3.1, добываемая вода относится к хлоридно-кальциевому типу (по классификации В.А. Сулина), закачиваемая вода относится к гидрокарбонатному типу.

Гидрогеохимическая классификация В.А. Сулина разработана для характеристики вод не только по химическому составу, но и для определения генезиса вод. Для разрабатываемых месторождений с организованной системой заводнения генетическая составляющая классификации утрачивает своё значение, но, тем не менее, позволяет сделать выводы о протекающих массообменных процессах в пластовых условиях в системе порода-вода, процессах смешивания закачиваемых и пластовых вод, источниках поступления воды в разрабатываемый пласт.

Для добываемой воды баженовской свиты, если учитывать факт, что её водонасыщенность мала, для объяснения наблюдаемого состава вод (Таблица 3.1) можно предположить, что имеют место массообменные процессы между минералами породы баженовской свиты и закачиваемой водой, а также возможны межпластовые перетоки минерализованной воды, например, из абалакской свиты по системе естественных и техногенных трещин, возникающих при проведении операций ГРП. Обращает на себя внимание тот факт, что рН воды баженовской свиты близок к нейтральным значениям, характерно относительно высокое содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{HCO}_3^-$ . Ионный состав добываемый воды баженовской свиты не согласуется с ионным составом добываемой воды из пластов АС<sub>10</sub> – АС<sub>12</sub>, для которой характерно содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$  в пределах 30 – 250,  $\text{Mg}^{2+}$  15 – 50, а  $\text{HCO}_3^-$  1500 – 2100 мг/л. Причинами такого состава могут быть процессы растворения карбонатных минералов баженовской свиты при взаимодействии с диоксидом углерода. Отметим, что содержание  $\text{CO}_2$  в газе добываемой продукции достигает 8%.

Для изучения влияния процессов массообмена на ионный состав вод теоретически и экспериментально были исследованы процессы растворения карбоната кальция в различных условиях.

В целом, процесс растворения карбоната кальция описывается уравнением:



где  $\text{H}^+$  можно выразить из равновесий:



Скорость растворения кальцита зависит от активности (концентрации) каждого из компонентов и описывается уравнением:

$$v = k_1[\text{H}^+] + k_2[\text{H}_2\text{CO}_3] + k_3[\text{H}_2\text{O}] - k_4[\text{Ca}^{2+}][\text{HCO}_3^-]. \quad (3.5)$$

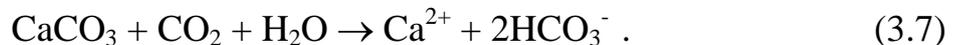
Это уравнение применимо для стационарных условий. При условии, что карбонат кальция или доломит омываются потоком жидкости, уравнение для скорости растворения будет иметь вид:

$$v = k_1[\text{H}^+], \quad (3.6)$$

где  $[\text{H}^+]$  концентрация протонов на границе твёрдое тело – жидкость.

Установлено, что в условиях высокого массопереноса реакция контролируется лишь реакцией поверхности кристаллов карбоната кальция с протонами, и величина константы скорости реакции в этом случае равна  $k_1 = (4,3 \pm 1,5) \cdot 10^{-2} \text{ см}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$ .

В присутствии диоксида углерода реакция протекает по иному механизму:



В этом случае при увеличении концентрации  $\text{CO}_2$  карбонат кальция растворяется, а удаление диоксида углерода приводит к образованию осадка кальцита.

В ряде работ кинетику растворения кальцита предложено описывать уравнением, в котором скорость определяется лишь площадью поверхности ( $S$ ), объёмом раствора ( $V$ ) и степенью насыщения ( $\Omega$ ).

$$: \quad v = k \frac{S}{V} (1 - \Omega), \quad (3.8)$$

Однако было установлено, что кинетика растворения карбоната кальция существенно зависит от pH раствора, и скорость реакции имеет вид:

$$(I - P_{\text{CO}_2}=0, II - P_{\text{CO}_2}=0,30, III - P_{\text{CO}_2}=0,97). \quad (3.9)$$

На Рисунке 3.1 приведена зависимость скорости растворения кальцита от pH раствора.

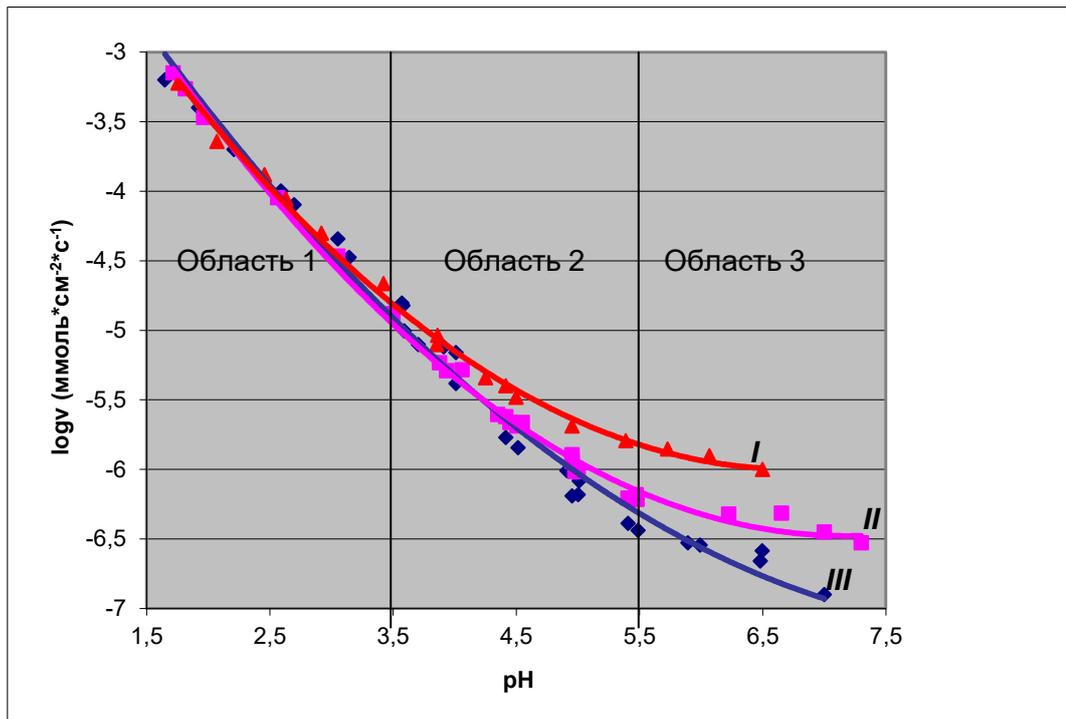


Рисунок 3.1 – Зависимость скорости растворения кальцита от pH раствора

Можно выделить три области, для каждой из которых характерен свой механизм реакции и, соответственно, кинетические закономерности. Область I – при pH меньших 3,5, относится к области существенного влияния протонов на кинетику реакции и характеризуется высокой скоростью растворения кальцита. Так, в ряде опытов было показано, что константа скорости реакции в этой области доходит до величины порядка  $0,28 \text{ см}^2 \cdot \text{с}^{-1}$ .

В этом случае механизм реакции следующий:



Область II – в интервале pH от 3,5 до 5,5, характеризуется достаточно медленной скоростью процесса. Установлено, что в этой области механизм растворения карбоната кальция имеет вид:

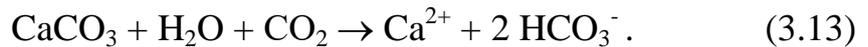


Как видно из уравнения реакции, в этой области активное участие принимает угольная кислота  $\text{H}_2\text{CO}_3$ .

Область III – при  $\text{pH} > 5,5$ , процесс характеризуется низкой скоростью растворения кальцита. Следует отметить, что в этой области, при  $\text{pH} > 7$ , происходит гидролиз карбоната кальция, скорость его не зависит от парциального давления диоксида углерода. Механизм реакции растворения кальцита подчиняется уравнению:



или при наличии диоксида углерода:



Очевидно, что массообменные процессы существенны для формирования ионного состава попутно-добываемых вод при разработке баженовской свиты. Совместимость вод, рассматриваемую как отсутствие образования осадков при смешивании попутно-добываемой воды и коммерческих жидкостей, используемых при проведении операций ГРП, а также технологических жидкостей (растворы глушения), применяемых для обработки ОПЗ для условий пласта баженовской свиты Приобского месторождения, определяли визуально при их смешивании в соотношении 1:1.

Растворы жидкостей глушения различной плотности готовили растворением навески соответствующих солей. В качестве солей использовали формиат калия ( $\text{HCOOK}$ , CAS 590-29-4), хлорид кальция ( $\text{CaCl}_2$ , ГОСТ 450-77) и нитрат кальция марки «Премиум» ( $\text{Ca(NO}_3)_2$ , 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

рентгенофлуоресцентного анализа (РФА) на рентгенофлуоресцентном спектрометре ARL Perform X 4200W.

### 3.2 Причины образования и механизм формирования осадков неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования

Отложение неорганических солей непосредственно связано со значительным перенасыщением водной среды в результате изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, концентрации осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промысловых вод постоянно изменяется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость состава солевых отложений в процессе разработки месторождения [95–97].

Выпадение твёрдого вещества в осадок происходит в случае, если его концентрация в растворе превышает предельную растворимость соли для данных условий. Малорастворимая соль в твёрдом состоянии находится в равновесии с солеобразующими ионами ( $Kt^+$  и  $An^-$ ) в растворе согласно уравнению:



Степень перенасыщения раствора  $SR$  определяют по формуле:

$$SR = \frac{[a_{Kt^+}]^m \cdot [a_{An^-}]^n}{K_{sp}} \quad (3.15)$$

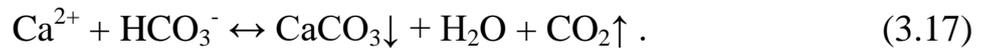
где  $a_{Kt^+}, a_{An^-}$  – активности катиона и аниона;  $K_{sp}$  – произведение растворимости, зависящее от температуры и давления.

Тенденцию к образованию нерастворимых осадков неорганических соединений определяют по величине  $S$ , если  $S > 1$ , раствор перенасыщен и возможно отложение солей.

Для удобства используют индекс насыщенности  $SI$ , обычно рассчитываемый по методу Оддо-Томсона:

$$SI = \lg \frac{[a_{Kt^+}][a_{An^-}]}{K_{sp}} . \quad (3.16)$$

Возрастание фактических концентраций солеобразующих ионов и превышение произведения растворимости реализуется, например, при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом, и при растворении горных пород. Изменение термобарических условий также может привести к изменению растворимости солей. Сдвиг ионного равновесия в сторону осадкообразования в результате изменения температуры и давления при подъёме и движении пластовой воды в технологической цепи добычи нефти наиболее характерен для формирования отложений кальцита ( $\text{CaCO}_3$ )



Известно, что в пластовых водах диоксид углерода находится как в свободной, так и растворённой формах в виде недиссоциированных молекул угольной кислоты  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , гидрокарбонат – ионов  $\text{HCO}_3^-$  и карбонатных ионов  $\text{CO}_3^{2-}$  [98]. В присутствии ионов  $\text{Ca}^{2+}$  в растворе образуются частицы  $\text{CaHCO}_3^+$ ,  $\text{CaOH}^+$ ,  $\text{CaCO}_3$  с константами ассоциации  $pK_{\text{CaHCO}_3^+}$ ,  $pK_{\text{CaOH}^+}$ ,  $pK_{\text{CaCO}_3}$  1,26, 1,49 и 3,22, соответственно [99].

При наличии в пластовых водах одновременно ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{HCO}_3^-$  образуются непрочные растворимые бикарбонаты кальция и магния, равновесное содержание которых также поддерживается за счёт наличия свободного диоксида углерода.

При движении нефти, газа и пластовой воды по стволу скважины, выкидным линиям и сборным коллекторам давление в них понижается, растворимость  $\text{CO}_2$  в воде уменьшается, в результате происходит его выделение, при этом карбонатное равновесие (3.17) сдвигается вправо. Для восстановления равновесия избыток гидрокарбонат-ионов  $\text{HCO}_3^-$  удаляется из системы путём превращения гидрокарбонатов кальция и магния в карбонаты, выпадающие в осадок.

Влияние нефтяных компонентов на процесс солеотложения заключается в гидрофобизации образующихся в объёме потока кристаллов солей за счёт адсорбции водорастворимых компонентов нефти, в основном нафтеновых кислот и их солей. Прилипание солевых частиц друг к другу и к стенкам труб объясняется гидрофобностью их поверхности. Значительная часть осадков содержит как кристаллические соли, связанные с нафтеновыми компонентами, так и адсорбированные органические соединения, которые гидрофобизируют поверхность кристаллов [100]. В низкообводнённых скважинах фактором, оказывающим влияние на солеотложение, является частичное испарение воды и переход её в газовую фазу при разгазировании скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит снижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов, в частности, галит [101].

### **3.3 Оценка рисков солеотложения в скважинах в процессе добычи нефти из пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения**

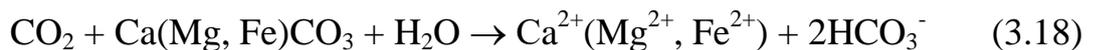
Используя усреднённый состав попутно добываемой воды (Таблица 3.1), были рассчитаны индексы насыщенности и абсолютные значения образования  $\text{CaCO}_3$  в пластовых условиях на насосе и в лифте скважины при различных значениях давления и температуры. Результаты расчётов приведены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Индекс насыщенности попутно-добываемой воды и максимально возможное образование карбоната кальция при изменении давления и температуры

Температура, °С	Давление, атм.	Индекс насыщенности, $SI^*$	Максимально возможное количество $CaCO_3$ , мг/л
108	390	2,06	2763
	200	2,29	2825
	100	2,43	2856
	50	2,55	2882
	10	2,86	2956
108	50	2,55	2882
90		2,33	2830
80		2,20	2793
70		2,07	2749
50		1,80	2635

\* – расчёты произведены для содержания  $CO_2$  в пластовой нефти 1,54% мольн.

Результаты анализа ионного состава добываемой воды показывают, что концентрация ионов  $Ca^{2+}$  и  $HCO_3^-$  существенно выше их типичных значений в воде скважин, добываемой из пластов  $AC_{10} - AC_{12}$ . Причины такого расхождения не вполне понятны. Можно предположить, что высокая концентрация ионов  $Ca^{2+}$  и  $HCO_3^-$  связана с растворяющим влиянием  $CO_2$  при взаимодействии с карбонатным цементом (доломит, кальцит, сидерит) породы пласта при высоком давлении и температуре, поскольку концентрация диоксида углерода в нефти пласта  $Ю_0$  выше, чем в нефти пластов  $AC_{10} - AC_{12}$ .



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 перенасыщенности раствора  $SR$  [100], а характерные размеры формирующихся кристаллов

$\text{CaCO}_3$  составляют 49,6 мкм [102], 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 [103]. Состав отложений (Таблица 3.3), отобранных с поверхности погружного оборудования, подтверждает сделанные предположения. В Таблице 3.3 также приведены комментарии о возможных источниках зафиксированных минералов.

Таблица 3.3 – Компонентный состав отложений из скважины пласта Ю<sub>0</sub>

Соединение	Содержание, % масс.	Комментарий
Хлорид натрия (галит, $\text{NaCl}$ )	22,2	Образование галита возможно при малой обводнённости нефти и испарении воды на УЭЦН. Удаление ограничено гидрофобизацией кристаллов галита компонентами нефти
Карбонаты железа (сидерит, $\text{FeCO}_3$ )	21,6	Образование сидерита возможно при взаимодействии $\text{Fe}^{2+}$ с $\text{HCO}_3^-$ . Возможен вынос из пласта в качестве продукта разрушения породы пласта
Оксиды кремния (кварц, $\text{SiO}_2$ )	20,6	Результат разрушения пласта
Карбонаты кальция (кальцит, $\text{CaCO}_3$ )	20,0	Образование вследствие взаимодействия $\text{Ca}^{2+}$ с $\text{HCO}_3^-$
Глины (алюмосиликаты Na, K)	10,0	Результат разрушения пласта при взаимодействии с водой
Оксиды железа (магнетит, $\text{Fe}_3\text{O}_4$ )	4,0	Продукты коррозии
Дисульфиды железа (пирит, $\text{FeS}_2$ )	1,6	Результат разрушения пласта

Таким образом, источником образования неорганических отложений может быть не только вода, но и продукты деградации породы пласта. В этой связи технологические решения, направленные на предупреждение отложения неорганических солей, должны предусматривать как снижение

рисков разрушения породы пласта, так и ингибирование солеотложения из добываемой воды.

### **3.4 Прогноз выпадения неорганических солей при проведении технологических операций глушения скважин и гидравлического разрыва пласта**

Проблемы, связанные с отложением солей при контакте пластовой воды с технологическими жидкостями, возникают, прежде всего там, где в качестве жидкости глушения (ЖГ) используют растворы на основе  $\text{CaCl}_2$  или смеси  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{CaNO}_3$ . Применение этих солей отчасти оправдано, поскольку их использование для приготовления ЖГ позволяет получить плотность растворов от 1200 до 1440  $\text{кг/м}^3$ . Для снижения рисков контакта ЖГ и пластовых флюидов, их фильтрации в пласт, используют блокирующие пакки на основе гелеобразующих составов или высоковязких стабильных обратных эмульсий. Для снижения рисков повреждения пласта и снижения его проницаемости вынужденно используют ЖГ на основе солей, катионы и анионы которых не способны образовывать малорастворимые соли. В качестве такой соли нами был выбран формиат калия ( $\text{НСООК}$ ), на основе которого можно получить плотность растворов близких к 1500  $\text{кг/м}^3$ . Эта соль, кроме того, является стабилизатором глин, в том числе и сланцевых пород, препятствуя  $\text{Na}^+/\text{K}^+$  ионному обмену [103]. Результаты прогнозирования выпадения неорганических отложений в процессе проведения технологических операций глушения солевыми растворами скважин, эксплуатирующих пласт  $\text{Ю}_0$ , показывают, что вероятно отложение солей при смешивании ЖГ с попутно-добываемой водой и с водой системы ППД, причём очевидно, что количество прогнозируемого осадка неорганических солей обусловлено в основном способностью воды образовывать осадок. 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 для глушения скважин хлорида кальция (Рисунок 3.2) при его смешивании с водой системы ППД.

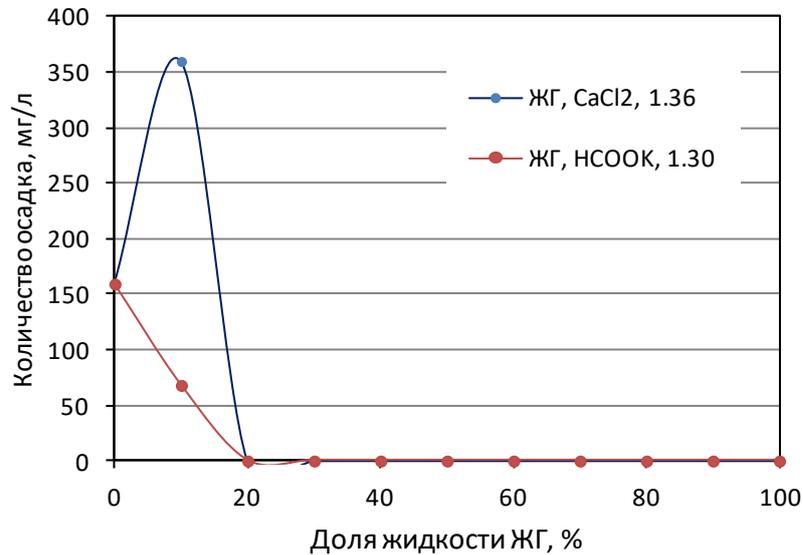


Рисунок 3.2 – Результаты расчёта смешивания вод системы ППД (остров Монастырский Приобского месторождения) с жидкостью глушения на основе формиата калия с плотностью 1300 кг/м<sup>3</sup> и CaCl<sub>2</sub> с плотностью 1360 кг/м<sup>3</sup> при давлении 36 МПа и температуре 108 °С

При смешивании ЖГ с попутно-добываемой водой также возможно образование осадка CaCO<sub>3</sub> при использовании ЖГ на основе солей кальция, однако отсутствие осадка прогнозируется при соотношении доли ЖГ в воде более 20% (Рисунок 3.3). Отсутствие осадка при таком соотношении обусловлено тем, что растворы ЖГ высокой плотности на основе, например CaCl<sub>2</sub>, имеют кислую реакцию за счёт гидролиза ионов кальция:



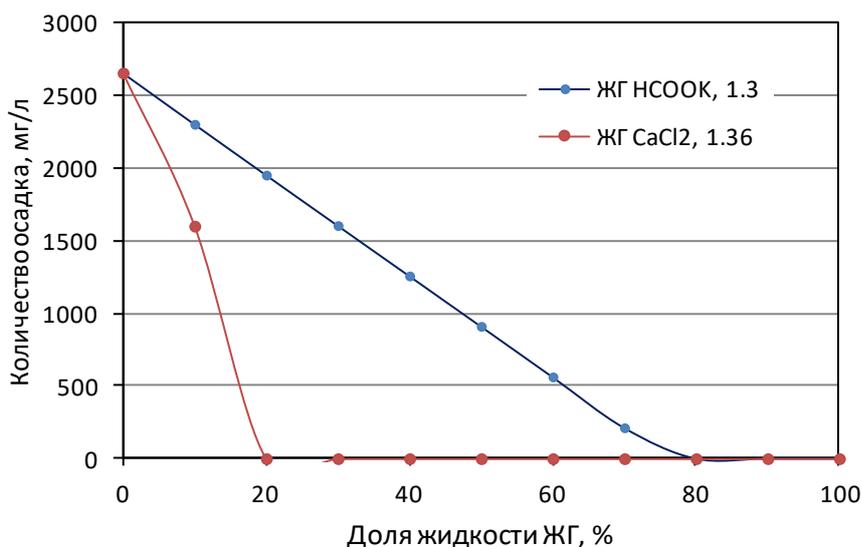
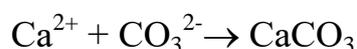
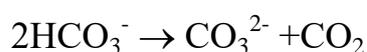


Рисунок 3.3 – Результаты расчёта смешивания попутно-добываемой воды с жидкостью глушения на основе формиата калия плотностью  $1300 \text{ кг/м}^3$  и  $\text{CaCl}_2$  плотностью  $1360 \text{ кг/м}^3$  при давлении 360 атм. и температуре  $108 \text{ }^\circ\text{C}$

На Рисунке 3.4 приведены результаты тестирования совместимости вод при смешивании технологических жидкостей глушения с фильтратом жидкостей проведения операций ГРП. Моделировали возможные риски при фильтрации жидкости ГРП в пласт. Установлено, что ЖГ полностью совместимы при заданных температурах с фильтратами 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  $\text{CO}_2$  в воде за счёт перераспределения газа между нефтяной и водной фазами, что приводит к реакциям:



ООО ТД «Эконо-Тех»	ООО «Ника-Петротэк»	ООО «УралПласт»
Фильтрат жидкости ГРП до смешения		
		
50 % (об.) фильтрата жидкости ГРП и 50 % (об.) раствора нитрата кальция с хлористым кальцием плотностью 1,40 г/см <sup>3</sup>		
		
Через 1 час после термостатирования		
		
Образование осадка		
Не наблюдается	Не наблюдается	Не наблюдается

Рисунок 3.4 – Совместимость вод при смешивании технологических жидкостей глушения с фильтратом жидкостей, используемых при проведении операций ГРП

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 (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Матрица рисков отложения минеральных соединений

Осложнение	Характеристика флюида. Условия проявления	Подтверждающие механизм осложнения признаки	Описание механизма осложнения	Технологические проявления	Рекомендации по минимизации осложнения
Отложение солей в ПЗП	1. Относительно высокое содержание ионов ( $\text{HCO}_3^-$ , $\text{Ca}^{2+}$ ), образующих малорастворимые соли (карбонат кальция). 2. Высокая температура (выше 80 °С). 3. Снижение концентрации растворённого диоксида углерода в воде. Перераспределение растворённого диоксида углерода между нефтью, водой и газовой фазами.	1. Высокий SI добываемой воды (SI более 2). 2. Высокое содержание диоксида углерода в газе (до 6%).	1. Закачиваемая вода, имеющая относительно низкое значение SI, 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 газовой фазами, что приводит к реакциям: $2\text{HCO}_3^- \rightarrow \text{CO}_3^{2-} + \text{CO}_2$ ; $\text{Ca}^{2+} + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{CaCO}_3$ . 2. Отложение солей в ПЗП снижает проницаемость зоны дренирования.	Снижение дебита скважин.	Кислотные обработки ПЗП.
Отложение солей и минеральных соединений в скважине	1. Относительно высокое содержание ионов ( $\text{HCO}_3^-$ , $\text{Ca}^{2+}$ ), образующих малорастворимые соли (карбонат кальция). 2. Высокая температура (выше 80 °С), особенно на УЭЦН и рабочих органах насоса (повышение температуры в результате трения). 3. Снижение концентрации растворённого диоксида углерода в воде. Перераспределение растворённого диоксида углерода между нефтяной, водной и газовой фазами.	1. Высокий SI добываемой воды (SI более 2). 2. Высокое содержание диоксида углерода в газе (до 6%). 3. В составе отложений обнаруживается карбонат кальция.	1. Снижение концентрации диоксида углерода в воде за счёт перераспределения газа между нефтяной и газовой фазами, что приводит к реакциям: $2\text{HCO}_3^- \rightarrow \text{CO}_3^{2-} + \text{CO}_2$ ; $\text{Ca}^{2+} + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{CaCO}_3$ . 2. Вынос частиц разрушенной породы пласта в скважину. 3. Отложение солей на нагретых поверхностях оборудования для малообводнённой нефти за счёт испарения водной фазы и кристаллизации солей (механизм образования хлорида натрия).	Отложение солей и снижение МРП УЭЦН.	Кислотные промывки скважин.

### 3.5 Рекомендуемые методы борьбы с отложением неорганических солей

Как отмечено в разделе 1.4.2 диссертационной работы, наиболее эффективным методом борьбы с солеотложением являются методы предупреждения их отложений – технологические, физические, химические и комбинированные [54,89,91,103–108].

При выборе технологии применения ингибиторов необходим учёт геологических особенностей разрабатываемого объекта, состава попутно добываемых вод, условий, причин и мест отложения солей, их состав. В этой связи, например, для предупреждения солеотложения в околоскважинной зоне пласта применяют технологии размещения ингибитора солеотложения в пласте (squeeze treatment) [91,92,107–110].

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 около скважинной зоне пласта происходит снижение концентрации  $\text{CO}_2$  в воде за счёт перераспределения газа между нефтяной и водной фазами, что приводит к реакциям



Разработаны критерии применимости мероприятий для предотвращения отложений неорганических солей при эксплуатации скважин объекта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения в конкретных условиях с технико-экономической оценкой их эффективности. На примере скважины, эксплуатирующей пласт Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения, с использованием данных по эксплуатации механизированного фонда скважин Ханты Мансийского национального округа, приведены результаты предварительной технико-экономической оценки эффективности рекомендаций по внедрению

методов борьбы с отложением неорганических солей (период оценки 5 лет). Расчёты проведены с использованием усреднённых данных по эксплуатации осложнённого фонда добывающих скважин месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Расчёт проведён по двум вариантам: в первом допускается эксплуатация скважин с сохранением максимального дебита 50 т/сут при минимальной обводнённости добываемой продукции – 2% (Рисунок 3.5). Во втором расчёт произведён для текущего дебита 8 т/сут. и обводнённости добываемой жидкости 12% (Рисунок 3.6). Для оценки границ применимости технологии проведён прогнозный расчёт экономических показателей для вариантов: «А» – без защиты от отложений неорганических солей (применение при капитальном ремонте скважин (КРС) тяжёлой жидкости глушения (ТЖГ) на основе бинарных кальциевых солей) и «Б» – применение при КРС ТЖГ на основе формиата калия.

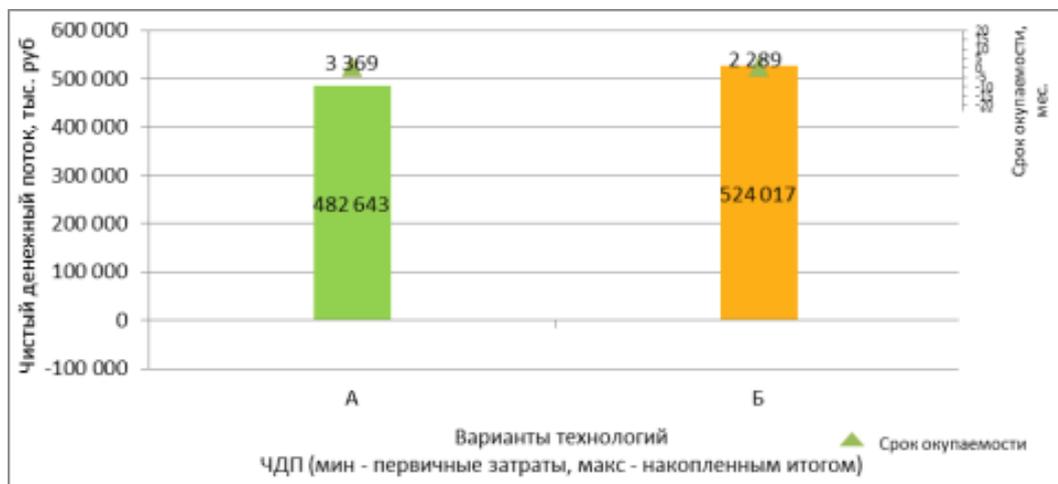


Рисунок 3.5 – Экономические параметры при использовании технологий защиты от солеотложения при максимальном дебите (50 т/сут) и минимальной обводнённости добываемой продукции (2%)

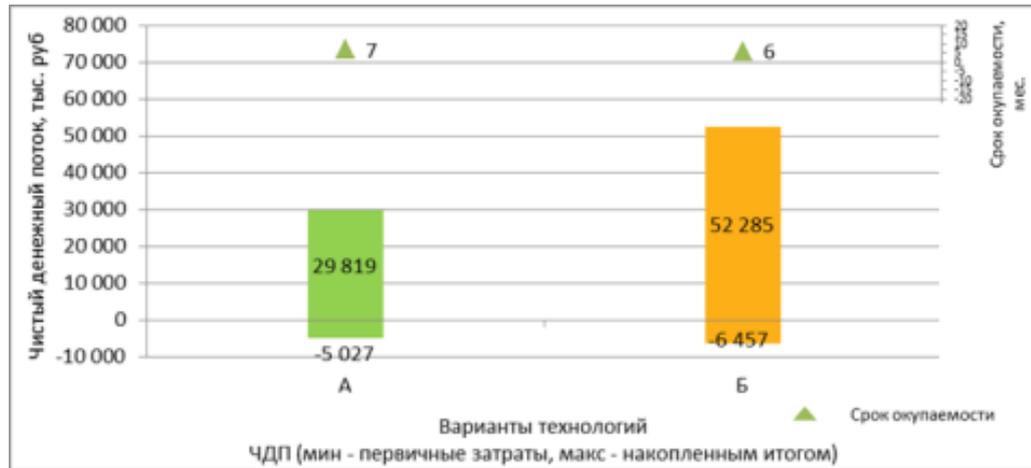


Рисунок 3.6 – Экономические параметры при использовании технологий защиты от солеотложения при максимальном дебите (8 т/сут) и минимальной обводнённости добываемой продукции (12%)

Как видно из представленных на Рисунке 3.5 данных, значение NPV для варианта Б (применение при капитальном ремонте скважин ТЖГ на основе формиата калия) максимально – 32 556 тыс. руб. (по состоянию на 2020 год), при этом срок окупаемости эксплуатации погружного насосного оборудования (СНО) увеличивается почти в пять раз. Срок окупаемости внедрения технологий составляет 6 месяцев, при чистом доходе от добычи нефти 106 647 тыс. руб.

Для исследованного варианта с максимальным дебитом скважин и обводнённости добываемой продукции 12% (Рисунок 3.6) значение NPV для варианта Б (применение при КРС ТЖГ на основе формиата калия) максимально – 345 020 тыс. руб. (по состоянию на 2020 год), при этом средний срок эксплуатации насосного оборудования увеличивается почти в пять раз. Срок окупаемости технологий не превышает 1 – 2 месяцев при чистом доходе от добычи нефти 742 286 тыс. руб.

### Выводы по главе 3

1 На основании определения минералогического состава отложений неорганических солей, отобранных с поверхности скважинного

оборудования пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения, представлены возможные причины возникновения отложений.

2 Приведены результаты расчётов и экспериментов по определению совместимости составов пластовых, нагнетаемых вод и жидкостей, используемых при проведении операций ГРП, технологических жидкостей, применяемых при обработке призабойных зон скважин для условий эксплуатации месторождений баженовской свиты Приобского месторождения.

3 Рекомендованы методы по борьбе с отложением неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования баженовской свиты месторождений, в частности, применение бескальциевых растворов тяжёлых жидкостей глушения на основе органических солей (формиатов). Фильтрационными исследованиями показано, что в условиях высоких пластовых температур и давления, использование жидкостей глушения скважин на основе формиата калия позволит исключить фактор вторичного солеотложения при сопоставимом значении коэффициента восстановления фазовой проницаемости породы.

4 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.

5 Разработаны критерии применимости мероприятий для предотвращения отложений неорганических солей при эксплуатации скважин объекта Ю<sub>0</sub> в конкретных условиях с технико-экономической оценкой их эффективности.

## **4 БОРЬБА С КОРРОЗИОННЫМ РАЗРУШЕНИЕМ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Рассмотрены и оценены риски коррозии в процессе добычи и ремонта скважин, факторы, влияющие на развитие коррозионных процессов, методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и основные технологии применения ингибиторов коррозии [111].

Сложные геологические условия добычи нефти баженовской свиты, разнообразие свойств пластовых флюидов, высокое содержание диоксида углерода в добываемом газе, наличие в добываемой продукции воды, обуславливают особенности её разработки, в частности, необходимость проведения превентивных мероприятий по борьбе с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования.

### **4.1 Прогноз развития углекислотной коррозии нефтепромыслового оборудования**

Наличие в добываемой продукции газонасыщенной воды требует особого внимания к защите оборудования скважин и трубопроводов от коррозии, поскольку содержание  $\text{CO}_2$  в добываемом нефтяном газе баженовской свиты варьируется в широких пределах, вплоть до 11% [112]. Учитывая столь высокое содержание диоксида углерода и изменение его содержания в нефтяном газе, необходим строгий контроль коррозионного состояния нефтепромыслового оборудования, тщательный подбор методов борьбы с его коррозионным разрушением, в частности, ингибиторной защиты [113].

Развитие коррозии внутрискважинного оборудования зависит от совместного влияния широкого ряда факторов: гидродинамических (скорости потока добываемой жидкости, режима её течения); химических (ионного состава воды, её минерализации, показателя рН); наличия растворённых в

воде газов –  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ; микробиологических, эрозионных, кавитационных, а также напряжённо-деформированного состояния металла. В таких условиях коррозия может наблюдаться в любом интервале подвески насосно-компрессорных труб (НКТ) от забоя до устья скважины. Факторы, влияющие на коррозию, взаимосвязаны, и «вычленить» долю каждого из них в общем коррозионном процессе нельзя. На месторождениях нефти и газа Западной Сибири основным видом коррозионного разрушения на всех этапах добычи углеводородов является электрохимическая углекислотная коррозия, причём, зачастую, осложняющаяся минеральными отложениями ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$ ) и абразивным износом металлического оборудования [75,113,114].

### **Характеристика добываемых флюидов пласта ЮС<sub>0</sub> Приобского месторождения, материалы и методы исследования**

Как отмечено выше, в настоящее время баженовская свита Приобского месторождения разрабатывается системой ГС, приток к которым интенсифицируется гидравлическим разрывом пласта. Добываемая продукция скважин обводнена, содержание воды составляет от 20 до 40 %. Источником обводнения, очевидно, является закачиваемая вода, поскольку пласт ЮС<sub>0</sub>, как принято считать, содержит лишь физически связанную воду, доля же свободной воды мала [115].

Основными пороодообразующими компонентами минеральной части баженовской свиты являются кварц, халцедон, альбит, кальцит, доломит, иллит, смешанно-слоистые образования, каолинит, пирит, сидерит. Неминеральная часть включает в себя кероген. Водонасыщенность породы пласта ЮС<sub>0</sub> составляет 2 – 4 %. Минерализация и состав поровой воды породы баженовской свиты формируются за счёт ионного обмена с минералами породы и варьируются в широких пределах (12,5 – 111,2 г/л). Предполагается что она недонасыщена по основным минералам баженовской свиты [115]. Поровая вода в основном представляет собой раствор хлорида натрия с относительно небольшим содержанием катионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$  и анионов  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  в пределах 30 – 300 мг/л. В пластовых условиях

диоксид углерода растворён в органической фазе и поровой воде, что и определяет его наличие в газе и воде в условиях добычи нефти. Ионный состав попутно-добываемой и закачиваемой вод на месторождении приведён в Таблице 4.1. Состав нефтяного газа приведён в Таблице 4.2.

Таблица 4.1 – Ионный состав попутно-добываемой и закачиваемой в пласт Ю<sub>0</sub>\* воды

Пласт	Вода	Плотность, г/см <sup>3</sup>	рН	Содержание ионов, мг/л					Минерализация, мг/л
				HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	
Ю <sub>0</sub>	Попутно-добываемая вода	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
	Закачиваемая в пласт вода	1,003	7,1	1678	2947	110	6.1	2407	7148

\* – содержание CO<sub>2</sub> в минерализованной воде при давлении 1 атм и температуре 20 °С изменяется от 40 до 90 мг/л в зависимости от его мольной доли в газе.

Таблица 4.2 – Компонентный состав нефтяного газа

Компоненты нефтяного газа	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6+</sub>
Мольное содержание*, %	2,47	0,22	55,2	17,7	14,2	1,58	1,64	1,14	1,64	0,61

\* – среднее по пласту. Изменение содержания диоксида углерода до 11%

Коррозионную агрессивность составов, используемых при проведении операций ГРП, кислотных составов для обработки призабойных зон скважин (ОПЗ) определяли гравиметрическим методом в рабочих растворах в соответствии с ГОСТ Р 9.905-2007 «Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования». Образцы испытуемых металлов готовились согласно ГОСТ 9.502-82. Скорость коррозионного растворения (г/м<sup>2</sup>·ч) определяли по уравнению (4.1)

$$V_p = \frac{m_1 - m_2}{S\tau}, \quad (4.1)$$

где  $m_1$  – масса образца до испытания, г;

$m_2$  – масса образца после испытания, г;

$S$  – площадь поверхности образца, м<sup>2</sup>;

$\tau$  – время испытания, ч.

Скорость коррозии ( $CR$ ) в мм/год вычисляли по формуле (4.2)

$$CR = 8.76 \frac{V_p}{\rho}, \quad (4.2)$$

где 8,76 – коэффициент пересчёта;

$\rho$  – плотность металла, г/см<sup>3</sup>.

### **Жидкости, используемые при проведении операций ГРП и глушения скважин**

Растворы компонентов жидкостей ГРП, включающие геллант (гидроксипропилгуар), боратный сшиватель (метаборат калия), брейкер (пероксидисульфат аммония,  $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$ ), стабилизатор глини (этиленгликолевые растворы КОН, катионные поверхностно активные вещества (ПАВ), деэмульгатор (бутилгликоль, изопропиловый спирт), биоцид (дибромнитрилопропионамид), готовили согласно рецептурам, предоставленных сервисными компаниями, осуществляющими процесс ГРП на месторождении.

Жидкости глушения заданной плотности готовили растворением соответствующей соли в пресной воде. В качестве солей использовали  $\text{NaCOOK}$  (CAS № 590-29-4),  $\text{CaCl}_2$  (ГОСТ 450-77),  $\text{CaNO}_3$  (ниткал, марка «Премиум», ТУ 2143-017-77381580),  $\text{NaCl}$  (ТУ 2111-003-00352816).

Модельные растворы пластовой воды (МПВ) готовили растворением соответствующих навесок солей  $\text{NaCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$  и  $\text{NaHCO}_3$  квалификации не ниже «чда». Растворы насыщались диоксидом углерода для предотвращения выпадения осадка  $\text{CaCO}_3$ . Коррозионную агрессивность пластовой воды определяли с использованием образцов стали Ст08СП при постоянном барботировании  $\text{CO}_2$  («babble test»). Концентрацию диоксида углерода

определяли с помощью тест комплекта Carbon Dioxide CHEMets® Kit K-1920. В МПВ плотностью  $1,04 \text{ г/см}^3$  при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , концентрация  $\text{CO}_2$  составляла  $180 \text{ мг/л}$ .

Для расчёта прогнозной скорости  $\text{CO}_2$ -коррозии в скважине использовалась методика, основанная на модели Де Ваарда-Лотца-Дагстада [116]. На основе имеющейся исходной информации (ионный состав добываемой воды, давление, температура, физико-химические свойства пластовых флюидов, газосодержание, содержание диоксида углерода в нефтяном газе) методика позволяет предсказать линейную скорость коррозии обсадной трубы скважины от забоя до приёма насоса, корпуса погружного электродвигателя (ПЭД), УЭЦН и внутренней поверхности НКТ от выкида насоса до устья скважины.

#### **4.2 Коррозионная агрессивность попутно-добываемой воды и жидкостей глушения скважин**

Существующие элементы коррозионного менеджмента в Компании ПАО «НК «Роснефть», закреплённые в нормативном документе (Положение Компании «Требования по классификации причин отказов и порядок расследования отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин» № П1-01.05 Р-0411 версия 1.00 от 27 июня 2018 г.), рекомендуют относить скважины в осложнённый фонд по причине «коррозионная агрессивность» по следующим условиям:

- коррозионная агрессивность скважинной жидкости  $CR$  более  $0,1 \text{ мм/год}$ ;
- скважины, эксплуатируемые в присутствии одного или более коррозионно-агрессивных факторов (Таблица 4.3), даже при отсутствии отказов глубинно-насосного оборудования по причине «коррозия»;
- расчёт скорости коррозионного растворения металла с использованием модельных уравнений де Варда-Мильямса (или стандарта

NORSOK) [117] на основании результатов лабораторных физико-химических исследований попутно добываемых вод и растворённых агрессивных газов, указывающих на повышенную коррозионную агрессивность пластовых вод;

– все скважины со схожими способами эксплуатации на объекте разработки (месторождение, пласт, ячейка разработки), из которых 50% и более скважин отнесены к осложнённому фонду.

Таблица 4.3 – Коррозионно-агрессивные факторы

Показатели	Сильноагрессивная коррозионная среда
Концентрация водородных ионов (рН)	от 5 и ниже
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (клеток/см <sup>3</sup> )	более 10
Содержание в добываемой жидкости сероводорода (мг/дм <sup>3</sup> )	свыше 50
Содержание в добываемой жидкости диоксида углерода (мг/дм <sup>3</sup> )	свыше 50
Содержание в добываемой жидкости кислорода (мг/дм <sup>3</sup> )	от 1 и выше

Коррозионная агрессивность добываемой пластовой воды пласта ЮС<sub>0</sub> Приобского месторождения, насыщенная диоксидом углерода, приведена в Таблице 4.4 на примере скорости коррозии стали Ст08СП в модельной воде.

Таблица 4.4 – Скорость коррозии стали Ст08СП в модельной воде объекта ЮС<sub>0</sub>

Температура, °С	20	40	60	80	90
Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> ·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

При проведении экспериментов в испытываемой среде наблюдалось выпадение осадка CaCO<sub>3</sub>, особенно при повышенных температурах (выше 40 °С). Индекс насыщенности МПВ при температурах 50 – 105 °С много выше

ноля, т.е. пластовая вода сильно пересыщена по содержанию карбоната кальция [85]. Как видно из данных, представленных в Таблице 4.4, скорость коррозии стали Ст08СП в МПВ объекта ЮС<sub>0</sub> Приобского месторождения сравнима с расчётной лишь при температуре 20 °С, при её увеличении разница многократно возрастает, так при 90 °С отношение  $CR_{экс}/CR_{расч}$  составляет 0,066.

Очевидно, что столь низкие значения скорости коррозии связаны с образованием защитного барьера из карбоната кальция, затрудняющего диффузию диоксида углерода к поверхности металла [118]. Вместе с тем, попутно-добываемая вода пласта ЮС<sub>0</sub> относится к сильноагрессивной и существенно превышает нормативное значение. Очевидно, что скважины, разрабатывающие баженовскую свиту, должны быть отнесены к «осложнённому фонду».

На Приобском месторождении применяются жидкости глушения скважин (ЖГ) различной плотности. Для предотвращения их проникновения в пласт используют блокирующие пачки на основе полисахаридных гелей или углеводородных эмульсий [119]. Коррозионная агрессивность ЖГ на основе водных растворов солей регулируется добавлением ингибиторов коррозии (ИК), а для снижения рисков солеобразования и деградации глинистых минералов породы используют ингибиторы солеотложения (ИС) и гидрофобизаторы (ГФ). Для расширения номенклатуры ЖГ, не оказывающих негативного влияния на фильтрационно-ёмкостные свойства породы пласта ЮС<sub>0</sub>, были рассмотрены ЖГ на основе формиата калия, позволяющие создать плотность ЖГ до 1,6 г/см<sup>3</sup>. Результаты определения коррозионной агрессивности ЖГ по отношению к Ст3 приведены в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Коррозионная агрессивность растворов глушения скважин

Раствор жидкости глушения + добавки, г/м <sup>3</sup>	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коррозионная агрессивность**, г/м <sup>2</sup> ·ч	
		20 °С	90 °С
CaCl <sub>2</sub> + ИС (100) + ГФ(1250) + ИК (200)	1,35	0,052	0,071
NaCl + ИС (25) + ГФ (1000) + ИК (200)	1,18	0,04	0,047
Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> , ниткал + ИС (100) + ГФ (1250) + ИК (200)	1,48	0,054	0,17
НСООК без добавок*	1,25	0,01	0,06
	1,40	0,01	0,07
	1,55	0,01	0,09

\* – время экспозиции 8 и 24 ч при 90 и 20 °С, соответственно; \*\* – средняя относительная погрешность измерения составляла 7%.

Результаты исследований свидетельствуют о том, что применение жидкостей глушения на основе формиата калия не будет сопровождаться коррозионными процессами и не потребует применения антикоррозионных мер защиты. В Таблице 4.6 приведена скорость растворения стали Ст 3 в растворах формиата калия.

Таблица 4.6 – Скорость растворения стали Ст 3 в растворах формиата калия

Плотность раствора формиата калия, г/см <sup>3</sup>	Температура, °С	Время, ч	Скорость растворения стали, мм/год
1,25	20	24	0,01 ± 0,01
1,40			0,01 ± 0,01
1,55			0,01 ± 0,01
1,25	90	8	0,06 ± 0,01
1,40			0,07 ± 0,01
1,55			0,09 ± 0,01

### 4.3 Расчёт скорости коррозии по стволу нефтедобывающей скважины

Для прогнозирования скорости коррозии по стволу нефтедобывающей скважины была использована модель де Ваарда-Лотца-Дакстада (ДВЛД), учитывающая влияние скорости газо-жидкостного потока на углекислотную коррозию, изменение температуры и давления по стволу скважины [112]. Результаты расчёта приведены на Рисунке 4.1, из данных которого видно, что величина расчётной скорости коррозии весьма чувствительна к содержанию в попутно-добываемом газе диоксида углерода. В этой связи контроль содержания в попутно-добываемом газе  $\text{CO}_2$  является параметром, позволяющим оценить развитие коррозионных процессов в скважине. Следует отметить, что в заданных условиях модельной скважины: дебит жидкости  $43 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводнённость добываемой продукции 40%, содержание  $\text{CO}_2$  в нефтяном газе 1,5 – 6%, скорость коррозии превышает нормативный предел (0,1 мм/год) по всей глубине скважины: в НКТ, на УЭЦН и в интервале забой-УЭЦН.

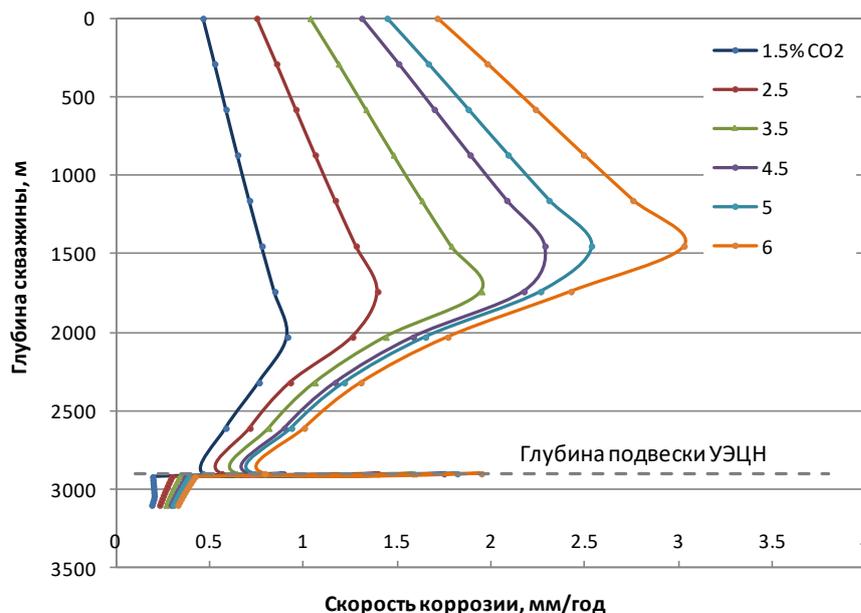


Рисунок 4.1 – Расчётная скорость коррозии в зависимости от глубины скважины

Показано, что скорость коррозии стали Ст 08СП в модельной воде объекта Ю<sub>0</sub> с содержанием диоксида углерода 70 мг/дм<sup>3</sup>, при увеличении температуры закономерно возрастает. Так, при температуре 20 °С, скорость коррозии составила 0,244 г/м<sup>2</sup>·час, а при температуре 90 °С 0,328 г/м<sup>2</sup>·час. Таким образом, результаты экспериментов показывают сходные скорости коррозии в среде попутно-добываемой воды, содержащей повышенное содержание диоксида углерода, с расчётными данными по стволу скважины.

На Рисунке 4.2 приведены результаты экспериментов по определению скорости коррозии стали Ст 08СП в модельной воде объекта Ю<sub>0</sub> скважины Приобского месторождения.

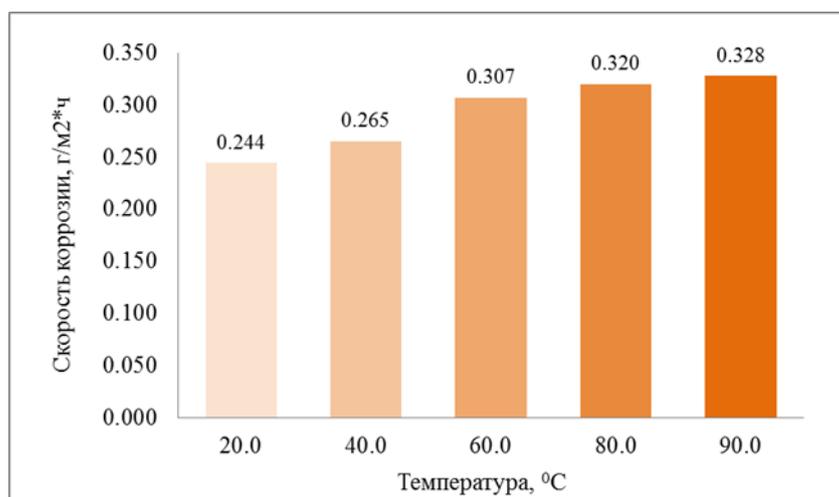


Рисунок 4.2– Скорость коррозии стали Ст 08СП в модельной воде объекта Ю<sub>0</sub> скважины Приобского месторождения

Разработана матрица риска коррозионного разрушения внутрискважинного оборудования в зависимости от характеристик добываемого флюида, условия и признаки её проявления, механизм и рекомендации по снижению коррозии (Таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Матрица риска коррозионного разрушения внутрискважинного оборудования

Осложнение	Характеристика флюида. Условия проявления	Подтверждающие механизм коррозии признаки	Описание механизма коррозии	Эксплуатационные проявления	Рекомендации по минимизации коррозии
Коррозия внутри скважинного оборудования	1. Высокая концентрация диоксида углерода в газе (до 6 % объ.). 2. Высокая минерализация вод. 3. Высокая температура потока (до 103°C). 4. Высокая скорость многофазного потока (5–10 м/сек.).	1. Высокая скорость коррозии в растворах, моделирующих их скважинные условия.	1. При высокой концентрации диоксида углерода в системе и высокой минерализации добываемой воды реализуется углекислотная коррозия. 2. В условиях склонности воды к солеобразованию предполагается реализация механизма локальной коррозии.	Коррозионные проявления при эксплуатации скважин.	1. Использование ингибиторов коррозии. 2. Применение протекторной защиты.

#### 4.4 Рекомендации по предотвращению коррозии нефтепромыслового оборудования и экономические параметры использования противокоррозионных мер защиты

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 в большей степени 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.

На примере эксплуатации скв. № 1062г Приобского месторождения, с использованием данных по эксплуатации механизированного фонда скважин Ханты Мансийского национального округа (период оценки 5 лет), представлены критерии применимости рекомендованных мероприятий для предотвращения коррозионных процессов, возникающих при эксплуатации скважин объекта Ю<sub>0</sub> в конкретных условиях с технико-экономической оценкой их эффективности. Предварительная технико-экономическая оценка эффективности рекомендаций по внедрению методов борьбы с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования при эксплуатации скважин месторождений баженовской свиты, приведена на Рисунке 4.3. Как видно из представленных данных, значение NPV для варианта Б (установка ЭЦН в коррозионностойком исполнении в комплекте) – максимально –355 900 тыс. руб (по состоянию на 2020 год), при равных значениях срока наработки УЭЦН на отказ. Срок окупаемости технологий не превышает одного-двух месяцев при чистом доходе от добычи нефти 742 286 тыс. руб.

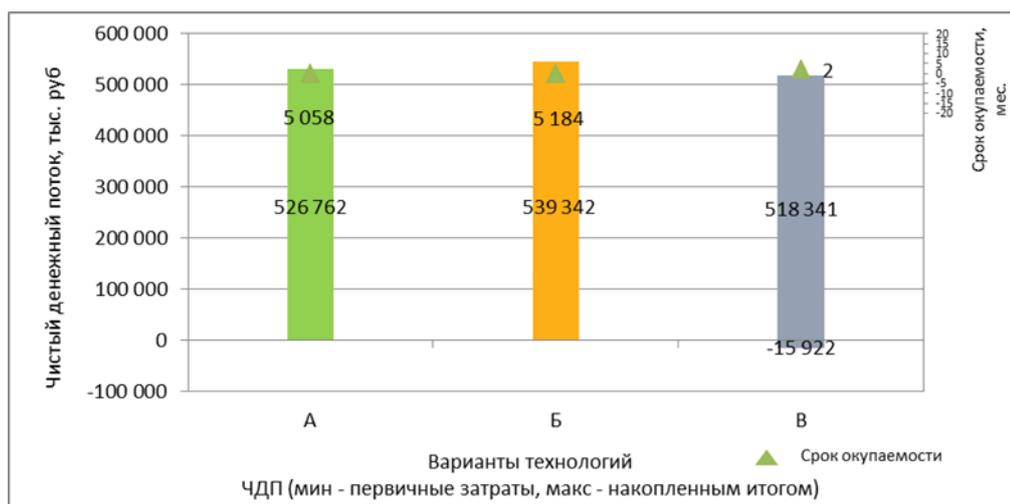


Рисунок 4.3 – Экономические параметры использования технологий защиты от коррозии при максимальном дебите скважин 50 т/сут и минимальной обводнённости добываемой продукции скважины 2%

На Рисунке 4.4 приведены экономические параметры при использовании технологий защиты от коррозии при максимальном дебите скважин 8 т/сут и минимальной обводнённости добываемой продукции 12%.

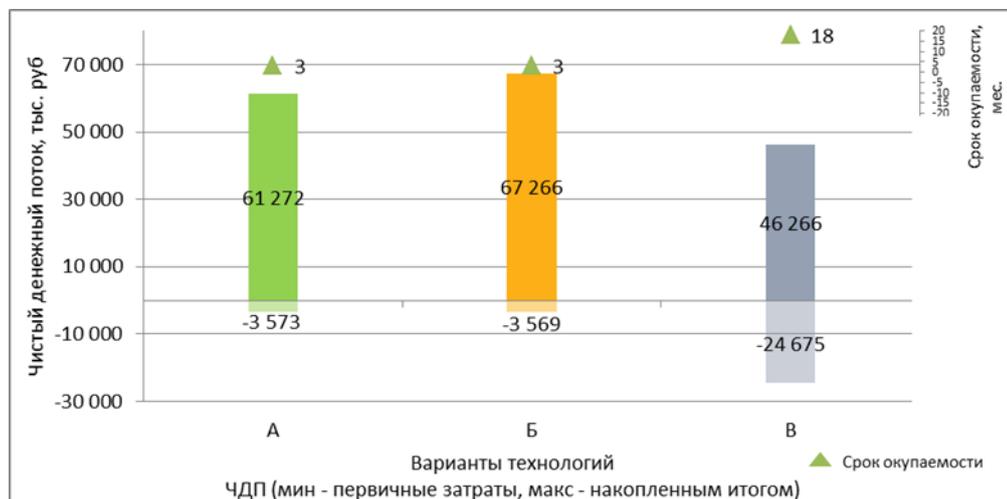


Рисунок 4.4 – Экономические параметры использования технологий защиты от коррозии при максимальном дебите скважин 8 т/сут и минимальной обводнённости добываемой продукции 12%

Как видно из данных, представленных на Рисунке 4.4, значение NPV для варианта Б (УЭЦН в коррозионностойком исполнении) максимально – 67 266 тыс. руб. (по состоянию на 2020 год) при равных значениях средней наработки на отказ. Срок окупаемости технологий не превышает трёх месяцев при чистом доходе от добычи нефти 106 647 тыс. руб. Вариант В подразумевает значительные первичные затраты (24 675 тыс. руб.), при этом NPV значительно ниже – 23 151 тыс. руб., срок же окупаемости достигает 18 месяцев.

Высокие пластовые температуры (100 °С и более) при эксплуатации скважин баженовской свиты налагают ограничения на применяемые технологии защиты от коррозии. В частности, не приемлемы ингибиторы коррозии, защищающие нефтепромысловое оборудование до температуры 90 °С. Нецелесообразно применение покрытий нефтепромыслового оборудования на основе полиуретана, защищающего его до температуры 30 °С, эпоксидных смол (до 60 °С) и стеклопластика (до 90 °С).

Для условий эксплуатации скважин баженовской свиты Западной Сибири (на примере скв. № 1062г Приобского месторождения) рекомендованы варианты: «А» – без защиты; «Б» – УЭЦН в коррозионностойком исполнении; «В» – УЭЦН в коррозионностойком исполнении + НКТ, вся подвеска, патрубки, переводники из стали с содержанием в покрытии оборудования до 13 % хрома.

Конкретный выбор технологии защиты нефтепромыслового оборудования от коррозионного разрушения должен выбираться исходя из конструктивных особенностей защищаемых объектов, состава и свойств коррозионной среды и должен быть обоснован технико-экономическим анализом, лабораторными и опытно-промышленными испытаниями [67].

#### **Выводы по главе 4**

1 Приведены результаты количественного определения в добываемой скважинной продукции месторождений баженовской свиты растворённых коррозионно-агрессивных газов, оценки степени коррозионной агрессивности добываемой пластовой жидкости с учётом использования пресной, водозаборной (юрской) воды для технологических процессов глушения скважин и проведения операций ГРП. Представлены результаты определения коррозионной агрессивности ЖГ, в том числе ТЖГ. Показано, что применение ЖГ на основе формиата калия не будет сопровождаться коррозионным процессом и не потребует применения антикоррозионных мер защиты.

2 Проведена оценка коррозионной агрессивности добываемой пластовой жидкости с учётом использования пресной воды для технологических процессов проведения операций ГРП. Приведены результаты оценки скорости углекислотной коррозии с использованием модели деВарда –Лотца –Дагстада и результатов лабораторных тестов в условиях повышенного содержания углекислоты в водной фазе.

3 Показано, что скорость коррозии стали Ст 08СП в модельной воде объекта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения, содержащей в своём составе диоксид углерода, при увеличении температуры закономерно возрастает с разной степенью интенсивности, отличающейся от предсказываемой по модели де Ваарда-Мильямса. Расхождение экспериментальных и расчётных значений скорости коррозии связано с образованием защитного барьера из CaCO<sub>3</sub>.

4 Представлены результаты оценки коррозионной агрессивности технологических жидкостей для глушения скважин различной плотности на основе NaCl, CaCl<sub>2</sub>, Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>, HCOOK. Показано, что растворы формиата калия имеют коррозионную агрессивность ниже нормативной при температуре в интервале 20 – 90 °С. Для снижения коррозионной агрессивности ЖГ на основе других солей требуется использование ингибиторов коррозии.

5 Разработана матрица риска коррозионного разрушения внутрискважинного оборудования в зависимости от характеристик добываемого флюида, условия и признаки её проявления, механизм и рекомендации по снижению коррозии.

6 Предложены рекомендации по предотвращению коррозии нефтепромыслового оборудования скважин, эксплуатирующих месторождения баженовской свиты Западной Сибири, критерии их применимости с технико-экономической оценкой эффективности.

## 5 ПОДГОТОВКА НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В настоящее время нефть баженовской свиты Приобского месторождения поступает в общий поток добываемой жидкости месторождения. Приведены результаты исследования влияния нефти баженовской свиты в смеси с нефтью пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения на процесс её подготовки и транспорта [120]. Исследовано влияние осложнений при добыче сланцевой нефти баженовской свиты на процесс её подготовки, в частности, жидкости, добываемой скважиной № 1062г пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения, продукция которой в настоящее время поступает в общий поток добываемой жидкости с куста № 201 на ДНС с УПСВ и ЦПС ЦППН-8 ООО «РН-ЮНГ», для заключения о целесообразности изменения технологических параметров и оборудования при совместной подготовке сланцевой и нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения [120].

Физико-химические свойств нефти приведены в Таблице 5.1, определения группового состава в Таблице 5.2.

Результаты определения физико-химических свойств, представленные в Таблице 5.1, показывают, что сланцевая нефть скв. 1062г пласта Ю<sub>0</sub>, по плотности является лёгкой (плотность при 20 °С < 850,0 кг/м<sup>3</sup>). По вязкостным свойствам анализируемая нефть при температуре 20 °С относится к средневязким – динамическая вязкость 5,0 – 10,0 мПа·с. По содержанию серы нефть сернистая. Выход светлых фракций из пробы сланцевой нефти составляет 55,0 %, температура начала кипения 41° С. По содержанию АСПВ сланцевая нефть пласта Ю<sub>0</sub>, скв. № 1062г Приобского месторождения относится к парафинистым (массовая доля парафина в пределах 1,51 – 6,0 %) и малосмолистым (содержание смол менее 18 %). Содержание асфальтенов составляет 0,3 %.

Таблица 5.1 – Физико-химические свойства пробы сланцевой нефти скв. № 1062г пласта Ю<sub>0</sub> Приобского месторождения

Параметр		Метод определения	Значения
Массовое содержание воды, %		ГОСТ 2477	0,04
Плотность нефти при 20°С, кг/м <sup>3</sup>		ГОСТ 3900	839,2
Кинематическая вязкость нефти при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с		ГОСТ 33	9,008
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с		ГОСТ 33	7,560
Содержание механических примесей, % масс.		ГОСТ 6370	*
Содержание в нефти серы, масс. %		ГОСТ Р 51947	0,61
Групповое содержание, % масс.	смола силикагелевых	ОСТ 153-39.2-048	5,4
	асфальтенов		0,3
	парафинов	ГОСТ 11851	3,9
Температура плавления парафина, °С		ГОСТ 11851	53
Температура начала кипения, °С		ГОСТ 2177Б	41
Температура застывания нефти, °С		ГОСТ 20287	минус 29
Содержание ванадия, мг/кг		Рентгено-флуоресцентная спектрометрия	6,9
Содержание никеля, мг/кг			≤5*
Содержание меди, мг/кг			≤5*
Содержание железа, мг/кг			7,1
Содержание сероводорода, млн <sup>-1</sup>		ГОСТ Р 50802	≤2*
Содержание метилмеркаптана, млн <sup>-1</sup>			≤2*
Содержание этилмеркаптана, млн <sup>-1</sup>			≤2*
Фракционный состав нефти, об. %		ГОСТ 2177Б	
<u>до температуры,</u> °С	<u>выход фракций, %</u>	<u>до температуры,</u> °С	<u>выход фракций,</u> %
100	12,5	180	31,0
120	17,0	200	35,5
150	25,0	220	38,5
160	27,0	240	41,5
Выход фракций, %		55,0	
Остаток + потери, %		45,0	
* Менее предела обнаружения по применяемой методике			

Таблица 5.2 – Групповой состав пробы нефти Приобского месторождения, скв. № 1062г пласта Ю<sub>0</sub>. Имитированная дистилляция по ГОСТ Р 54291

Компонент	% масс.	Компонент	% масс.	Компонент	% масс.
C <sub>4</sub>	1,22	C <sub>15</sub>	3,31	C <sub>26</sub>	1,94
C <sub>5</sub>	1,31	C <sub>16</sub>	3,26	C <sub>27</sub>	1,49
C <sub>6</sub>	1,91	C <sub>17</sub>	2,69	C <sub>28</sub>	1,50
C <sub>7</sub>	3,30	C <sub>18</sub>	2,82	C <sub>29</sub>	1,49
C <sub>8</sub>	4,28	C <sub>19</sub>	2,72	C <sub>30</sub>	1,36
C <sub>9</sub>	3,83	C <sub>20</sub>	2,63	C <sub>31</sub>	1,36
C <sub>10</sub>	4,11	C <sub>21</sub>	2,36	C <sub>32</sub>	1,23
C <sub>11</sub>	3,92	C <sub>22</sub>	2,03	C <sub>33</sub>	1,16
C <sub>12</sub>	3,79	C <sub>23</sub>	1,98	C <sub>34</sub>	1,12
C <sub>13</sub>	3,64	C <sub>24</sub>	1,90	C <sub>35</sub>	1,04
C <sub>14</sub>	3,56	C <sub>25</sub>	1,73	C <sub>36</sub>	1,02
Нелетучий остаток:					23,02
Молярная масса фракции C <sub>1</sub> – C <sub>36</sub> , кг/кмоль					180
Молярная масса остатка C <sub>36</sub> <sup>+</sup> , кг/кмоль					691
Молярная масса фракции C <sub>8</sub> <sup>+</sup> , кг/кмоль					252
Молярная масса нефти, кг/кмоль					217

Каких либо различий в свойствах сланцевой нефти и нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения по физико-химическим показателям не установлено. Поскольку исследованная нефть не отличается от нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения повышенным содержанием тяжёлых компонентов (асфальтенов) и металлов, твёрдых парафинов, образующих при определённых условиях надмолекулярные структуры, являющихся стабилизаторами водонефтяных эмульсий, а также механических примесей, её подготовка не должна сопровождаться дополнительными рисками в процессе её подготовки.

Представлены результаты лабораторных исследований, направленных на определение условий подготовки смеси сланцевой нефти и нефти пластов

АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения в различных соотношениях, в условиях технологического режима существующих объектов правого берега Приобского месторождения – ДНС с УПСВ куста № 201 и ЦПС ЦППН-8 ООО «РН-ЮГН». Тестирование проводилось стандартным методом «бутылочная проба» в статическом режиме. Условия подготовки нефти на ДНС с УПСВ куста № 201:

- обводнённость добываемой водонефтяной эмульсии 68 %;
- температура на входе в ДНС 46 °С;
- I ступень: температура сепарации 46 °С, время сепарации до 40 мин, остаточная обводнённость подготовленной нефти – не более 5 %;
- II ступень: температура сепарации 43 °С, время сепарации 310 мин, остаточная обводнённость подготовленной нефти – не более 1 %.

Условия подготовки нефти на ЦПС:

- исходная обводнённость эмульсии 53 %;
- температура на входе не более 54 °С;
- I ступень: температура сепарации 54 °С, время сепарации 30 мин, остаточная обводнённость продукции – не более 5 %;
- II ступень: температура сепарации 42 °С, время сепарации 660 мин, остаточная обводнённость продукции – не более 0,1 %.

Модельные эмульсии готовили согласно положению ПАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 Р-0339 версия 1.00 «Порядок применения химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» (с изменениями, внесёнными приказом от 14.08.2017 № 471).

Для лабораторных исследований готовили искусственные эмульсии на основе модельной пластовой воды (Таблица 5.3), смеси нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского региона ООО «РН-ЮНГ» и сланцевой нефти (скв. № 1062 пласта Ю<sub>0</sub>) в соотношениях 50:50, 60:40, 70:30, 80:20 и 90:10 с исходной обводнённостью, соответствующей объекту подготовки.

Таблица 5.3 – Состав воды в нефтесборном коллекторе региона

Объект	Количество ионов, мг/л						Общая минерализация, г/л
	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	
Приобский регион	635,5	112,0	5029,0	8437,0	–	25,9	14,24

В приготовленную эмульсию дозировали расчётное количество деэмульгаторов, применяемых для подготовки нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского региона. В таблице Таблица 5.4 приведены дозировки деэмульгаторов, использованных в работе в базовой дозировке и с шагом ± 20 % от базовой.

Таблица 5.4 – Использованные деэмульгаторы и их дозировки

№	Деэмульгатор	Дозировка, г/т		
		– 20 %	базовая	+ 20 %
1	Сондем 4301 м.В	21,3	26,6	31,9
2	ДИН-12А	21,3	26,6	31,9
3	Пральт-11 м.А2	21,2	26,5	31,8
4	Азол 6010 м.С	19,3	24,1	28,9
5	ДенМастер 3020 м.26	21,1	26,4	31,7
6	Реком 527 м.В	19,0	23,7	28,9
7	Tretolite DMO 25141	17,0	21,3	25,6
8	DEM 0016	24,0	30,0	36,0
9	ДИН-8А	24,9	31,1	37,3
10	СНПХ 4103-6	28,5	35,6	42,7
11	Decleave F1273	25,0	31,2	37,4
12	Рекод 118Н-1	24,4	30,5	36,6
13	Азол 6009 м.С	25,4	31,7	38,0

В качестве примера на Рисунках 5.1 и 5.2 приведена динамика отстоя эмульсий и выделения воды деэмульгаторов в зависимости от их концентрации. Из приведённых на рисунках данных видно, что, в частности, деэмульгатор ДИН 12А эффективнее, чем Сондем 4301 м.В.

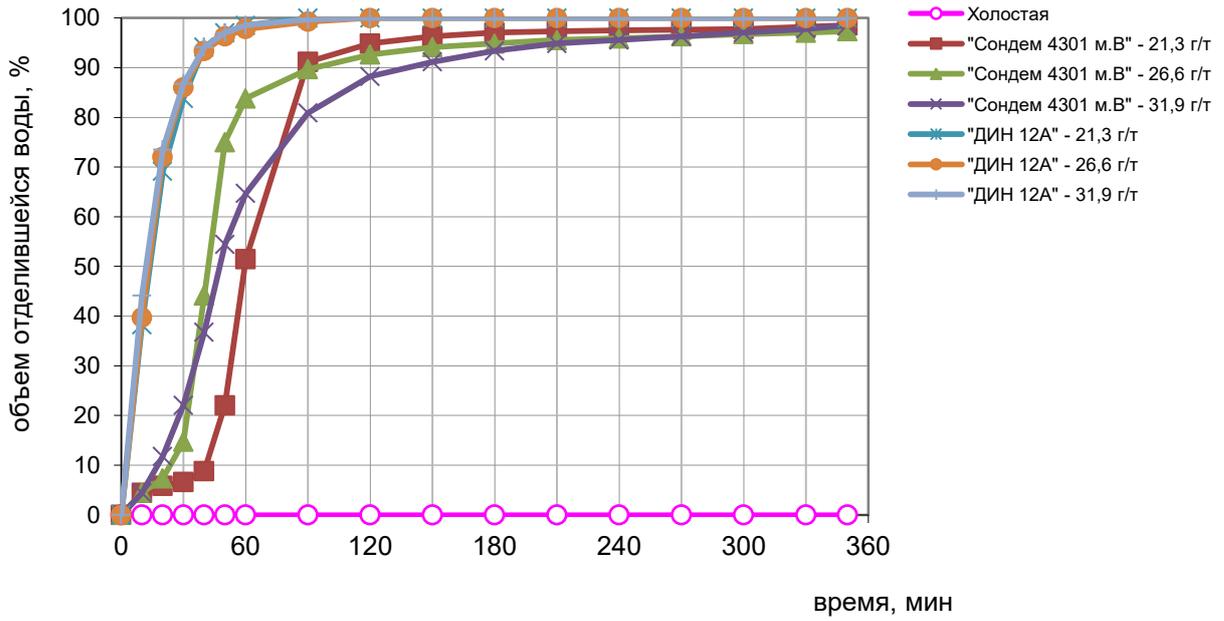


Рисунок 5.1 – Динамика отстоя эмульсий (обв. 68%) в условиях ДНС с УПСВ к. 201 по объёму отделившейся воды

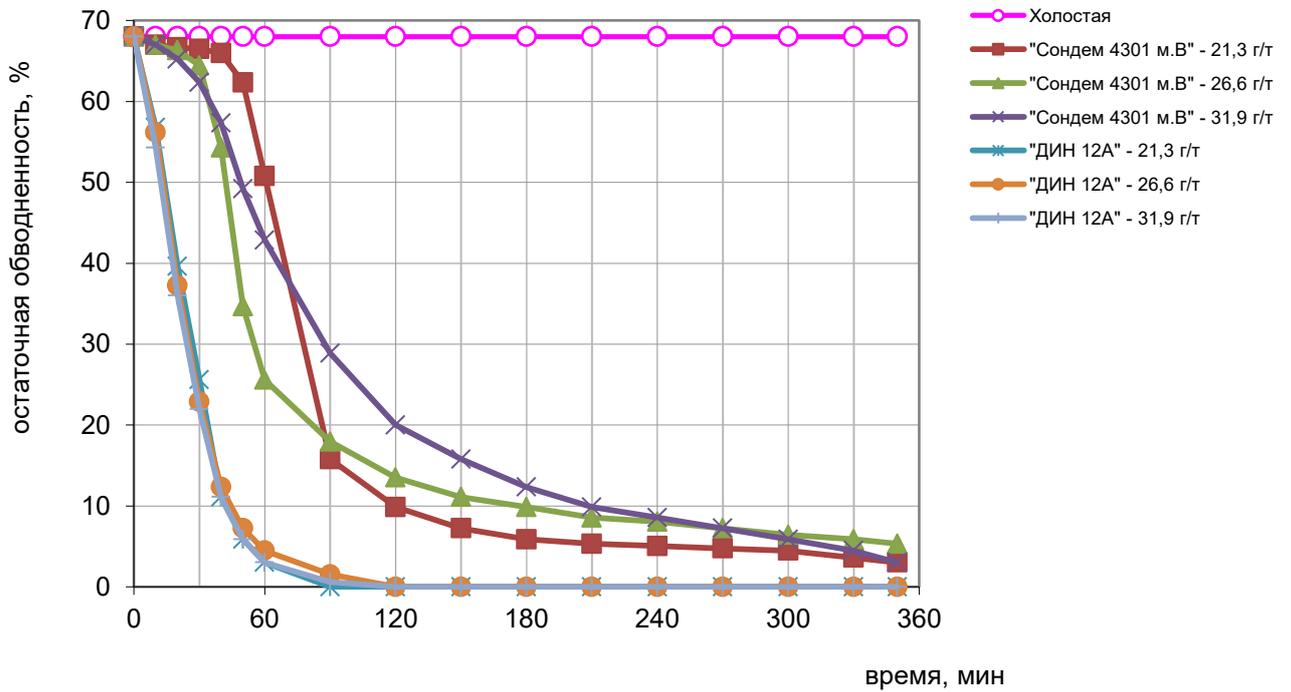


Рисунок 5.2 – Динамика отстоя эмульсий (обв. 68%) в условиях ДНС с УПСВ к.201 по содержанию остаточной воды

Полноту обработки эмульсии деэмульгатором оценивали с помощью кривых кинетики отстоя, отражающих относительное количество

выделяющейся воды и остаточную обводнённость нефти при отстаивании эмульсии в статических условиях. Сравнение проводилось с холостой пробой эмульсии (без деэмульгатора). Согласно полученным результатам, в условиях ДНС с УПСВ куста № 201 ООО «РН-ЮГН» подготовка нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения при добавлении в поток 10 и 20 % сланцевой нефти до требуемых технологическим регламентом параметров по степени обезвоживания на I и II ступенях подготовки нефти обеспечивается деэмульгаторами в следующих минимально эффективных дозировках: ДИН-12А – 21,3 г/т; Реком 527 м.В – 19,0 г/т; ДИН-8А – 24,9 г/т; Decleave F1273 – 25,0 г/т; Рекод 118Н-1 – 24,4 г/т.

При увеличении доли сланцевой нефти в потоке до 30 % и использовании деэмульгаторов в следующих минимально эффективных дозировках: Реком 527 м.В – 19,0 г/т; ДИН-8А – 24,9 г/т; Рекод 118Н-1 – 24,4 г/т, процесс деэмульсации в условиях ДНС с УПСВ куста № 201 протекает без осложнений. При использовании деэмульгаторов ДИН-12А в дозировке 21,3 г/т и Decleave F1273 в дозировке 25,0 г/т остаточная обводнённость нефти на I ступени превышает нормативы техрегламента, однако при выходе со II ступени требуемый параметр (менее 0,1 %) достигнут.

При доле сланцевой нефти в потоке 40 и 50 % процесс деэмульсации в условиях ДНС с УПСВ куста № 201 протекает без осложнений в присутствии деэмульгаторов Реком 527 м в дозировке 19,0 г/т, ДИН-8А – 24,9 г/т. Деэмульгаторы ДИН-12А в дозировке 21,3 г/т, Decleave F1273 – 25,0 г/т и Рекод 118Н-1 – 24,4 г/т обеспечивают достижение нормативов технологического регламента по обезвоживанию на II ступени сепарации (менее 0,1 %).

В условиях ЦПС ЦППН-8 ООО «РН-ЮНГ» подготовку нефти до требуемых технологическим регламентом параметров по степени обезвоживания на I и на II ступенях обеспечивают:

– при доле сланцевой нефти в смеси 50 % деэмульгаторы ДИН-12А в дозировке 31,9 г/т; Реком 527 м.В – 19,0 г/т; ДИН-8А – 24,9 г/т; Decleave F1273 – 25,0 г/т; Рекод 118Н-1 – 24,4 г/т;

– при доле сланцевой нефти в смеси свыше 60 % деэмульгаторы ДИН-12А в дозировке 21,3 г/т; Реком 527 м.В – 19,0 г/т; ДИН-8А – 24,9 г/т; Decleave F1273 – 25,0 г/т; Рекод 118Н-1 – 24,4 г/т.

### **5.1 Качество подготавливаемой нефти и сбрасываемой воды**

Определение качества нефти по содержанию хлористых солей и качества сбрасываемой воды по содержанию остаточных нефтепродуктов и механических примесей проводили в присутствии деэмульгаторов ДИН-12А, Реком 527м.В, ДИН-8А, Decleave F1273 и Рекод 118Н-1 в минимально-эффективных в исследованном диапазоне дозировках, при которых были получены удовлетворительные значения остаточной обводнённости подготавливаемой нефти при обезвоживании модельной эмульсии. Время проведения испытания и дозировка реагентов соответствовали технологическим условиям объектов подготовки нефти ДНС с УПСВ куста № 201 и ЦПС ЦППН-8 ООО «РН-ЮНГ». По окончании процесса деэмульсации в нефтяной фазе определяли содержание остаточной воды и хлористых солей, а в водной – содержание нефтепродуктов и количество взвешенных частиц (КВЧ).

Содержание хлористых солей в нефти, определяемое согласно ГОСТ 21534-76 (метод А), составило в исследованной пробе нефти Приобского региона (ЦДНГ-21, куст № 360, скв. № 44757) 302 мг/л, в исходной сланцевой нефти 42 мг/л. Установлено, что все исследуемые деэмульгаторы в минимально эффективных дозировках обеспечивают качество подготавливаемой нефти по остаточной обводнённости, соответствующее нормам технологического регламента. Качество подготавливаемой нефти по содержанию хлористых солей также соответствует нормам технологического

регламента и составляет от 45,6 до 99,4 мг/л в зависимости от соотношения нефтей в смеси и режима обезвоживания.

Определение остаточного содержания нефтепродуктов и механических примесей в воде после деэмульсации проводили согласно требованиям Положения Компании ПАО «НК «Роснефть» ПК № П1-01.05 Р-0339 (версия 1.00).

Установлено, что содержание остаточных нефтепродуктов в воде после деэмульсации с применением деэмульгаторов ДИН-12А, Реком 527м.В, ДИН-8А, Decleave F1273 и Рекод 118Н-1 соответствует требованиям технологического регламента на эксплуатацию на объектах подготовки нефти ДНС с УПСВ куста № 201 и ЦПС ЦППН-8 ООО «РН-ЮНГ» (не более 50 мг/л). Содержание механических примесей в дренажной воде после деэмульсации с тестируемыми деэмульгаторами составило от 1,50 до 13,45 мг/л и соответствует требованиям технологического регламента (не более 30 мг/л).

Таким образом, при увеличении доли сланцевой нефти в общем потоке нефти (в смеси с нефтью пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения) до 50 % применение деэмульгаторов ДИН-12А, Реком 527 м.В, ДИН-8А, Decleave F1273 и Рекод 118Н-1 в соответствующих дозировках обеспечивает требуемое технологическим регламентом качество сбрасываемой воды по содержанию механических примесей и остаточных нефтепродуктов.

## **5.2 Исследование промысловой подготовки нефти на дожимных насосных станциях с установками предварительного сброса воды при изменении свойств поступающей жидкости в результате проведения операций гидравлического разрыва пласта**

Исследование процесса деэмульсации смеси эмульсии нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения проводилось на основе подтоварной воды (68 % объ.) ООО «РН-ЮНГ» и эмульсии сланцевой нефти на основе

фильтрата жидкости ГРП (90, 80, 70, 60 и 50 % объ.) в соотношениях 50 : 50, 60 : 40, 70 : 30, 80 : 20 и 90 : 10. Тестирование проводилось стандартным методом «бутылочная проба» в статическом режиме в температурно-временных условиях ДНС с УПСВ куста № 201 ООО «РН-ЮНГ». Модельные эмульсии готовили согласно Положению ПАО «НК «Роснефть» ПК № П1-01.05 Р-0339 версия 1.00. Фильтрат жидкости ГРП готовили термическим разрушением геля ГРП с его последующей фильтрацией через сито 100 меш. Состав жидкостей, используемых для проведения операций ГРП, приведён в Таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Состав жидкостей гидравлического разрыва пласта

№	Реагент	Класс реагента	Дозировка
1	Fore FWG 7G	полимер-гелеобразователь	3,6 кг/м <sup>3</sup>
2	Fore BCD2	сшиватель	3,2 л/м <sup>3</sup>
3	Fore BLT	брейкер	2,0 л/м <sup>3</sup>
4	Fore BRP-АО	активатор брейкера	1,0 л/м <sup>3</sup>
5	Fore FCS	стабилизатор глин	1,8 л/м <sup>3</sup>
6	Fore E1	деэмульгатор	1,4 л/м <sup>3</sup>
7	АМА-35	бактерицид	0,02 кг/м <sup>3</sup>

Эмульсии на основе нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения и на основе сланцевой нефти смешивали в соотношениях 50:50, 60:40, 70:30, 80:20 и 90:10. В приготовленную смесь дозировали расчётное количество деэмульгатора (Таблица 5.6). Деэмульгаторы использовались в минимальной эффективной дозировке в диапазоне исследованных дозировок.

Полноту обработки эмульсии деэмульгатором оценивали с помощью кривых кинетики отстоя, отражающих относительное количество выделившейся воды и остаточную обводнённость нефти при отстаивании эмульсии в статических условиях.

Таблица 5.6– Используемые деэмульгаторы и их дозировка

№	Деэмульгатор	Дозировка, г/т
1	ДИН-12А	21,3
2	Реком 527 м.В	19,0
3	ДИН-8А	24,9
4	Decleave F1273	25,0
5	Рекод 118Н-1	24,4

Установлено, что при использовании деэмульгатора Рекод 118Н-1 (24,4 г/т) подготовка нефти соответствует требованиям при всех рассмотренных соотношениях смеси и обводнённости добываемой продукции на ДНС с УПСВ куста № 201 Приобского месторождения после проведения операций ГРП. Возможно использование деэмульгаторов ДИН-12А (21,3 г/т), Реком 527 м.В (19,0 г/т), ДИН-8А (24,9 г/т), Decleave F1273 (25,0 г/т) при содержании в общем потоке до 50 % эмульсии сланцевой нефти с обводнённостью 80 и 90 %. При обводнённости эмульсии сланцевой нефти 60 и 70 % деэмульсация протекает без затруднений при содержании в общем потоке не более 10 % эмульсии сланцевой нефти в присутствии деэмульгаторов Реком 527 м.В (19,0 г/т) и Рекод 118Н-1 (24,4 г/т). При доле эмульсии сланцевой нефти в смеси свыше 10 % и использовании других исследованных деэмульгаторов достичь удовлетворительных параметров обезвоживания эмульсии не удалось. Подготовка нефти при 50 % обводнённости эмульсии сланцевой нефти протекает без затруднений лишь в случае содержания в общем потоке не более 10 % эмульсии сланцевой нефти и использовании деэмульгатора Рекод 118Н-1 (24,4 г/т).

#### **Качество подготавливаемой нефти и сбрасываемой воды**

Определение качества нефти по содержанию хлористых солей и качества сбрасываемой воды по содержанию остаточных нефтепродуктов и

механических примесей проводили в условиях, при которых были получены положительные результаты при проведении деэмульсации:

– при обводнённости эмульсии сланцевой нефти 80 и 90 % при всех исследованных соотношениях двух эмульсий, в присутствии всех тестируемых деэмульгаторов;

– при обводнённости эмульсии сланцевой нефти 60 и 70 % при соотношении эмульсии нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения и эмульсии сланцевой нефти равном 90 : 10, в присутствии деэмульгаторов Реком 527м.В и Рекод 118Н-1;

– при обводнённости эмульсии сланцевой нефти 50 % при соотношении эмульсии приобской нефти и эмульсии сланцевой нефти равном 90 : 10, в присутствии деэмульгатора Рекод 118Н-1.

### **Качество нефти**

Определение содержания хлористых солей в нефти проводили в соответствии с ГОСТ 21534-76 (метод А). Установлено, что при обводнённости эмульсии сланцевой нефти 80 и 90 % все исследованные деэмульгаторы в рекомендуемых дозировках обеспечивают качество подготавливаемой нефти по остаточной обводнённости, соответствующее нормам технологического регламента. При обводнённости эмульсии сланцевой нефти 50, 60 и 70 % остаточная обводнёность подготавливаемой нефти соответствовала нормам регламента при использовании деэмульгатора Рекод 118Н-1. Содержание хлористых солей составляло от 68,4 до 99,5 мг/л в зависимости от доли эмульсии сланцевой нефти в смеси.

### **Качество сбрасываемой воды**

Определение остаточного содержания нефтепродуктов и механических примесей в воде после деэмульсации проводили согласно требованиям Положения Компании ПАО «НК «Роснефть» ПК № П1-01.05 Р-0339 (версия 1.00).

Механические примеси представляют собой в основном полимер-гелеобразователь жидкости ГРП. Было исследовано их содержание в

дренажной воде после деэмульсации смесей эмульсии нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения с эмульсией сланцевой нефти с обводнённостью 80 и 90 % при соотношениях 50 : 50, 60 : 40, 70 : 30, 80 : 20 и 90 : 10 в присутствии исследованных деэмульгаторов, а также смесей с обводнённостью 70 % при соотношении 90 : 10. При этом содержание механических примесей в воде составило от 44,23 до 337,4 мг/л в зависимости от доли эмульсии сланцевой нефти в смеси, что превышает требования технологического регламента на объекте подготовки нефти ДНС с УПСВ куста № 201 (не более 30 мг/л).

Содержание механических примесей в дренажной воде после деэмульсации смесей эмульсии нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения с эмульсией сланцевой нефти с обводнённостью 50 и 60 % при соотношении 90 : 10 в присутствии исследованных деэмульгаторов соответствовало требованиям технологического регламента (не более 30 мг/л).

Содержание остаточных нефтепродуктов в воде после деэмульсации смесей эмульсии нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения с эмульсией сланцевой нефти с обводнённостью 90 % при соотношениях 50 : 50, 60 : 40 и 70 : 30 в присутствии всех исследованных деэмульгаторов; смесей эмульсии нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения с эмульсией сланцевой нефти с обводнённостью 90 % при соотношениях 80 : 20 в присутствии деэмульгаторов ДИН-12А, ДИН-8А и Decleave F1273, а также смесей эмульсии нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения с эмульсией сланцевой нефти с обводнённостью 80 % при соотношениях 50 : 50, 60 : 40 и 70 : 30 в присутствии исследованных деэмульгаторов превышает требования технологического регламента (не более 50 мг/л).

Повышенное содержание остаточных нефтепродуктов вероятно обусловлено сорбционными свойствами полимера-гелеобразователя, поскольку концентрация остаточных нефтепродуктов находится в прямой

зависимости от содержания в воде механических примесей, большую долю которых составляет полимер-гелеобразователь. Содержание остаточных нефтепродуктов в дренажной воде после деэмульсации смесей эмульсии нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения с эмульсией сланцевой нефти с обводнённостью 90 % при соотношениях 90 : 10, в присутствии всех исследованных деэмульгаторов при соотношениях 80 : 20, в присутствии деэмульгаторов Реком 527 м.В и Рекод 118Н-1; смесей эмульсии с обводнённостью 80 % при соотношениях 90 : 10 и 80 : 20, в присутствии всех исследованных деэмульгаторов; смесей эмульсии с обводнённостью 50, 60 и 70 % при соотношениях 90 : 10, в присутствии всех исследованных деэмульгаторов, соответствовало требованиям технологического регламента (не более 50 мг/л).

Таким образом, подготавливаемая нефть по содержанию хлористых солей соответствует нормам технологического регламента. Содержание хлористых солей составляет от 68,4 до 100,5 мг/л в зависимости от доли эмульсии сланцевой нефти в смеси. Марка применяемого деэмульгатора при этом не оказывает существенного влияния на количественные показатели содержания хлористых солей в нефти.

Сбрасываемая вода содержит большое количество механических примесей, основную долю которых составляет полимер-гелеобразователь жидкости ГРП и остаточных нефтепродуктов за счёт сорбции их полимером-гелеобразователем. Марка применяемого деэмульгатора не оказывает существенного влияния на количественные показатели содержания механических примесей и остаточных нефтепродуктов в воде, при этом данные параметры коррелируют друг с другом.

Таким образом, осложнения процесса добычи сланцевой нефти, в частности Приобского месторождения, не оказывают существенного влияния на подготовку нефти, и могут быть решены с применением рекомендуемых деэмульгаторов. Наиболее эффективными реагентами для деэмульсации нефти в зависимости от соотношения смеси сланцевая – нефть пластов АС<sub>9</sub> –

АС<sub>11</sub> Приобского месторождения, являются деэмульгаторы Реком 527 м.В в дозировке 19,0 г/т, ДИН-8А в дозировке 24,9 г/т, Decleave F1273 в дозировке 25,0 г/т, Рекод 118Н-1 в дозировке 24,4 г/т, ДИН-12А в дозировке 21,3 г/т.

### **Выводы по главе 5**

1 Представлены результаты исследования процесса подготовки смеси сланцевой нефти баженовской свиты и нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения в различных соотношениях, при соблюдении условий технологического режима подготовки нефти на месторождении. Выявлены деэмульгаторы, обеспечивающие необходимую степень обезвоживания смесей сланцевой и нефти пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения различного состава, обеспечивающие необходимое качество нефти и сбрасываемой воды по содержанию остаточных нефтепродуктов и механических примесей.

2 Показано, что осложнения процесса добычи сланцевой нефти, в частности Приобского месторождения, не оказывают существенного влияния на подготовку нефти, и могут быть решены с применением рекомендуемых деэмульгаторов. Наиболее эффективными реагентами для деэмульсации нефти в зависимости от соотношения смеси сланцевая нефть – нефть пластов АС<sub>9</sub> – АС<sub>11</sub> Приобского месторождения являются деэмульгаторы Реком 527 м.В в дозировке 19,0 г/т, ДИН-8А в дозировке 24,9 г/т, Decleave F1273 в дозировке 25,0 г/т, Рекод 118Н-1 в дозировке 24,4 г/т, ДИН-12А в дозировке 21,3 г/т.

## 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

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  $t_{\text{нпн}} = 9,7 \text{ } ^\circ\text{C}$ , 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.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

- АСПВ – асфальтосмолопарафиновые вещества;
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- АВПД – аномально высокое пластовое давление;
- ВНЭ – водонефтяная эмульсия;
- ГНО – глубинно насосное оборудование;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГС – горизонтальные скважины;
- ГФ – гидрофобизатор;
- ДВПД – модель де Ваарда Лотца-Дакстада;
- ДНС – дожимная насосная станция;
- ДТА – дифференциальный термический анализ;
- ЖГ – жидкость глушения скважин;
- ИС – ингибитор солеотложения;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- МПВ – модель пластовой воды;
- НК – нефтяная компания;
- НКТ – насосно компрессорные трубы;
- НС – неорганические соли;
- ООО – общество с ограниченной ответственностью;
- ОПЗ – обработка призабойной зоны скважины;
- ОФ – осложнённый фонд скважин;
- ОПЕК – организация стран экспортёров нефти;
- ПАВ – поверхностно активное вещество;
- ПАО – публичное акционерное общество;
- ПЗП – призабойная зона скважины;
- pH – логарифмический показатель концентрации ионов водорода;
- ПУ – парафиновые углеводороды;
- РФА – рентгенофлуоресцентный анализ;

СНО – средняя наработка на отказ насосного оборудования;

СУДР – специальное устройство дозирования реагентов;

ТЖГ – тяжёлая жидкость глушения скважин;

ТРИЗ – трудно извлекаемые запасы;

УВ – жидкие углеводороды;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЦППН – центральный пункт подготовки нефти;

ЦПС – центральный пункт сбора нефти;

$CR$  – скорость коррозии;

$CII$  – Colloidal Instability Index, индекс нестабильности ;

$CSI$  – Colloidal Stability Index, индекс стабильности;

$NPV$  – чистый дисконтируемый доход;

$SI$  – индекс насыщенности воды;

$SR$  – степень перенасыщенности раствора;

$t_{нип}$  – температура насыщения нефти парафином.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

- 1 Аксельрод, С. М. Добыча сланцевой нефти: состояние и перспективы (по материалам зарубежной прессы) / С. М. Аксельрод // Каротажник. – 2013. – № 8. – С. 94-130.
- 2 Ампилов, Ю. Сланцевая нефть России. Перспективы добычи в условиях санкций и падения цен на нефть / Ю. Ампилов // Oil & Gas Journal Russia. – 2015. – № 3. – С. 24-30.
- 3 Бауков, С. С. Формации горючих сланцев / С. С. Бауков, Б. А. Колтуков // Таллин, Валус. 1973а. – 2015. – Март. – С. 24-30.
- 4 Якуценя, В. П. Нетрадиционные источники углеводородного сырья / В. П. Якуценя // М.: Недра, 1989.
- 5 Мингареев, Р. Ш. Эксплуатация месторождений битумов и горючих сланцев / Р. Ш. Мингареев, И. И. Тучков // М., Недра, 1980, 572 с. с илл.
- 6 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. 20-42.
- 7 Bogoyavlensky, V. I. New Methods and Technology in Development and Production of Oil and Gas – Onshore and Offshore / V. I, Bogoyavlensky, T. A. Budagova, A. V. Bezhencev // Geopetrol, Krakov. – 2010. – pp. 407-419.
- 8 Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике: пер. И. И. Вафин; ред. А. Г. Загуренко / М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько // М.: Ижевск: Изд-во. ИКИ, 2007, 236 с.
- 9 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.

10 Сурков, В. С. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / В. С. Сурков // Новосибирск: Наука, 2005, 198 с.

11 Занин, Ю. Н. Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна / Ю. Н. Занин, А. Г. Замирайлова, В. Г. Эдер // Литосфера. – 2005. – № 4. – С. 118-135.

12 Шурыгин, Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков // Новосибирск: изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000, 480 с.

13 Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова, Б. Н. Шурыгин, Н. Г. Вакуленко, Е. А. Гайдебурова, В. П. Данилова, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, Е. А. Костырева, В. И. Москвин, П. А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972-1012.

14 Конторович, А. Э. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты / А. Э. Конторович, В. Н. Меленевский, Ю. Н. Занин, А. Г. Замирайлова, В. А. Казаненков, В. В. Казарбин, Е. Н. Махнева, Л. С. Ямкова // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 11. – С. 1477-1491.

15 Нестеров, И. И. Нефть чёрных сланцев / И. И. Нестеров // Изв. Вузов. Нефть и газ. – 1997. – С. 36-51.

16 Евик, В. Н. Механизм формирования коллекторской ёмкости и залежей нефти в чёрных сланцах олигоцена Центрального Предкавказья / В. Н. Евик, А. В. Бочкарёв // Геохимия, минералогия и литология черных сланцев: Сыктывкар. – 1987. – С. 115-116.

17 Афанасьев, И. С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешённые проблемы / И. С. Афанасьев, Е. В. Гаврилова, Е. М. Бирун, Г. А. Калмыков, Н. С. Балущкина // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2019. – Декабрь.

18 Кузьмин, Ю. А. Особенности геологического строения, оценки и учёта в госбалансе запасов углеводородов в отложениях баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа-Югры / Ю. А. Кузьмин, Н. В. Садат // Вестник недропользователя ХМАО. – 2011. – № 24.

19 Степанов, В. П. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения / В. П. Степанов и др. // Геофизика. – 2007. – № 4.

20 Нестеров, И. И. Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири / И. И. Нестеров // Сборник научных трудов. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1985.

21 Lopatin, N. V. Unconventional oil accumulations oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A Self-Sourced Reservoir System / N. V. Lopatin, S. L. Zubairaeve, I. M. Kos, T. P. Emets, E. A. Romanov, O. V. Malchikhina // Journal of Petrology Geology. – 2003. – Vol. 26. – pp. 225-244.

22 Ulmishek, G. F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian basin, Russia / G. F. Ulmishek // U.S. Geological Survey Bulletin, 2201 G. – Reston: Virginia, 2003.

23 Геологический отчёт о результатах работ, выполненных по проекту «Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно-Сибирской НГП (нетрадиционные источники сланцевой нефти) с выделением перспективных зон и участков на основе разработки и совершенствования критериев её потенциальной продуктивности и методических подходов к оценке прогнозных ресурсов». – М., 2016, Гос.рег. № 643-14-472.

24 Лобусёв, А. В. Баженовская свита – дополнительный источник углеводородного сырья в Западной Сибири / А. В. Лобусёв, М. А. Лобусёв, Ю. А. Вертиевец, Л. С. Кулик // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 28-31.

25 Полякова, И. Д. Баженовская свита – источник промышленных нефтей и жирных газов в титоннеокамских отложениях Южно-Карского

региона / И. Д. Полякова, В. И. Богоявленский // Доклады Академии наук. – 2011. – том 440. – № 1. – С. 105-110.

26 Особенности подсчёта запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири / Сборник научных трудов: Тюмень, СибНИИНП, 1985.

27 Мкртчян, О. М. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносности отложений Западной Сибири / О. М. Мкртчян, Л. Л. Трусов, Л. М. Белкин, В. А. Дёгтев. – М.: Наука, 1987.

28 Брадучан, Ю. В. Баженовский горизонт Западной Сибири / Ю. В. Брадучан, А. В. Гольберг, Ф. Г. Гурари и др. // Новосибирск: Наука, 1986.

29 Нежданов, А. А. Зоны аномальных разрезов баженовского горизонта Западной Сибири / А. А. Нежданов // Труды ЗапСибНИГНИ, 1985, № 6.

30 Ясович, Г. С. Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья / Г. С. Ясович // Труды ЗапСибНИГНИ, 1981, № 166.

31 Хабаров, В. В. Аномальные разрезы баженовской свиты Западной Сибири / В. В. Хабаров, Г. С. Кузнецов // Нефть и газ. – 2001. – № 4.

32 Лобусёв, А. В. Геолого-промысловое обоснование промышленного освоения залежей углеводородов баженовской свиты Западной Сибири / А. В. Лобусёв, И. П. Чоловский, М. А. Лобусёв, Ю. В. Бирюкова, Ю. А. Вертиевец // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 3.

33 Лобусёв, А. В. Использование попутного газа для разработки залежей углеводородов баженовской свиты Западной Сибири / А. В. Лобусёв, И. П. Чоловский, М. А. Лобусёв, Ю. А. Вертиевец // Газовая промышленность – 2010. – 644 с.

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

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

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

37 Смолянец, Е. Ф. Осложнения в добыче нефти и борьба с ними / Е. Ф. Смолянец, А. Г. Телин, О. Э. Кузнецов, Л. А. Мамлеева, Н. П. Кузнецов, В. Р. Госсман // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 36-39.

38 Кузнецов, Н. П. Совершенствование технологий предупреждения парафиносолевых отложений и коррозии в нефтепромысловом оборудовании (на примере ООО «Юганскнефтегаз»): Дис. канд. техн. наук: Уфа, 1999. – 130 с.

39 Иксанов, И. М. Физическое моделирование фазового состояния парафинов в пористой среде и свободном объеме при изменении термобарических условий / И. М. Иксанов, А. И. Волошин, В. В. Рагулин, А. Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 18-21.

40 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.

41 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.

42 Абашев, Р. Г. Дезэмульсация нефти и ингибирование парафиноотложений химическими реагентами комплексного действия: Дис. канд. техн. наук: Пермь, 1986. – 264 с.

43 Мазепа, Б. А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений / Б. А. Мазепа – М.: Недра, 1972. – 120 с.

44 Рагулин, В. А. Исследование особенностей изменения температуры насыщения нефти парафином и разработки рекомендаций по предупреждению его отложения: Дис. канд. техн. наук: Уфа, 1980. – 164 с.

45 Галлямов, А. К. О влиянии асфальтосмолистых веществ на интенсивность запарафинивания нефтепроводов / А. К. Галлямов, А. Ф. Юкин, Б. Н. Мاستабаев // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 3. – С. 42-43.

46 Хабибуллин, З. А. Борьба с парафиноотложениями в нефтедобыче / З. А. Хабибуллин, З. М. Хусаинов, Г. А. Ланчаков – Уфа: УГНТУ, 1992. – 105 с.

47 Шамрай, Ю. В. Повышение эффективности технологических процессов добычи нефти на основе разработки и внедрения комплексных углеводородных составов для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: Дис. канд. техн. наук.– Казань, 1990.

48 Долломатов, М. Ю. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальтосмолистых веществ / М. Ю. Долломатов, А. Г. Телин, М. Ю. Ежов, Н. И. Хисамутдинов и др. – М.: ЦНИИТЭНефтехим, 1991. – 47 с.

49 Солодов, А. В. Состояние и перспективы развития химических методов защиты нефтепромыслового оборудования от соле- и парафиноотложений / А. В. Солодов, Н. В. Биксентаева, Л. М. Оленев // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 12. – С. 24-28.

50 Антипин, Ю. В. Предотвращение осложнений при добыче обводнённой нефти / Ю. В. Антипин, М. Д. Валеев, А. Ш. Сыртланов – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. – 168 с.

51 Кашавцев, В. Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, Ю. П. Гаттенбергер, С. Ф. Люшин. – М.: Недра, 1985. – 215 с.

52 Люшин, С. Ф. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С. Ф. Люшин, А. А. Глазков, Г. В. Галеева // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып. 11. – 100 с.

53 Макаров, В. Н. Применение гидродинамических преобразователей для защиты ЭЦН от отложений кальцита / В. Н. Макаров, В. Н. Сергеев, Л. Н. Макарова // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 7. – С. 11-12.

54 Маринин, Н. С. Отложение солей и борьба с ними на месторождениях Западной Сибири / Н. С. Маринин, Г. В. Ярышев, В. А. Ершов // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 5. – С. 53-54.

55 Емков, А. А. Стабилизация жёстких вод химическими реагентами / А. А. Емков // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 5. – С. 45-47.

56 Саакиян, Л. С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. Справочник рабочего / Л. С. Саакиян, А. П. Ефремов, И. А. Соболева и др. – М.: Недра, 1985. – 206 с.

57 Alimohammadi, S. A comprehensive review of asphaltene deposition in petroleum reservoirs: Theory, challenges, and tips / S. Alimohammadi, S. Zendehboudi, L. James // Fuel 252 (2019). – pp. 753-791.

58 Пономарёв, А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А.И. Пономарёв; отв. ред. А.Э. Конторович; ОАО «Газпром», ООО Уренгойгазпром. – Новосибирск: Изд-во СО РПН. – 2007. – 236с.

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

60 Alnaimat, F. Wax deposition and prediction in petroleum pipelines / F. Alnaimat, M. Ziauddin // *J. Pet. Sci. Eng.* – 2020. – V. 184, 106385. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106385>.

61 Coutinho João, A. P. The Limitations of the Cloud Point Measurement Techniques and the Influence of the Oil Composition on Its Detection / A. P. Coutinho João, Jean-Luc. Daridon // *Petroleum Science and Technology.* – 2005. – No. 23:9 –10. – pp. 1113-1128 <http://dx.doi.org/10.1081/LFT-200035541>

62 Kok, M. V. Comparison of wax appearance temperatures of crude oils by differential scanning calorimetry, thermomicroscopy and viscometry / M. V. Kok, J. M. Letoffe, P. Claudy, D. Martin, M. Garcin, J. L. Volle // *Fuel.* – 1996. – V. 75. – No. 7. – pp. 787-790.

63 Japper-Jaafar, A. A new perspective on the measurements of wax appearance temperature: Comparison between DSC, thermomicroscopy and rheometry and the cooling rate effects / A. Japper-Jaafar, P. T. Bhaskoro, Z. S. Mior // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* – 2016. – V. 147. – pp. 672-681.

64 Da Silva, V. M. Paraffin solubility and calorimetric data calculation using Peng-Robinson EoS and modified UNIQUAC models / V. M. da Silva, R. P. do Carmo, F. P. Fleming, J. L. Daridon, J. Pauly, F. W. Tavares // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* – 2017. – No. 156. – pp. 945–957.

65 Sousa, A. L. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review / A. L. Sousa, H. A. Matos, L. P. Guerreiro // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.* – 2019. – V. 9. – pp. 2091–2107.

66 Волков, М. Г. Совершенствование метода оценки глубины отложения асфальтосмолопарафиновых компонентов нефти в НКТ нефтедобывающих скважин / М. Г. Волков, Ю. В. Зейгман // *Нефтяное хозяйство.* – 2021. – № 05. – С.114-117.

67 Douglas, J. Seifert. Black Oil, Heavy Oil and Tar in One Oil Column Understood by Simple Asphaltene Nanoscience / J. Seifert Douglas, Zeybek Murat, Dong Chengli, Y. Zuo Julian, C. Mullins Oliver // *SPE 161144*, 2012.

68 Прозорова, И. В. Влияние температуры и степени обводнённости нефти на состав асфальтосмолопарафиновых отложений / И. В. Прозорова, Н. В. Кирбижекова, Н. В. Юдина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2011. – № 3. – С. 18-21.

69 Piroozian, A. Effect of emulsified water on the wax appearance temperature of water-in-waxy-crude-oil emulsions / A. Piroozian, M. Hemmati, I. Ismail, M. A. Manan, A. E. Bayat, R. Mohsin // Thermochimica Acta. – 2016. – V. 637. – pp. 132-142 <http://dx.doi.org/10.1016/j.tca.2016.05.014>.

70 Миллер, В. К. Влияние степени обводнённости и минерализации водной фазы на образование асфальтосмолопарафиновых отложений из нефтей месторождений Удмуртии / В. К. Миллер, Л. В. Иванова, Ю. А. Пугачёва, В. Н. Кошелев // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2015. – № 3 (280). – С. 117-126.

71 Галлямов, А. К. О влиянии асфальтосмолистых веществ на интенсивность запарафинивания нефтепроводов / А. К. Галлямов, А. Ф. Юкин, Б. Н. Местабаев / Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 3. – С. 42-43.

72 Муравьёв, И. М. О кристаллизации парафина в растворе в присутствии ПАВ / И. М. Муравьёв, И. А. Оськин, И. Т. Мищенко // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 12. – С. 48-51.

73 Оськин, Н. А. О роли асфальтенов в процессе кристаллизации парафина / Н. А. Оськин // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 10. – С. 46-47.

74 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.

75 Колпаков, В. В. Нефтеносность и геологическое строение нормального и аномального разрезов баженовской свиты Когалымского региона / В. В. Колпаков, Д. А. Спиридонов, Г. Х. Шайхутдинова, Я. Х.

Саетгалеев, Н. А. Койнова, Т. Р. Галиев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 5-17.

76 Gusman, R. Methods for determining asphaltene stability in crude oils / R. Gusman, J. Ancheyta, F. Trejo, S. Rodrigues // Fuel. – 2017. – V. 188. – pp. 530–543.

77 Лопатин, Н. В. Баженовская нефтяная система в зоне сочленения Сургутского и Няминского сводов Западной Сибири / Н. В. Лопатин, И. М. Кос, Т. П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 1. – С. 18-37.

78 Hunt J.M. // J. Petroleum Geochemistry and Geology.: – New York, 1996. – 742 p.

79 Asomaning, S. Test methods for determining asphaltene stability in crude oils / S. Asomaning // Petroleum science and technology. – 2003. – V. 21. – pp. 581-590.

80 Stankiewicz, A. B. Prediction of asphaltene deposition risk in E&P operations. In: Third International Symposium on Mechanisms and Mitigation of Fouling in Petroleum and Natural Gas Production / A. B. Stankiewicz, M. D. Flannery, N. Q. Fuex, G. Broze, J. L. Couch, S. T. Dubey, S. D. Iyer // 2002. New Orleans, AIChE.

81 De Boer, R. B. Screening of crude oils for asphalt precipitation: theory, practice, and the selection of inhibitors / R. B. De Boer, K. Leerlooyer, M. R. P. Eigner, A. R. D. Bergen // SPE Prod Fac. – 1995. – V.10. – pp. 1–10.

82 Александров, А.Н. Определение температуры насыщения нефти парафином модельных растворов нефти / А. Н. Александров, М. К. Рогачёв // Международный научно-исследовательский журнал, № 06 (60), С.103-107.

83 Мордвинов, В. А. Методика оценки глубины начала интенсивной парафинизации скважинного оборудования / В. А. Мордвинов, М. С. Турбаков, А. А. Ерофеев // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 112-115.

84 Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложнённых условиях / М. Н. Персиянцев. – М.: «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

85 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. – № 5. – С. 6-16.

86 Satter, A. Unconventional oil reservoirs. In book Reservoir Engineering / A. Satter, G. M. Iqbal // The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries. – 2016. – pp. 373-387.

87 Искрицкая, Н. И. Основные тенденции освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Российской Федерации / Н. И. Искрицкая, В. Н. Макаревич, А. А. Щепочкина // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 62-66.

88 Voloshin, A. I. Scaling Problems in Western Siberia / A. I. Voloshin, V. V. Ragulin, N. E. Tyabayeva, I. I. Diakonov, E. J. Mackay // SPE 80407. 5th International Symposium on Oilfield Scale. – Aberdeen, 2003.

89 Amjad, Z. An overview the science and technology of industrial water treatment. Ch.1. Mineral scales and deposits / Z. Amjad, P. G. Koutsoukos // An Overview. – 2010. – Vol. 1. – P. 1.

90 Кашавцев, В. Е. Солеобразование в добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – М.: Орбита, 2004. – 432 с.

91 Рагулин, В. В. Мониторинг осложнений в процессе нефтедобычи и разработка эффективных технологий их предупреждения в дочерних обществах ОАО «НК «Роснефть» / В. В. Рагулин, А. И. Волошин, И. М. Ганиев, Е. Ю. Невядовский, А. А. Даминов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 60–64.

92 Poynton, N. Squeezing scale inhibitors to protect electric submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs / N. Poynton, A. Miller, D. Konyukhov, A. Leontieff, I. Ganiev, A. Voloshin // SPE Russian oil and gas technical conference and exhibition. – 2008. – № 1. DOI: 10.2118/115195-ru.

93 Гарифуллин, А. Р. Опыт применения технологии Mini squeeze для защиты скважины от солеотложения при выводе на режим в ООО «РН–

Юганскнефтегаз» / А. Р. Гарифуллин, Е. Ю. Невядовский, А. И. Волошин, М. В. Чурбанова, В. В. Рагулин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 51-53.

94 Voloshin, A. Technical and economic strategy in the scale deposition management is an important factor in enhancement the efficiency of oil production / A. Voloshin, V. Ragulin, I. Ganiev, E. Neviadovskyi // SPE 138066. SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – 2010. – pp. 1269-1274.

95 Казак, Е. С. Минерализация и макрокомпонентный состав поровых вод пород бажендовской, ачимовской и георгиевской свит (по данным водных вытяжек) / Е. С. Казак, Н. А. харитоновна, А. В. Казак // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. – 2018. – № 5. – С.100-116.

96 El-Said, M. T. Abdel-Moghny Analysis of oilfield waters by ion chromatography to determine the composition of scale deposition / M. El-Said, M. Ramzi // Desalination. – 2009. – V. 249. – Issue 2, 15 December. – pp. 748-756.

97 Огнева, А. С. Особенности борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти бажендовской 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. 76.

98 Bazin, B. Sommer Chemistry of oil-field brines in relation to diagenesis of reservoirs 1. Use of mineral stability fields to reconstruct in situ water composition / B. Bazin, É. Brosse // F. Marine and Petroleum Geology. – 1997. – V. 14. – Issue 5, August. – pp. 481-495.

99 Plummer, L. The solubilities of calcite, aragonite and vaterite in CO<sub>2</sub> – H<sub>2</sub>O solutions between 0 and 90 °C, and an evaluation of the aqueous model for the system CaCO<sub>3</sub>–CO<sub>2</sub>–H<sub>2</sub>O / L. Plummer, N. E. Busenberg // Geochim. Cosmochim. – 1982. – Acta 46. – pp. 1011-1040.

100 Sincero, A. P. Water stabilization, in: Physical–Chemical Treatment of Water and Wastewater / A. P. Sincero, G. A. Sincero // IWA Publisher and CRC Press. – 2003, London, UK.

101 Mohamed, A. S. Remediation of Well Impaired by Complex Organic Deposits Embedded with Naphthenate and Contaminated with Inorganics / A. S. Mohamed, S. S. Alian, J. Singh, R. Singh, A. Goyal, G. Munainni // OTC-26524. – 2016.

102 Wylde, J. J. Halite Scale Formation Mechanisms, Removal and Control: A Global Overview of Mechanical, Process and Chemical Strategies / J. J. Wylde, J. L. Slayer // SPE 164081. – 2013.

103 Stamatakis, E. Scale prediction in liquid flow through porous media: A geochemical model for the simulation of CaCO<sub>3</sub> deposition at the near-well region / E. Stamatakis, A. Stubos, J. Muller // J. of Geochemical Exploration. – 2011. – Vol. 108. – № 2. – pp. 115-125.

104 Fakhreeva, A. V. Production of Ethanolamine Salts and Amides of Carboxymethyl Cellulose (Promising Reagents for Oil Production) / A. V. Fakhreeva, A. I. Voloshin, Yu. V. Tomilov, V. A. Dokichev // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 459. – 2020. – 052050.

105 Elichev, V. A. Scale Deposition Prediction for Pump Design in Oil Wells / V. A. Elichev, A. I. Voloshin, O. Latypov, A. S. Topolnikov, K. L. Gotvig, R. Khabibullin // SPE 135084. – 2010.

106 Wang, L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs / L. Wang // Advances in Colloid and Interface Science. – 2019. [doi.org/10.1016/j.cis.2019.102087](https://doi.org/10.1016/j.cis.2019.102087).

107 Сашнёв, И. А. Испытания полимерных материалов для защиты центробежных насосов от солеотложения / И. А. Сашнёв, В. В. Митюнин, В. А. Захаров // Тр. СибНИИНП. – Тюмень. – 1981. – Вып. 22. – С. 25-29.

108 Маринин, Н. С. Методы борьбы с отложением солей / Н. С. Маринин, Г. М. Ярышев, С. А. Михайлов и др. // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1980. – 56 с.

109 Волошин, А. И. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче // А. И. Волошин, В. Н. Гусаков, А. В. Фахриева, В. А. Докичев // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №11. – С. 60-72.

110 Волошин, А. И. Способ предотвращения отложения неорганических солей / А. И. Волошин, В. В. Рагулин, И. М. Ганиев, А. С. Малышев, Р. А. Ягудин // Патент на изобретение RU 2484238 С1, 10.06.2013. Заявка № 2012105501/03 от 16.02.2012.

111 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.

112 Соболева, Е. В. Формирование состава нефтей пласта Ю<sub>0</sub> Баженовской свиты Салымского месторождения / Е. В. Соболева // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 2. – С. 144-154. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1>.

113 Маркин, А. Н. СО<sub>2</sub> – коррозия нефтепромыслового оборудования / А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов / М.: ВНИОЭНГ, – 2003, 188 с.

114 Ткачёва, В. Э. Локальная углекислотная коррозия углеродистых и низколегированных сталей в нефтепромысловых системах / В. Э. Ткачёва, А. Н. Маркин, А. Ю. Пресняков, А. И. Волошин, А. Ф. Дресвянников // Вестник КНИТУ. – 2020. – № 12. – С. 65-75.

115 Казак, Е. С. Минерализация и макрокомпонентный состав поровых вод пород баженовской, ачимовской и георгиевской свит (по данным водных вытяжек) / Е. С. Казак, Н. А. Харитоновна, А. В. Казак // Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология. – 2018. – № 5. – С.100-110.

116 de Waard, C. Influence of liquid flow velocity on CO<sub>2</sub> corrosion: A semi-empirical model / C. de Waard, U. Lotz., A. Dugstad // Paper No. 128 presented at the NACE CORROSION95 conference, Houston, Texas, 1995.

117 CO<sub>2</sub> Corrosion Rate Calculation Model // Norsok Standard, M-506, Norway, 2005.

118 Mansoori, H. Influence of calcium and magnesium ions on CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in oil and gas production systems - A review / H.

Mansoori, D. Young, B. Brown, M. Singer // J. Natural Gas Sci. and Eng. – 2018. V59. – pp. 287–296.

119 Краевский, Н. Н. Выбор технологии глушения скважин для сложных геолого-технологических условий / Н. Н. Краевский, Р. А. Исламов, Ю. Б. Линд // Нефтегазовое дело. – 2020. Т. 18. – № 4. – С. 16-26.

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ**

**Справка о внедрении результатов диссертационных исследований**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-БАШНИПИНЕФТЬ»**  
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)

Общество с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть»  
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)  
ул. Ленина, 86/1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450006  
тел. +7 (347) 293-60-10, факс +7 (347) 292-66-39, E-mail: mail@bnipi.rosneft.ru  
КПП 027801001 ОГРН 1060278107780 ИНН 0278127289

«РН-БашНИПИнефть» ҡуапыллығы сикленген йәмғиәте  
(«РН-БашНИПИнефть» ЯСЙ)  
Ленин ур., 86/1, Өфө ҡ., Башҡортостан Республикаһы, 450006  
тел. +7 (347) 293-60-10, факс +7 (347) 292-66-39, E-mail: mail@bnipi.rosneft.ru  
КПП 027801001 ОГРН 1060278107780 ИНН 0278127289

от 27.04.2024 № МД-10828  
на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

В Диссертационный совет Д 24.2.428.03  
при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет»  
ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, РБ, Россия, 450062

**СПРАВКА**

о внедрении результатов диссертационной работы  
Огневой Александры Сергеевны

Настоящей справкой ООО «РН-БашНИПИнефть» подтверждает, что результаты диссертационной работы Огневой Александры Сергеевны на тему «Особенности технологических осложнений и методы их предотвращения при добыче нефти баженовской свиты Западной Сибири» на соискание учёной степени кандидата технических наук, используются при выполнении исследовательских работ, направленных на анализ и рекомендации по эксплуатации скважин баженовской свиты Приобского месторождения.

Заместитель генерального директора  
по технологическому развитию  
и инновациям, к.т.н.



Максим Сергеевич Антонов