

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

ХУСАИНОВА Дина Анасовна

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ
СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЯНЫХ
СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНГИБИТОРОВ
КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
к.т.н., доцент
Мардашов Д.В.

Санкт-Петербург – 2018 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫПАДЕНИЯ СОЛЕЙ И КОРРОЗИОННЫХ РАЗРУШЕНИЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	11
1.1 Анализ осложнений, возникающих при разработке нефтяных месторождений	11
1.1.1 Анализ причин образования неорганических солей	13
1.1.2 Анализ причин протекания углекислотной коррозии в скважинах на нефтяных месторождениях Западной Сибири	17
1.2 Анализ и перспективы применения современных методов предотвращения образования солеотложений и коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования	20
1.2.1 Методы предотвращения солеотложений в нефтяных скважинах.....	20
1.2.2 Методы предотвращения коррозионных процессов в нефтяных скважинах.....	24
1.3 Опыт применения ингибиторов для предотвращения отложений солей и коррозии нефтепромыслового оборудования	27
1.4 Оценка эффективности существующих технологий предотвращения осложнений с применением химических реагентов.....	30
1.4.1 Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство.....	31
1.4.2 Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью поверхностных дозирующих устройств.....	31
1.4.3 Установка погружных скважинных контейнеров с ингибитором в составе скважинного оборудования.....	32
1.4.4 Использование капсулированных ингибиторов	32
1.4.5 Задавка ингибиторов в пласт	32
1.5 Оценка взаимовлияния различных химических реагентов на их эффективность	35

Выводы к главе 1	36
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ	38
2.1 Методики определения физико-химических свойств	41
2.1.1 Методика определения внешнего вида.....	41
2.1.2 Методика определения плотности	41
2.1.3 Методика определения кинематической вязкости	41
2.1.4 Методика определения термостабильности.....	42
2.1.5 Методика определения температуры застывания	42
2.1.6 Методика определения водородного показателя.....	43
2.1.7 Методика определения массовой доли сухого остатка.....	43
2.1.8 Методика определения аминного числа несвязанных аминов	44
2.2 Методики определения технологических свойств	44
2.2.1 Методика оценки совместимости с моделью пластовой воды	44
2.2.2 Методика оценки совместимости с жидкостями глушения	45
2.3 Методики определения защитных свойств	45
2.3.1 Методика определения эффективности ингибирования солевых отложений	45
2.3.2 Методика определения эффективности ингибирования ускоренной коррозии	48
2.4 Методика исследования межфазного натяжения водных и солевых растворов ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на границе с углеводородной жидкостью	52
2.5 Методика исследования влияния растворов ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на набухание глинистых частиц	54
2.6 Методика исследования гидрофобизирующих свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия	55
2.7 Методика исследования диффузионных свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.....	57

2.8 Методика фильтрационных исследований ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.....	57
2.9 Методика обработки экспериментальных данных.....	64
Выводы к главе 2.....	66
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНГИБИТОРА КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ.....	67
3.1 Разработка композиции ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.....	67
3.2 Результаты исследований физико-химических и технологических свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.....	70
3.3 Результаты исследований эффективности ингибирования солевых отложений и углекислотной коррозии.....	71
3.4 Результаты исследований влияния ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на межфазное натяжение.....	75
3.5 Результаты исследований влияния ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на степень набухания глинистых частиц.....	78
3.6 Результаты исследований гидрофобизирующих свойств ингибитора комплексного действия.....	81
3.7 Результаты исследований диффузионных свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.....	83
3.8 Результаты фильтрационных исследований ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.....	86
3.9 Результаты исследований адсорбционно-десорбционных характеристик ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.....	89
Выводы к главе 3.....	91
ГЛАВА 4 ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНГИБИТОРА КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ.....	93

4.1 Описание технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии в нефтяных скважинах	93
4.2 Сравнительный анализ стоимости защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений и коррозии.....	96
4.3 Основные требования к правилам безопасности и защите окружающей среды	99
Выводы к главе 4	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	104
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	106

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований

На современном этапе развития нефтегазовой промышленности России проблема солеотложений в системе «призабойная зона пласта (ПЗП) – скважина» и коррозии внутрискважинного оборудования (ВСО) является актуальной при разработке нефтяных месторождений. Следует отметить, что для условий Западной Сибири отложения солей и углекислотная коррозия являются одними из основных факторов, осложняющих эксплуатацию нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Основной причиной отложения солей и коррозии оборудования является попутная вода, добываемая совместно с нефтью. Одновременное присутствие в водной фазе продукции скважин бикарбонат- и карбонат-ионов обуславливает возможность протекания углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования и образования труднорастворимых осадков карбоната кальция на рабочих органах насосов. С целью профилактики возникающих осложнений наиболее часто применяются химические реагенты различного назначения, совместимость которых между собой играет важную роль для обеспечения эффективной защиты оборудования. Однако взаимовлияние друг на друга различных реагентов, применяющихся при разработке нефтяных месторождений, зачастую не учитывается, так как оценка совместимости требует проведения комплекса дополнительных лабораторных и полевых испытаний.

Одним из решений задач по снижению рисков негативного взаимного влияния реагентов может являться применение ингибиторов комплексного действия, использование которых направлено на предотвращение одновременно нескольких видов осложнений эксплуатации скважин.

Вопросами изучения проблем отложения неорганических солей и протекания коррозионных процессов, а также разработкой методов борьбы с данными осложнениями занимались отечественные и зарубежные ученые: Бабалян Г.А., Волошин А.И., Габдрахманов А.Г., Гатенбергер Ю.В., Глущенко В.Н., Гуськова И.А., Дембровский М.А., Ибрагимов Л.Х.,

Кашавцев В.Е., Люшин С.Ф., Лялина Л.Б., Малухин В.В., Маркин А.Н., Мищенко И.Т., Низамов Р.Э., Розенфельд И.Л., Суховерхов С.В., Торопчинов А.Н., Тихонов Г.М., Schaschl E., Litter R.L., Stiff H.A., Tomson M.B. и многие другие.

Несмотря на наличие большого числа проведенных исследований по разработке технологий предотвращения отложений в нефтяных скважинах, недостаточно изучен вопрос одновременного образования солей карбоната кальция и протекания процессов углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования, предусматривающий необходимость применения реагентов комплексного действия.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в условиях одновременного образования отложений карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования.

Идея работы

Поставленная цель достигается использованием технологии предупреждения образования солеотложений в системе «ПЗП – скважина» и коррозии ВСО, основанной на закачке разработанного ингибитора комплексного действия в призабойную зону пласта.

Задачи исследований

1. Проанализировать современные методы защиты нефтяного внутрискважинного оборудования, эксплуатируемого в условиях интенсивного образования солевых отложений и ускоренной коррозии.

2. Разработать ингибитор комплексного действия для предотвращения образования отложений карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования.

3. Исследовать физико-химические, технологические и защитные свойства разработанного ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.

4. Исследовать влияние разработанного ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на фильтрационные характеристики полимиктовой породы-коллектора.

5. Обосновать технологию предупреждения образования солеотложений и коррозии оборудования в нефтяных скважинах с использованием ингибитора комплексного действия.

Методы решения поставленных задач

Комплекс теоретических и экспериментальных лабораторных исследований по разработке и обоснованию технологии защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений и коррозии с использованием разработанного ингибитора комплексного действия.

Научная новизна исследований

1. Установлена и экспериментально подтверждена способность разработанного ингибитора комплексного действия на основе водно-спиртовых растворов фосфоновых производных и жирных аминов предотвращать образование неорганических отложений карбоната кальция и электрохимическую локальную и общую углекислотную коррозию углеродистой стали.

2. Выявлена способность разработанного ингибитора солеотложений и коррозии оказывать гидрофобизирующее действие на полимиктовую породу-коллектор, приводя к снижению интенсивности гидратации глинистых минералов в составе породы-коллектора, повышению эффективной проницаемости по углеводородной фазе и росту фильтрационных сопротивлений по воде.

3. Получены зависимости, описывающие кинетику адсорбции и десорбции разработанного ингибитора комплексного действия (водно-спиртовый раствор фосфоновых производных и жирных аминов) на стенках пор при его фильтрации через образцы полимиктовых пород-коллекторов.

Защищаемые положения

1. Разработанный ингибитор солеотложений и коррозии комплексного действия на основе водно-спиртовых растворов фосфоновых производных и жирных аминов предотвращает образование отложений карбоната кальция в

системе «ПЗП – скважина» и обеспечивает снижение интенсивности углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования.

2. Использование установленной кинетики адсорбции и десорбции разработанного ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия позволило разработать технологию предупреждения образования отложений карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования, основанную на закачке ингибитора в призабойную зону пласта.

3. Применение разработанной технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии, основанной на закачке в ПЗП разработанного ингибитора комплексного действия, позволяет сохранять и улучшать фильтрационные характеристики пород-коллекторов призабойной зоны пласта.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций

подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного высокоточного лабораторного оборудования, высокой сходимостью расчётных величин с экспериментальными данными, воспроизводимостью полученных результатов.

Практическое значение работы

1. Разработан ингибитор солеотложений и коррозии комплексного действия, предназначенный для предотвращения образования отложений карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования (заявка на патент РФ № 2018126725 «Состав для предотвращения образования отложений солей и коррозии оборудования при добыче нефти»).

2. Разработана и рекомендуется к промышленному внедрению на нефтяных месторождениях с полимиктовыми коллекторами технология предупреждения образования отложений карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования, основанная на закачке в призабойную зону пласта разработанного ингибитора комплексного действия.

Апробация работы

Основные положения работы докладывались на Международном форуме-конкурсе молодых ученых «Проблемы недропользования» (Санкт-Петербург, 2013 г.), Всероссийской конференции-конкурсе студентов выпускного курса (Санкт-Петербург, 2014 г.), Международной конференции «Ингибиторы коррозии и накипеобразования. Мемориал И.Л. Розенфельда» (Москва, 2014 г.), XIX Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. Академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2015 г.), XIX Международной научно-практической конференции «Современные тенденции развития науки и технологии» (Белгород, 2016 г.), XXI Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. Академика М.А. Усова (Томск, 2018 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 14 научных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, 2 статьи в изданиях, входящих в базу данных Scopus, 1 патент РФ; подана 1 заявка на патент РФ.

Личный вклад автора в работу заключается в постановке целей и задач теоретических и экспериментальных исследований, формулировке научных положений, непосредственном участии в проведении экспериментов, интерпретации полученных результатов, разработке ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия и технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии.

Структура и объём диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка, включающего 108 наименований. Материал диссертации изложен на 118 страницах машинописного текста, включает 14 таблиц, 36 рисунков.

ГЛАВА 1 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫПАДЕНИЯ СОЛЕЙ И КОРРОЗИОННЫХ РАЗРУШЕНИЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящее время значительная часть нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки. Постепенное ухудшение структуры запасов влечет за собой осложнение процесса добычи нефти, в том числе за счет высокой обводненности добываемой продукции [2, 4, 93].

Особенно остро проблема образования солей и коррозии отмечается на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

1.1 Анализ осложнений, возникающих при разработке нефтяных месторождений

Характер возникающих осложнений при эксплуатации скважин в первую очередь определяется особенностями каждого нефтяного месторождения и зависит от геологического строения залежи, свойств породы-коллектора, термобарических характеристик, состава флюидов, пластовой воды и др. Тем не менее, встречаются осложнения, свойственные всему региону и возникающие практически на всех месторождениях.

В последние годы основным центром российской нефтяной промышленности является Западная Сибирь, где добывается более 57 % углеводородов. Однако большая часть нефти добывается на месторождениях, открытых 20-30 лет назад и находящихся на завершающей стадии освоения [38, 45]. Интенсивное обводнение, сопровождающее данный этап, является причиной возникновения большого количества осложняющих факторов, которые приводят к снижению надежности нефтепромыслового оборудования.

Установки электроцентробежных насосов получили широкое распространение на нефтепромыслах. Стоит отметить, что 70% нефти Западной Сибири добывается с использованием УЭЦН. Анализ осложненного фонда скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, показывает, что

наиболее ощутимый ущерб оборудованию наносят солеотложение и коррозия (Рисунок 1) [27, 38, 43, 58, 90].

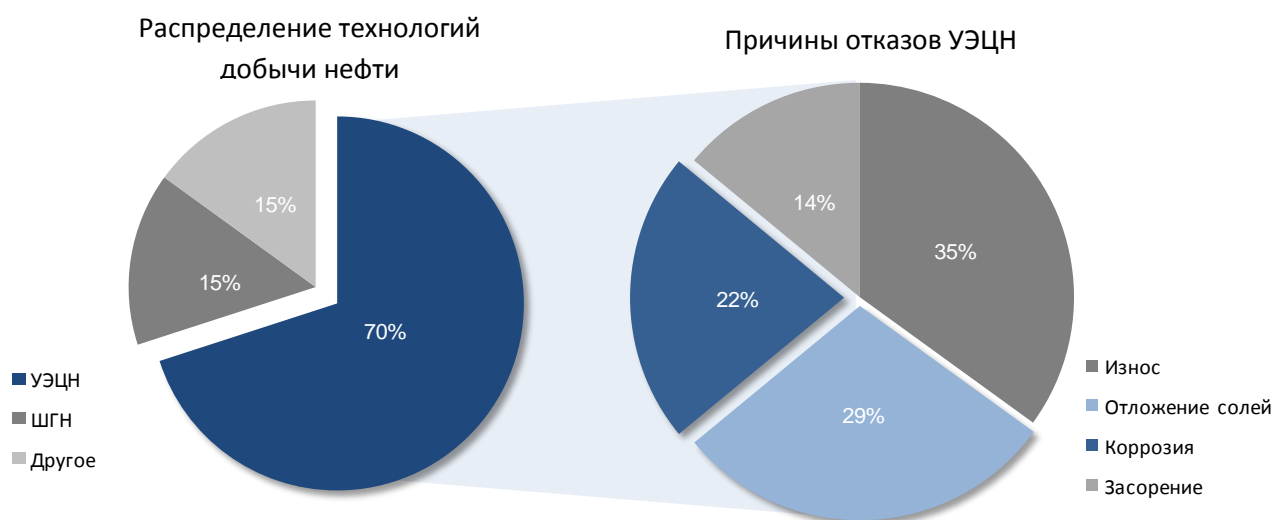


Рисунок 1 – Распределение технологий добычи нефти и причин отказов УЭЦН [27]

По оценкам экспертов, на месторождениях компании ПАО «Лукойл» отмечается значительный рост выхода оборудования из строя по причине коррозии и отложения солей. За 2016 год число скважин, осложненных коррозией оборудования, увеличилось на 25%, а солеотложением – на 5% [71, 72].

Непрерывный рост солеотлагающего фонда и коррозионного разрушения подземного оборудования стал серьезной проблемой и для месторождений ОАО «РН Холдинг». Отмечается, что ежегодно от 7 до 12 % отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН, происходит по причине коррозии [104]. Анализ опыта эксплуатации подземного оборудования показывает, что углекислотная коррозия является причиной наиболее значительных повреждений металла. В первую очередь негативному влиянию коррозии подвержены насосно-компрессорные трубы (НКТ) и корпуса погружных электродвигателей (ПЭД) [38, 56, 58, 71, 77]. На долю отказов УЭЦН на Самотлорском месторождении, по причине наличия солей и коррозии, приходится 25% [56].

Увеличение числа скважин, осложненных отложением солей, зафиксировано и на нефтяных месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаза». Помимо роста обводненности продукции, значительное влияние на увеличение солеотлагающего фонда оказывает использование кальциевых водных растворов глушения [9, 10]. Стоит отметить, что коррозионная агрессивность жидкостей глушения достаточно велика, что говорит о необходимости применения дополнительной защиты оборудования от коррозии.

1.1.1 Анализ причин образования неорганических солей

По химическому составу неорганические соли могут быть представлены сульфатными, карбонатными, хлоридными и сульфидными соединениями [3, 4, 7, 8, 12]. Солевые отложения характеризуются достаточно сложным строением, включающим нерастворимые примеси, а также органические компоненты. В связи с этим, тип отложений определяется по преобладающему содержанию (свыше 60%) одного из видов неорганических соединений [37, 72, 98, 101].

Большое разнообразие горно-геологических особенностей строения пластов, состава добываемых флюидов, типов вод, применяемых в системах поддержания пластового давления (ППД), оказало влияние на возникновение разнообразных причин образования отложений неорганических солей на поверхности оборудования, а так же различие их составов по месторождениям [55, 68, 89, 100]. Например, образование карбонатных солей характерно для месторождений Западной Сибири, Азербайджана, Краснодарского и Ставропольского краев; сульфатов кальция, бария, гипса и ангидритов - для месторождений Урало-Поволжья и Казахстана; хлоридных солей – для большинства газовых месторождений [36, 55, 68, 102]. Отложение солей наблюдается в НКТ, рабочих органах насосов, хвостовиках, устьевой арматуре, обсадной колонне, при любом способе эксплуатации скважин, особенно оборудованных насосными установками [2, 3, 8, 55, 102].

Причиной образования отложений солей в добывающих скважинах является минерализованная перенасыщенная вода, в которой происходит формирование

мелких «зародышей» (ассоциатов). С достижением предельной для данных условий насыщенности на поверхности оборудования или в объеме жидкости практически мгновенно возникает множество мелких частиц, которые выступают центром кристаллизации [2, 8, 11, 41, 42, 43, 102]. Процесс диффузии растворенного вещества из объема раствора к поверхности ассоциатов является причиной роста кристаллов. Значительное влияние на их рост оказывают: степень перенасыщенности растворов, начальная величина «зародыша», наличие примесей, шероховатость поверхности оборудования и т.д. В скважинных условиях на механизм отложения солей дополнительное влияние оказывают следующие факторы: выделение газа, характер водонефтяной эмульсии, скорость, а также структура газожидкостной смеси [100, 102].

Со снижением давления ниже давления насыщения газ образуется не в объеме жидкости, а в пристенной области скважинного оборудования, что создает благоприятные условия для зарождения и интенсивного роста кристаллов солей.

При добыче обводненной нефти образуются стойкие высоковязкие эмульсии. В случае перенасыщения воды солями, происходит выпадение кристаллов в объеме капель, которые в последующем выносятся потоком жидкости [42, 43, 44, 55].

На шероховатой поверхности оборудования за счет каталитической активности выступов образуется большое количество «зародышей», быстрее происходит формирование отложений. В наибольшей степени данное явление проявляется на стальных трубах.

Как было отмечено ранее, значительное влияние на возможность выпадения малорастворимых неорганических отложений в осадок оказывает возрастание в попутно-добываемой жидкости фактической концентрации ионов соли, либо при снижении предельной ее растворимости. На возникновение первого условия оказывает влияние смешивание вод разного состава, которые химически несовместимы друг с другом. Второе условие выпадения осадков связано с изменением температуры, давления, выделения газов [38, 102].

Среди многочисленных классификаций вод в нефтегазовой отрасли наибольшее распространение получила классификация В.А. Сулина. В соответствии с ней, воды подразделяются на сульфатно-натриевые, гидрокарбонатно-натриевые, хлоридно-магниевые, а также хлоридно-кальциевые. Характер осложнений зависит от содержащихся в жидкости ионов, анионов и катионов нерастворимых солей в воде, и при возникновении фактора, который нарушает химическое равновесие системы, происходит отложение солей.

Исследователи, занимающиеся данным вопросом, пришли к выводу, что причиной увеличения сульфатности попутной воды является выщелачивание гипса и ангидрита, содержащихся в породе продуктивного пласта. Так же замечено, что увеличению содержания сульфат-ионов могут способствовать поступление остаточных вод, негерметичность цементного кольца или обсадной колонны, несовместимость закачиваемой воды для системы ППД с пластовой, высвобождение сульфатов из нефти и с поверхности породы и внутрипластовое окисление сульфидов кислородом, привносимым закачиваемыми водами [44, 49, 55, 102]. Стоит отметить, что превалирующее влияние на сульфатное равновесие при подъеме жидкости из скважины оказывают термобарические условия. С уменьшением глубины происходит значительное снижение предельной растворимости сульфата кальция в воде.

Очевидно, что многообразие теорий, поясняющих причину увеличения сульфатности попутных вод, связано со сложной многокомпонентной системой, образуемой в пласте, а также со сложностью протекающих в нем физико-химических процессов. В связи с этим, возникает необходимость исследования всех геолого-физических и технологических факторов для более подробного изучения причин отложения сульфатных солей на определенных месторождениях, что позволит найти наиболее точное решение по предупреждению их образования [41, 42, 44, 57].

Хлорид натрия (галит) встречается практически во всех пластовых и сточных водах, обладает хорошей растворимостью. Основной причиной отложения хлорида натрия является снижение температуры и давления, что

приводит к перенасыщению попутной воды солью. Данный тип осложнений наиболее характерен для газовых месторождений, но в практике встречаются редкие случаи выпадения галита при добыче нефти. Они отмечаются в тех скважинах, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами [36, 37, 31, 55, 102].

Отложения карбоната кальция наиболее часто встречаются в нефтепромысловой практике. Разнообразие причин и возможных условий образования отличает их от других солей. Значительное влияние на интенсивность образования карбонатных солей оказывают: повышение температуры, смешение несовместимых вод, присутствие в воде углекислого газа, увеличение рН пластовых или сточных вод, а также природные соединения, которые переходят из нефти в воду [11, 35, 43, 44, 49, 100, 102].

При добыче нефти в составе отложений встречается также карбонат магния. Однако, наряду с ионами магния, в составе жидкости содержатся и ионы кальция. В связи с тем, что карбонат кальция обладает меньшей растворимостью в случае нарушения карбонатного равновесия, первым выпадает в осадок именно он.

Проблема отложения карбонатных солей наиболее характерна для месторождений Западной Сибири. Авторы, изучающие данную проблему, связывают ее с особой агрессивностью поверхностных вод по отношению к карбонатным составляющим пород продуктивного пласта. Существует предположение, что причиной их отложения может послужить смешение нагнетаемой воды с пластовой, которая, находясь в длительном контакте с породой, растворяет содержащиеся в ней карбонаты. Высокие пластовые температуры способствуют снижению растворимости кальцита, увеличивая вероятность его выпадения. В том числе повышение рН среды, происходящей в результате закачек жидкостей глушения, нарушает карбонатное равновесие в сторону отложения кальцита [36, 37, 41, 44, 52].

Характерной особенностью Западной Сибири является содержание в пластовых флюидах углекислого газа. Известно, что увеличение парциального давления CO_2 повышает растворимость CaCO_3 . Однако при добыче нефти

давление понижается от забоя к устью скважины. Одновременное снижение температуры и парциального давления приводит к тому, что образование карбоната кальция может происходить в любом месте промысловой системы, где будет нарушаться карбонатное равновесие. Именно поэтому осадки карбоната кальция обнаруживают на различной глубине по стволу скважин, а также в системах трубопроводов [49, 51, 52, 53].

Неоходимость решения проблемы выпадения карбоната кальция на месторождениях Западной Сибири увеличивается с каждым годом и Приобское нефтяное месторождение не является исключением.

1.1.2 Анализ причин протекания углекислотной коррозии в скважинах на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Коррозия представляет собой процесс, в результате которого происходит разрушение материалов при взаимодействии с агрессивной средой. Коррозионные процессы характерны для многих отраслей промышленности, отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают. Для нефтегазопромыслового оборудования наиболее характерными видами являются общая и локальная коррозия [1, 13, 14, 35, 37, 93, 94].

Под общей коррозией понимается процесс, при котором разрушительному воздействию подвергается вся или какая-либо часть поверхности металла, при этом глубина разрушения на одних участках может быть несколько больше, чем на других [1, 38, 74, 75, 76, 91, 92]. Для данного вида коррозии характерна скорость 0,1 - 0,5 мм/год.

Локальная коррозия является наиболее распространенной. Она сопровождается высокой скоростью растворения металла на отдельных участках (1-10 мм/год). При местной коррозии возможно появление сквозных отверстий, так как разрушение происходит вглубь материала.

Согласно работе [38] к основным видам локальной коррозии относятся: питтинговая (язвенная) коррозия, коррозия пятнами, коррозия в виде бороздок (канавок), коррозия в виде плато, мейза-коррозия, контактная коррозия,

подпленочная коррозия, гальваническая коррозия. Представленная классификация коррозионных разрушений скважинного оборудования наиболее распространена и часто используется в нефтяных компаниях.

В нефтепромысловой практике выделяют три основных механизма коррозии подземного оборудования, обусловленные влиянием растворенного в воде газа: CO_2 (углекислотная), H_2S (сероводородная) и O_2 (кислородная) коррозия.

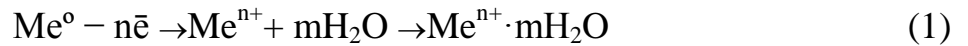
Ранее углекислый газ не представлял значительной угрозы, поступление кислорода в систему сбора нефти и продукция, содержащая сероводород, считались более активными коррозионными компонентами среды. Однако, с началом разработки глубоко залегающих пластов, ситуация сильно изменилась, углекислотная коррозия стала одной из основных причин выхода из строя нефтегазопромыслового оборудования на месторождениях Западной Сибири. Скорость коррозионного разрушения здесь составляет 3 - 4 мм/год, а в отдельных случаях достигает 6 - 8 мм/год [52, 53, 87, 93]. Причиной этому послужили высокие пластовые температуры (80 - 140°C), парциальное давление и градиент парциального давления от забоя к устью скважины.

Углекислотная коррозия в бескислородной водной среде протекает по электрохимическому механизму.

Агрессивная среда представляет собой электролит. При погружении в него оборудования на границе раздела фаз происходит скачок потенциалов и образование гальванических пар за счет возникновения двойного электрического слоя [48]. Нефтегазопромысловое оборудование, выполненное из сплавов разнородных металлов, представляет собой многоэлектродный элемент, в котором происходит чередование анодов и катодов. На анодных участках происходит переход ионов металла в раствор, а освободившиеся электроны движутся по металлу от анодного участка к катодному. В результате, на одной и той же поверхности происходят одновременно два процесса, противоположные по своему химическому смыслу: окисление металла и восстановление окислителя.

Окислительно-восстановительные процессы, возникающие при электрохимической коррозии, могут быть описаны следующими реакциями [26, 48, 52, 53]:

1. Анодный процесс, который происходит при переходе ионов металла с поверхности в раствор и их гидратации:



2. Катодный процесс, который заключается в ассимиляции (захвате) электронов каким-либо деполяризатором:



где Me^{n+} – ионы металла; $n\bar{e}$ – освободившиеся электроны; D – окислитель (деполяризатор).

Так как в результате перемещения электронов от анодных участков к катодным возникает электрический ток, то для оценки скорости электрохимической коррозии можно использовать силу тока. Согласно формуле Фарадея, можно определить количество прородировавшего металла с 1 см^2 его поверхности [26, 48, 52, 53]:

$$K = Q \cdot \frac{A}{F} \cdot n = i \cdot \tau \cdot \frac{A}{F} \cdot n, \quad (3)$$

где K – количество прородировавшего металла, г/см^2 ; Q – количество электричества, протекающего за время τ , [с] между анодными и катодными участками; i – плотность тока, А/см^2 ; F – число Фарадея; n – валентность металла; A – атомная масса металла, г/моль .

По результатам проведенного литературного анализа выявлено, что характерными для Западной Сибири типами коррозии являются язвенная коррозия с глубиной проникновения до 1 - 5 мм/год и мейза-коррозия, имеющая значительные по площади области локальных коррозионных повреждений, достигающих 45 мм/год [47, 48, 50, 52, 53]. Язвенная коррозия характеризуется глубоким поражением участка поверхности ограниченной площади. В результате действия мейза-коррозии поверхность оборудования приобретает характерный

ребристый вид, так как повреждения возникают как в глубину, так и по плоскости металла.

Западная Сибирь в настоящее время является основной сырьевой базой углеводородов в России. Повышение надежности и эффективности работы погружного оборудования, совершенствование методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, способствующие увеличению их межремонтного периода работы и снижению затрат на добычу нефти месторождений Западной Сибири, являются важной задачей [40, 87, 93]. Наиболее серьезно проблема солеотложения и коррозии нефтегазопромыслового оборудования на эксплуатационных объектах Западной Сибири выявлена на Приобском нефтяном месторождении. В связи с этим, в диссертационной работе при экспериментальных исследованиях моделируются условия, приближенные к данному месторождению.

1.2 Анализ и перспективы применения современных методов предотвращения образования солеотложений и коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования

Применение методов предупреждения любых осложнений в скважине является наиболее рациональным решением, так как ликвидация последствий, связанная с их появлением, влечет за собой значительные технологические и экономические потери. В связи с этим, в практике борьбы с солеотложением и коррозией нефтепромыслового оборудования нашли широкое применение методы предотвращения их образования [37, 49, 52, 53, 81, 89].

1.2.1 Методы предотвращения солеотложений в нефтяных скважинах

Наиболее распространенные методы предотвращения отложений солей в нефтепромысловом оборудовании представлены в таблице 1 [37, 41, 49, 98, 102].

Более подробное описание каждой группы методов предотвращения отложений солей представлено ниже.

Таблица 1 – Методы предотвращения отложений солей

№ п/п	Наименование	Методы
1.	Физические методы	- воздействие магнитными, электрическими и акустическими полями.
2.	Технологические методы	- конструктивные изменения; - регулирование систем воздействия на пласт; - отдельный отбор и сбор жидкости; - подготовка воды для использования в системе ППД; - изоляционные работы; - защитные покрытия.
3.	Химические методы	- применение ингибиторов солеотложения.

Физические методы предупреждения образования неорганических солей в нефтяных скважинах

Физические методы предотвращения отложений солей основаны на обработке потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями [27, 31, 39, 70, 71, 72].

В нефтепромысловой практике в силу специфики применяемого оборудования в основном используются аппараты с постоянными магнитами. Воздействие магнитным полем на газожидкостные смеси, проходящие через зазоры устройства, приводит к изменению структуры солей, снижению их адгезии к поверхности внутрискважинного оборудования [39, 102].

Известна практика опробования магнитных устройств МУПС-1 и МУПС-2 на месторождениях Западной Сибири, Куйбышевской, Оренбургской областей и Азербайджана. Успешно прошли промысловые испытания магнитные активаторы «Магнолеум», диспергатор МАГ-1, предназначенный для борьбы с солеотложением на рабочих органах насоса [39, 49, 102].

Несмотря на положительные результаты, полученные в ряде испытаний, магнитные устройства не нашли широкого применения в области предупреждения образования отложений солей в нефтяных скважинах. Очевидно это связано со сложностью управления магнитными процессами, что позволяет защищать небольшие участки оборудования, наиболее приближенные к устройству [39, 49, 102]. Кроме того, необходимость проведения монтажа подземного оборудования значительно усложняет реализацию данного метода.

Использование электрического поля так же приводит к снижению адгезии кристаллов солей к поверхности внутрискважинного оборудования. В этом случае поле создается двумя электродами, спущенными в скважину. Данный метод достаточно сложен в техническом исполнении, так как для его реализации требуется постоянное потребление электроэнергии [39, 49, 102].

Воздействие акустическим полем способствует уменьшению интенсивности образования центров кристаллизации. Кроме того, по мнению авторов работ [49, 57], в результате интенсивной кавитации, образовавшиеся кристаллы солей находятся в жидкости во взвешенном состоянии и не способны отлагаться на поверхности оборудования. В связи со сложностью исполнения данного способа, а также нерешенными техническими параметрами, обеспечивающими длительную и надежную работу, применение акустического воздействия на производственных объектах затруднено [30, 80, 102].

Технологические методы предупреждения образования неорганических солей в нефтяных скважинах

Среди существующих технологических методов предотвращения отложения солей выделяют проведение водоизоляционных работ. Своевременное вмешательство позволяет избежать смешения вод различного состава, поступающих из других горизонтов, из-за негерметичности обсадной колонны и цементного камня.

Значительно снизить интенсивность отложения солей позволяет селективная изоляция обводненных пропластков продуктивного пласта, вызывающая сокращение притока воды [42, 43, 102, 104].

В связи с тем, что термобарические условия оказывают значительное влияние на выпадение солей, выбор оптимального забойного давления позволит сократить процесс солеобразования [41, 42, 43].

Внесением конструктивных изменений, таких как хвостовики, штуцеры, диспергаторы, можно регулировать условия кристаллизации солей и скорость движения потока в скважине.

Для повышения работоспособности нефтегазопромыслового оборудования применяются различные защитные покрытия. Имеется положительный опыт применения покрытия насосно-компрессорных труб стеклом, эмалями, различными лаками, пентапластом. Центробежные колеса и направляющие аппараты ЭЦН изготавливаются из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, лентопластом с графитом и алюминием рабочих поверхностей [30, 40, 42, 49].

Технологические методы предупреждения образования неорганических солей достаточно эффективны, однако, они не способствуют снижению процессов солеобразования, а больше направлены на увеличение срока бесперебойной работы оборудования. Основные недостатки методов сопряжены со значительными затратами и сложностью исполнения.

Химический метод предотвращения солеотложений

Применение химических реагентов является наиболее эффективным и технологичным способом предотвращения отложений неорганических солей. На данный момент нефтяная промышленность располагает достаточно большим ассортиментом ингибиторов солеотложений. При соблюдении всех требований и правил подбора ингибиторов и технологий их применения возможно предотвратить процессы солеотложений на всем пути перемещения скважинной продукции: от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

Ингибиторы солевых отложений по характеру и механизму действия на перенасыщенные растворы подразделяются на [37, 41, 49, 85, 98]:

1. Реагенты «порогового» действия.
2. Комплексообразователи.
3. Реагенты смешанного действия.

Установлено, что наибольшее защитное действие проявляют ингибиторы с «пороговым эффектом» [37, 41, 49]. Представители данного класса ингибиторов образуют защитную пленку на поверхности «зародышей» солей, способствуют

замедлению их роста, оказывают сопротивление при соединении кристаллов между собой и на поверхности защищаемого оборудования.

Ингибиторы комплексообразователи образуют с катионами щелочноземельных металлов водорастворимые анионные или хелатные комплексы.

Реагенты смешанного действия проявляют как «пороговые» свойства, так и свойства комплексообразователей [52, 81].

Стоит отметить, что для обеспечения эффективной защиты оборудования необходимо, чтобы подобранный для определенных условий ингибитор отложения солей постоянно присутствовал в системе в необходимом количестве. Максимальный защитный эффект возможно получить при условии ввода ингибитора в раствор до начала кристаллизации неорганических солей [49, 102].

1.2.2 Методы предотвращения коррозионных процессов в нефтяных скважинах

Наиболее распространенные методы предотвращения протекания коррозионных процессов в нефтепромысловом оборудовании представлены в таблице 2 [27, 32, 38, 47, 97].

Таблица 2 – Методы предотвращения протекания коррозионных процессов в нефтепромысловом оборудовании

№ п/п	Наименование	Методы
1.	Физические методы	- электрохимическая защита; - защитные покрытия.
2.	Технологические методы	- снижение скорости потока, температуры; - ограничение водопритока в скважину; - исключение закачки воды через систему ППД, зараженной сульфат-восстанавливающими бактериями (СВБ).
3.	Химические методы	- применение ингибиторов коррозии.

Более подробное описание каждой группы методов предотвращения коррозии представлено ниже.

Физические методы предупреждения коррозии нефтегазового оборудования

Под физическими методами защиты понимают применение коррозионностойких материалов, защитных покрытий и электрохимическую защиту.

Широкое распространение получили коррозионностойкие варианты исполнения внутрискважинного оборудования. Применение корпусных деталей, насосно-компрессорных труб, брони для удлинителей и кабелей из нержавеющей стали или с антикоррозионным покрытием позволяет практически полностью устранить отказы скважинного оборудования по причине коррозии [34, 74, 77, 79].

Электрохимическая защита оборудования основана на уменьшении скорости коррозии металла путем катодной и анодной поляризации.

Принцип катодной защиты основан на искусственном создании отрицательного потенциала на защищаемом оборудовании. При наложении внешнего источника постоянного тока, либо присоединении защищаемой поверхности к металлу с более отрицательным потенциалом (протектором) происходит снижение скорости коррозии за счет превращения анодных зон в катодные [6, 26, 74, 77, 87].

Анодная защита осуществляется присоединением защищаемого металлического оборудования к положительному полюсу внешнего источника постоянного тока или к металлу с более положительным потенциалом (катодный протектор). При этом потенциал защищаемого металла смещается в положительную сторону до достижения устойчивого пассивного состояния, в результате чего происходит снижение скорости коррозии [6, 26, 74, 77, 88].

Данные методы защиты достаточно дорогостоящие, однако обеспечивают высокий технико-экономический эффект. В связи с этим, их применение будет оправданным в случае эксплуатации оборудования в средах с высокой агрессивностью, а также на удаленных месторождениях, доступ к которым ограничен, отсутствует возможность постоянного контроля.

Технологические методы предупреждения протекания коррозионных процессов в скважинном оборудовании

Среди существующих технологических методов предотвращения протекания коррозионных процессов выделяют мероприятия, направленные на ограничение водопритока, снижение скорости движения жидкости, ее температуры, а также подготовку воды в системе ППД.

Работы, направленные на ограничение водопритока, проводят в случае поступления воды вследствие негерметичности эксплуатационной колонны и цементного камня. Также как и при предупреждении отложений солей, для устранения порывов воды в продуктивном пласте применяются различные водоизоляционные составы. Данный метод является сложным в реализации, требует проведения капитального ремонта скважины, что приводит к высоким экономическим затратам.

Применение различных штуцеров, хвостовиков, задвижек и других конструктивных решений позволяет регулировать скорость движения жидкости, создавая эмульсионные режимы течения, тем самым снижая скорость протекания коррозионных процессов.

Для того чтобы избежать возникновения коррозии, вызванной смешением несовместимых вод, в системе ППД проводится подготовка закачиваемой воды. Подбор реагента учитывает свойства коррозионной среды, источники пресной воды проверяются на уровень зараженности СВБ. Отмечается эффективность метода, однако требуются значительные затраты, связанные с подготовкой воды, сложность исполнения связана с необходимостью наличия нескольких источников реагента для закачки.

Химический метод предотвращения коррозии

Химическая защита осуществляется посредством ингибиторов коррозии. Ингибиторы максимально замедляют скорость коррозии, не оказывая негативного воздействия на сам металл [83, 84, 89, 90].

Механизм действия ингибиторов коррозии может быть основан на адсорбционных процессах, за счет которых образуется на поверхности оборудования защитная пленка, а также направлен на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода» или на увеличение смачивающей способности нефти по отношению к металлам. Состав, строение и свойства молекул ингибитора определяют механизм защитного действия реагентов (Таблица 3) [5, 74, 75, 76].

Таблица 3 – Типы ингибиторов коррозии по механизму действия

№ п/п	Тип ингибитора коррозии	Механизм действия
1.	Барьерный	Образование пленки на поверхности оборудования
2.	Нейтрализующий	Увеличение pH среды
3.	Удаляющий	Удаление агрессивных компонентов из среды
4.	Прочие	Подавление действия СВБ

Применение ингибиторов коррозии обеспечивает эффективную и надежную защиту оборудования, позволяет стабилизировать процесс его эксплуатации и увеличить время межремонтного периода работы скважин, кроме того не требует изменения технологических схем.

Основываясь на экономической целесообразности в зависимости от условий и особенностей разработки залежей, доступности технических средств и прочих факторов, могут применяться различные методы, однако, в нефтепромысловой практике приоритетное распространение для предотвращения осложнений, связанных с солеотложением и коррозией оборудования, получили ингибиторные способы защиты [65, 82].

1.3 Опыт применения ингибиторов для предотвращения отложений солей и коррозии нефтепромыслового оборудования

Преимущества ингибиторной технологии защиты, применяемой для предотвращения солеотложений и коррозии нефтепромыслового оборудования, способствовали увеличению спроса на химические реагенты. Этот способ защиты

оборудования эффективный, относительно недорогой и простой в исполнении, чем и объясняется популярность его применения в нефтяных компаниях. Например, в компании ПАО «Лукойл» 67% скважин солеотлагающего и 91% скважин коррозионного фондов защищаются ингибиторами [71, 72]. Компании ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть» и другие нефтедобывающие предприятия России на своих месторождениях так же использует ингибиторы для защиты внутрискважинного оборудования.

По данным работы [69] в ООО «РН-Юганскнефтегаз» для предупреждения образования солеотложений применяются такие ингибиторы как: ОЭДФ, «Акватек» и «Ипроден-С1», эффективность которых превышает 90%. В случае содержания ионов кальция более 600 мг/дм³ отмечается эффективность ингибитора солеотложения производства Baker Hughes Petrolite.

Согласно отчетам компании ОАО «Газпромнефть-ННГ» около 50% скважин действующего фонда, оборудованных УЭЦН, осложнены солеотложением. В качестве защитных мер были подобраны ингибиторы, эффективность которых составила не менее 80 %. По результатам проведенного комплекса лабораторных и полевых испытаний к промышленному применению были рекомендованы ингибиторы солеотложений «Акватек», «Инсан» и «Оптим».

По результатам анализа, проведенного специалистами ОАО «Самотлорнефтегаз» установлено, что затраты на химическую защиту, существенно ниже потерь при эксплуатации незащищенного оборудования. В связи с этим, стратегия компании подразумевает развитие направления химизации и увеличение линейки ингибиторов. Эффективность применяемых в компании реагентов «Фокс» и Dodiscale составляет 95%. Помимо них имеется опыт использования ингибиторов «Акватек», Descum и ПАФ, а в рамках дополнительных исследований применяются инкапсулированные ингибиторы Captron и Giptron.

Для устранения проблемы углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования в ООО «Лукойл-Пермь» используется ингибитор «ФЛЭК-ИК-201 м.Б». Результаты коррозионного мониторинга показывают, что

значение межремонтного периода (МРП) защищаемых скважин увеличилось в 2 раза. Применение ингибитора «ФЛЭК-ИК-200» на Комсомольском и Барсуковском месторождениях позволило увеличить МРП скважин в 2,6 раза [28, 29].

Опыт применения ингибитора углекислотной коррозии «КорМастер-1055» на Пальяновском месторождении компании ООО «Газпромнефть-Хантос» показал его высокий защитный эффект (97%) и низкие остаточные скорости коррозии (0,01 мм/год) [96].

Ингибиторы компании «НИИнефтепромхим» СНПХ различных марок активно применяются на предприятиях ОАО «Татнефть», ПАО НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО АНК «Башнефть», ОАО НК «РуссНефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «Самара-Нафта». В зависимости от назначения реагенты проявляют защитное действие в агрессивных средах, содержащих сероводород, углекислоту, кислород.

Компания ОАО «РН Холдинг» также стремится расширить использование ингибиторов коррозии с целью защиты подземного оборудования, в связи с этим проводится отбор наиболее эффективных реагентов. По результатам исследований наибольший защитный эффект, превышающий 90%, показали Сонкор-9022Б, Scimol-2311, Cortron R-5603, КорМастер 1075, Dodicor 5905, Азол 5030, Азол 5030 марка В, Аквакор 5115Т, Unicor WS-102, Л-1100 марка А [33].

Перспективным направлением химизации в настоящее время является внедрение комплексных реагентов, действие которых направлено на защиту скважин сразу от нескольких осложняющих факторов. Например, компанией ОАО «РН Холдинг» был подобран ингибитор Акватек 515Н, обладающий защитным эффектом одновременно от углекислотной коррозии и отложения карбоната кальция. Помимо него известны такие комплексные реагенты данной направленности как Солмастер 7010 (рецептура № 4), Солмастер 7010 (рецептура № 2), Sedics 2107, Scortron egr 3001W. Применение Акватека 515Н позволило компании увеличить МРП скважины, снизить затраты на подземный ремонт

скважин и ремонт УЭЦН и НКТ, ликвидацию аварий, упростить технологию дозирования. Кроме того, суммарная стоимость необходимого годового объема ингибиторов солеотложений и коррозии выше стоимости комплексного реагента. Таким образом, применение Акватака марки 515Н позволило сохранить 14% общих затрат годовой защиты [31].

При освоении Оренбургского и Уртабулакского месторождений внедрена обработка скважин комплексным ингибитором коррозии и гидратообразования [60].

К комплексным ингибиторам повышенный интерес проявляют и все мировые нефтесервисные предприятия. Например, компания Шлюмберже уделяет особое внимание проблемам коррозии и солеотложения на месторождениях Северного моря: инвестирует значительные средства в разработку новых технологий, создание комплексных ингибиторов.

Активно используются комплексные композиции на основе аминотриметиленфосфоновой кислоты (НТФ), 2 - фосфобутантрикарбоновой кислоты (ФБТК), 1 - гидроксиэтилидендифосфоновой кислоты, ингибиторы Defender различных серий и др.

Стоит отметить, что универсальных одинаково эффективных во всех условиях ингибиторов не существует. Для обеспечения надежной защиты и максимально положительного результата реагенты и технологию их подачи необходимо подбирать для каждой условий индивидуально [82].

1.4 Оценка эффективности существующих технологий предотвращения осложнений с применением химических реагентов

Можно выделить следующие основные технологии предотвращения процессов коррозии и солеотложений в добывающих скважинах с применением химических реагентов [7, 29, 30, 51, 52, 53, 71, 79]:

- 1) периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство;
- 2) постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью поверхностных дозирующих устройств;

- 3) установка погружных скважинных контейнеров (ПСК) с ингибитором в составе скважинного оборудования;
- 4) использование капсулированных ингибиторов;
- 5) задавка ингибитора в пласт.

1.4.1 Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство

Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство. Частота проведения мероприятия зависит от производительности скважины, поэтому возможность производить обработку при эксплуатации скважин, без их остановки, является преимуществом данной технологии. Однако высокие эксплуатационные затраты на периодический подвоз и закачку реагента, его неравномерный вынос на поверхность, необходимость соблюдения графика ингибирования, ограничение по дебиту и обводненности являются причиной снижения числа проведения периодических обработок скважин [7, 12, 35, 77, 78].

1.4.2 Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью поверхностных дозирующих устройств

Технология заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме в затрубное пространство с помощью дозирующей установки (УДР) через специальную капиллярную трубку в область приема насоса. Технология применима в любом диапазоне обводненности продукции скважины и дебите по жидкости от 0,96 до 300 м³/сут, в связи с высокой эффективностью, получила широкое распространение при добыче нефти. В то же время данная технология является неэффективной в случае отложений солей в призабойной зоне пласта, по причине того, что ингибитор поступает в объем добываемой продукции уже после начала формирования кристаллов солей [7, 69, 71, 77, 78, 98]. Так же в качестве недостатков данной технологии можно отметить возможный риск повреждения капиллярной трубки (в случае ее применения) при проведении ремонтов на

скважине, необходимость постоянного контроля и обслуживания наземной дозирующей установки.

1.4.3 Установка погружных скважинных контейнеров с ингибитором в составе скважинного оборудования

Погружные скважинные контейнеры представляют собой систему перфорированных трубных секций, заполненных ингибитором. Контейнер крепится к нижней части насосной установки, во время проведения ремонта скважины. Через перфорированные отверстия в стенках контейнера, добываемая жидкость омывает поверхность реагента, обеспечивая его рабочую концентрацию. За счет своей автономности, данная технология удобна в применении на удаленных месторождениях, доступ к которым затруднен. Однако ограничения, связанные с объемом скважинного контейнера, влияют на длительность защиты и соответственно межремонтного периода [7, 9].

1.4.4 Использование капсулированных ингибиторов

Защита скважин с помощью капсулированных ингибиторов коррозии представляет собой заполнение реагентом зумпфа скважины. Масса помещаемого в зумпф скважины ингибитора устанавливает ограничения к применению данной технологии. Риски связаны с возможной потерей части реагента из-за покрытия диффузионной зоны механическими примесями, которые поступают из пласта [7, 9].

1.4.5 Задавка ингибиторов в пласт

Суть данной технологии заключается во введении пачки ингибитора в призабойную зону пласта. За счет адсорбционных и десорбционных свойств ингибитор «закрепляется» на поверхности породы и постепенно «высвобождается» в процессе фильтрации жидкости, обеспечивая комплексную защиту глубинно-насосного оборудования, ПЗП и наземных коммуникаций. В качестве значительного преимущества данной технологии можно выделить отсутствие ограничений по дебитам жидкости и обводненности продукции

скважины. Кроме того, Squeeze treatment не требует постоянного обслуживания скважин и скважинного оборудования, что особенно актуально для труднодоступных и удаленных скважин. Так же технология задавки ингибитора в ПЗП позволяет предотвращать выпадение солей при выводе скважины на режим после ремонта, путем стабилизации применяемых тяжелых жидкостей глушения.

Недостатком данной технологии является риск повреждения пласта, в связи с задавкой в него значительных объемов растворов. Однако проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП ингибиторов, различные вариации исполнения закачки дают возможность снизить риск ухудшения продуктивности скважин [7, 9, 12].

В мировой практике технология закачки ингибиторов в пласт начала испытываться с 1965 по 1970 гг. на месторождениях Latan East Howard в Западном Техасе, Grayburg Jackson, Bone Springs в Нью-Мексико, East Salt Creek в округе Натрона (Вайоминг) и т.д. [37, 49, 78]. В отечественной практике данная технология применялась с 1970 по 1980 гг. на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири [7, 10, 12].

В настоящее время технология Squeeze treatment нашла свое обширное применение во всех мировых нефтяных компаниях, таких как Chevron Техасо, Dynea, ExxonMobil, Marathon, ONDEO Nalco, Petrobras, Shell, StatoilHydro. В России данная технология активно применяется такими компаниями как ПАО «НК «Роснефть», успешные опытно-промышленные испытания проведены в АО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК Нижневартовск», так же внедрение данной технологии рассматривают и на месторождениях Башкортостана.

Разновидности проведения операции задавки ингибитора в пласт

За прошедший период применения технологии были опробованы различные виды задавки ингибиторов.

Известны варианты, которые включают предварительную промывку скважины 10 - 15 % водным раствором соляной кислоты, с добавлением 0,5 - 1,0 % ингибитора коррозии и 1 - 2 % катионно-активного поверхностно-

активного вещества (ПАВ). Этот шаг необходим для того, чтобы предотвратить закупоривание перфорационных отверстий солевыми отложениями из загрязненной колонны труб, при проведении задавки ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта.

Так же существуют варианты с основной обработкой ингибитором в виде раствора 2 - 20%-ной концентрации, с предварительной закачкой взаимного растворителя или ПАВ, что снижает риск преждевременной адсорбции ингибитора в призабойной зоне скважины. В качестве продавочной жидкости часто используется раствор хлорида калия. Согласно результатам исследований «РН-УфаНИПИнефть» для месторождений «Юганскнефтегаза» и «Пурнефтегаза» отмечается быстрое восстановление остановочных параметров и сохранение фильтрационных характеристик ПЗП [8].

Задавку ингибитора в пласт проводят с применением раствора хлорида калия, в качестве ингибитора набухания глин, вместо взаиморастворителя. Результаты применения данной технологии показали положительный эффект.

Согласно руководящим документам РД 39-23-702-82, разработанным в БашНИПИнефть, технология задавки ингибитора в пласт подразумевала [56, 104]:

- закачку 0,2 - 2% водных растворов отечественных ингибиторов на основе пресной воды;
- закачку продавочной жидкости;
- выдержку в течение 8 - 24 часов;
- пуск скважины в эксплуатацию.

Для отечественной композиции ПАФ-13 для задавки в пласт рекомендуется применять 2 - 10% - ные растворы на основе пресной воды. Для композиции ИСТ-1 на основе ОЭДФ для задавки в ПЗП применяются 2 - 3% растворы на основе пресной или пластовой воды [49].

Авторами работы [98] были проведены исследования по промышленному внедрению технологии закачки ингибитора в пласт для предупреждения образования солей в системе «ПЗП – скважина» месторождений республики Башкортостан. В результате проведенных работ, было выявлено, что использование раствора

деэмульгатора, ПАВ или взаиморастворителя положительно влияет на дальнейшее восстановление фильтрационных характеристик ПЗП.

1.5 Оценка взаимовлияния различных химических реагентов на их эффективность

В процессах добычи нефти применяются различные реагенты – полимеры, ПАВ, бактерициды, деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, парафино- и солеотложения [12, 31, 35]. Причём, однажды попав в эту систему, химреагент вступает в различные химические реакции, подвергается адсорбции и десорбции на нефтепромысловом оборудовании и горных породах, взаимодействует с пластовыми и закачиваемыми жидкостями, повышая риск возникновения осложнений.

Как отмечено ранее, осложнения, связанные с отложением солей и коррозией оборудования, тесно связаны между собой. Ингибиторы солеотложения могут быть агрессивными по отношению к оборудованию, так как в их состав входят кислоты. Например, были проведены исследования влияния ингибиторов солеотложения на коррозионную агрессивность среды, результаты которых представлены на рисунке 2 [82].

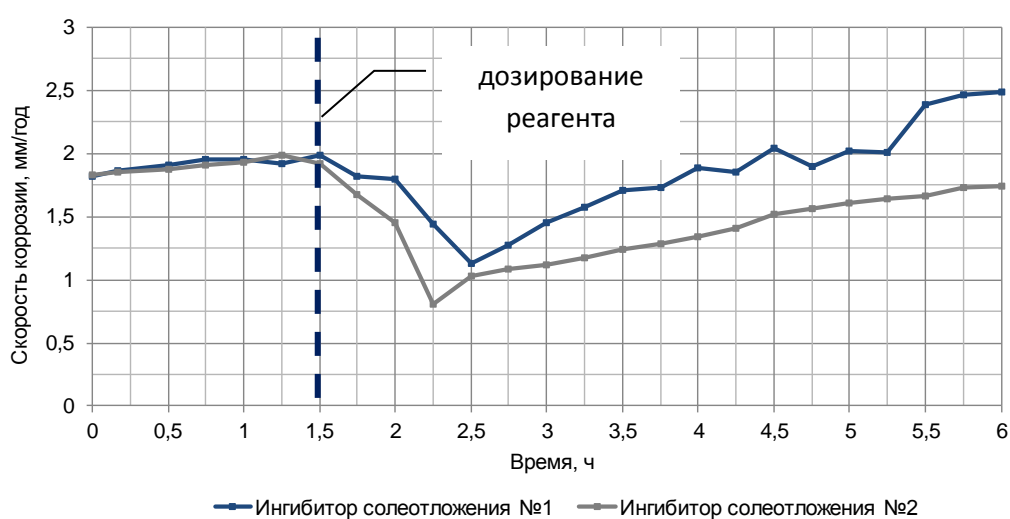


Рисунок 2 – Динамика скорости коррозии металла при введении в раствор ингибиторов солеотложения (25 мг/дм^3) [82]

Выполненные в работе [82] исследования влияния ингибиторов солеотложения на коррозионную агрессивность модели пластовой воды позволяют сделать вывод о том, что ингибиторы солеотложений (ИС) при концентрации 25 мг/дм^3 способствуют ускорению коррозионных процессов. Из рисунка 2 видно, что после дозирования ингибиторов солеотложения скорость коррозии резко падает. Далее происходит рост скорости коррозии. При длительном взаимодействии с электродами (более 2 часов) тестируемые ингибиторы солеотложения способствуют увеличению скорости коррозии.

Для увеличения продолжительности работы скважин, помимо ингибиторов солеотложения одновременно применяют ингибиторы коррозии, совместимость которых играет важную роль для обеспечения эффективной защиты нефтегазопромыслового оборудования.

В связи с невозможностью спрогнозировать, как поведут себя ингибиторы при их взаимодействии, для обеспечения эффективной защиты внутрискважинного оборудования химическими реагентами различного назначения необходимо предварительно проводить комплекс лабораторных исследований по подбору «совместимых» ингибиторов [82].

Альтернативным вариантом решения данной задачи является применение ингибиторов комплексного действия. Их использование позволяет обеспечить надежную защиту внутрискважинного оборудования и продлить срок его службы, а также сократить расходы, связанные с подбором, закупкой и закачкой больших партий ингибиторов различного назначения.

Выводы к главе 1

1. Нефтяные месторождения России характеризуются интенсивным переходом на позднюю стадию разработки. Увеличение обводненности добываемой продукции влечет за собой возникновение осложнений при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на долю которых приходится около 70% добываемой нефти основного нефтегазоносного региона.

2. Анализ опыта разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показал, что эксплуатация добывающих скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, осложняется отложениями карбонатных солей в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозией внутрискважинного оборудования. Промысловый опыт свидетельствуют также об одновременном протекании данных видов осложнений, что снижает эффективность применения «традиционных» технологий предупреждения солеотложений и коррозии.

3. Методы предупреждения образования отложений солей и процессов коррозии обладают наибольшим технологическим и экономическим потенциалом. Среди общеизвестных методов защиты внутрискважинного оборудования химические реагенты наиболее активно внедряются на нефтяных месторождениях России.

4. Анализ опыта применения технологии задавки ингибитора в пласт на нефтяных месторождениях России показал ее высокую эффективность. Применение данной технологии позволяет кратно увеличить МРП скважин, обеспечить защиту призабойной зоны пласта, сохранить внутрискважинное оборудование и наземные коммуникации.

5. Анализ основных методов защиты внутрискважинного оборудования при образовании отложений солей и возникновении коррозии позволил установить перспективность применения ингибиторов комплексного действия, направленных на предупреждение возникновения данных осложнений.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ

Целью работы является повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в условиях одновременного образования отложений карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования за счет применения ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия (ИКДСК).

Основное требование, предъявляемое к ингибиторам солеотложений и коррозии – это способность обеспечить высокий защитный эффект. Однако технологические характеристики реагентов, играют не последнюю роль при оценке их общей эффективности и оказывают значительное влияние на окончательный выбор ингибитора.

В зависимости от условий, в которых планируется применение химических реагентов, к их физико-химическим характеристикам могут предъявляться различные требования. В связи с этим, при разработке и лабораторном подборе реагентов, изучению их физико-химических характеристик уделяется особое внимание.

Как правило, в различных компаниях набор контролируемых и регламентируемых свойств реагентов отличается. Это обусловлено, в первую очередь, географическим расположением объектов разработки, а также технологией закачки ингибиторов.

В рамках диссертационной работы, перед проведением исследований по разработке ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия, был проведен анализ стандартов крупных нефтяных компаний, таких как ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО АНК «Башнефть», что позволило сформировать перечень контролируемых параметров и общие требования, которым должны соответствовать физико-химические и технологические характеристики разрабатываемого реагента (Таблица 4).

Таблица 4 – Перечень контролируемых параметров и обобщенные требования к физико-химическим и технологическим свойствам жидких ингибиторов

№ п.п.	Наименование параметра	Обобщенные требования компаний
Физико-химические свойства		
1.	Внешний вид	Однородная жидкость без взвешенных и оседающих частиц
2.	Плотность при 20 °С, г/см ³	Для водорастворимых ингибиторов не менее 0,95 г/см ³ ; для нефтерастворимых не нормируется
3.	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	Не более 20 мм ² /с
	Кинематическая вязкость при минус 40 °С, мм ² /с	
4.	Термостабильность при пластовой температуре	Не допускается появление в объеме осадка и расслоение
5.	Температура застывания при минус 50 °С	Не допускается появление в объеме осадка и расслоение не выше: минус 50 °С для Западно-Сибирского региона
6.	Водородный показатель (рН), ед. рН	Не нормируется
7.	Водородный показатель (рН) при 20 °С, ед. рН	Не нормируется
8.	Аминное число несвязанных аминов при 20 °С, мг HCl/г.	Не нормируется
Технологические свойства		
9.	Совместимость с моделью пластовой воды	Не допускается появление в объеме осадка, расслоение и образование геля
10.	Совместимость с водными растворами жидкостей глушения скважин	Не допускается появление в объеме осадка, расслоение и образование геля
Защитные свойства		
11.	Эффективность предотвращения солевых отложений при пластовой температуре (83°С)	Не менее 90%
12.	Эффективность предотвращения ускоренной коррозии при пластовой температуре (83°С)	Не менее 90%

Таким образом, было установлено 12 основных показателей, подлежащих контролю при проведении испытаний разрабатываемого ингибитора

комплексного действия. Однако перечисленные параметры не позволяют в полной мере оценить возможность применения реагента с использованием различных технологий его подачи. В частности, данные параметры не учитывают возможное негативное влияние реагентов на фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора.

С целью оценки влияния реагента на фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора, в перечень испытаний были включены дополнительные лабораторные исследования:

1. Исследование поверхностного натяжения водных и солевых растворов ИКДСК на границе с углеводородной жидкостью с целью определения оптимальной концентрации ингибитора.

2. Исследование влияния растворов ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на набухание глинистых частиц, позволяющее оценить возможное негативное воздействие на фильтрационно-емкостные характеристики коллектора.

3. Исследование гидрофобизирующих свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия, позволяющее оценить влияние закачки растворов ИКДСК на смачиваемость породы.

4. Исследование диффузионных свойств ИКДСК с целью определения количества ингибитора, способного перераспределяться в углеводородную фазу добываемого флюида.

5. Фильтрационные исследования раствора ИКДСК на низкопроницаемых полимиктовых образцах керна с моделированием термобарических условий залежи для оценки влияния закачиваемого состава на коэффициент восстановления проницаемости, а также для определения динамики адсорбции и десорбции ингибитора с поверхности поровых каналов породы-коллектора.

Экспериментальные исследования проводились с моделированием условий Приобского нефтяного месторождения. Согласно проведенному анализу количества отказов внутрискважинного оборудования установлено, что более 60% аварий произошло по причине отложения неорганических солей и

ускоренной коррозии оборудования, что может быть связано с проведением мероприятий по сохранению запланированных темпов обора, спуском оборудования большего типоразмера на большие глубины, что в свою очередь привело к снижению забойных давлений до величины давлений насыщения.

Кроме наличия осложнений Приобское нефтяное месторождение также характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, что накладывает дополнительные ограничения на выбор технологии закачки реагентов.

2.1 Методики определения физико-химических свойств

2.1.1 Методика определения внешнего вида

Внешний вид ингибитора определялся визуально в пробирке из бесцветного прозрачного стекла на белом фоне. Для этого в пробирку типа П 1-16-150 помещалось 10 см^3 реагента и в проходящем свете определялся цвет ИКДСК.

Согласно предъявляемым требованиям, образец ингибитора должен быть однородным, без взвешенных и оседающих частиц.

2.1.2 Методика определения плотности

Плотность ИКДСК определялась согласно работе [19] при помощи ареометров при температуре 20°C . Образец ингибитора в количестве 200 см^3 , наливался в мерный цилиндр объемом 250 см^3 , находящийся в термостате. После достижения ингибитором температуры 20°C в цилиндр помещался ареометр, через 1 минуту снимались показания.

2.1.3 Методика определения кинематической вязкости

Кинематическая вязкость ИКДСК определялась в соответствии с работой [20]. Определение кинематической вязкости проводилось при температурах 20°C и минус 40°C с помощью вискозиметров ВПЖ-2 при термостатировании в низкотемпературном термостате (Рисунок 3).



Рисунок 3 – Жидкостный криотермостат с вискозиметром ВПЖ-2

Значение кинематической вязкости определялось по формуле:

$$V = \frac{g}{9,807} \cdot T \cdot K, \quad (4)$$

где g – ускорение свободного падения в месте измерения, $\text{м}^2/\text{с}$; T – время истечения, с; K – постоянная вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$.

2.1.4 Методика определения термостабильности

Определение термической стабильности товарной формы ИКДСК заключалось в выдерживании пробы реагента в течение 24 ч в термошкафу при пластовой температуре (емкость предварительно закрывалась).

Термостабильность ИКДСК определялась визуально. Реагент, рассматривался в проходящем свете, определялся цвет (прозрачность, стабильность), наличие расслаиваний на фазы, содержание включений, взвешенных и осевших на дно пробирки посторонних примесей, частиц.

2.1.5 Методика определения температуры застывания

Температура застывания оценивалась по методике, описанной в работе [21]. Пробирка с образцом ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия охлаждалась до температуры минус 50°C в криостате LAUDA PROLINE RP 890, текучесть реагента оценивалась визуально через каждые 3°C .

2.1.6 Методика определения водородного показателя

Измерение водородного показателя проводилось на рН-метре S20-K SevenEasy (MettlerToledo). Данный портативный микропроцессорный прибор применяется для определения показателя активности ионов водорода. В основе метода определения рН лежит измерение разницы потенциалов стеклянного электрода и хлорсеребряного электрода сравнения, которые погружаются в перемешиваемый магнитной мешалкой реагент до установления стабильного значения величины рН. Температура исследуемой жидкости 20 (± 1) °С. За результат анализа принималось среднее арифметическое результатов двух последовательных определений, расхождение между которыми не превышало 0,1 единиц рН.

2.1.7 Методика определения массовой доли сухого остатка

Исследования по определению массовой доли сухого остатка проводились на анализаторе влажности Mettler Toledo HG 63-P Halogen Moisture Analyzer методом термогравиметрии (Рисунок 4).



Рисунок 4 – Анализатор влажности HG 63-P (Mettler Toledo, Швейцария)

Данный показатель отражает содержание основного вещества. В основе метода определения массовой доли сухого остатка в химических веществах лежит термогравиметрический принцип. Первым этапом определялась масса образца, далее происходил быстрый нагрев образца галогенным модулем сушки, в результате чего растворитель из образца испарялся. Во время всего анализа происходило непрерывное измерение массы образца. Результат в виде количества

испаренной части отражался на дисплее. Итоговый результат проведенного анализа показывал содержание основного вещества (сухого остатка) в исследуемом образце.

2.1.8 Методика определения аминного числа несвязанных аминов

Суть исследования аминного числа несвязанных аминов заключалась в потенциометрическом титровании остаточных количеств первичных аминов, служащих активной основой при получении ингибиторов коррозии (ИК), раствором соляной кислоты.

Для этого отбиралась проба исследуемого ингибитора массой 0,2 г и растворялась в 20 см³ изопропилового спирта. Полученный раствор титровался раствором соляной кислоты молярной концентрации $C(\text{HCl}) = 0,1$ моль/дм³, с фиксированием показаний иономера. До достижения точки эквивалентности раствор титровался порциями 0,2 см³, после – 0,1 см³.

Объем раствора соляной кислоты, израсходованный на титрование, определялся по графику – водородный показатель pH от объема титранта V см³. Аминное число (X) в мг HCl/г вычислялось по формуле:

$$x = \frac{36,46 \times C \times V}{m}, \quad (5)$$

где 36,46 – молярная масса эквивалента раствора соляной кислоты концентрации $C(\text{HCl}) = 0,1$ моль/дм³, г/моль; V – объем раствора соляной кислоты точно 0,1 моль/дм³, израсходованный на титрование, см³; m – масса реагента, г.

За результат анализа принималось среднее арифметическое двух параллельных определений, абсолютное расхождение между которыми не превышало допускаемое расхождение, равное $(0,17 \cdot x)$ мг HCl/г.

2.2 Методики определения технологических свойств

2.2.1 Методика оценки совместимости с моделью пластовой воды

Для оценки совместимости ИКДСК с моделью пластовой воды в пробирки при помощи пипетки наливалось по 5 см³ минерализованной воды, затем

дозатором вносились 5 см^3 раствора ингибитора (концентрация ингибитора в полученной смеси – 50 г/дм^3). Смеси тщательно перемешивались, пробирки закрывались крышкой. Первая серия выдерживалась в течение 3 часов при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, вторая – при $83 \text{ }^\circ\text{C}$ в термошкафу.

Совместимым с моделью пластовой воды считался ИКДСК, который после термостатирования в пробирке не вызывал выпадение осадка, образование взвешенных коллоидных хлопьев, а также расслоение пробы.

2.2.2 Методика оценки совместимости с жидкостями глушения

Исследования по оценке совместимости ИКДСК с жидкостями глушения проводились с раствором KCl плотностью $1,16 \text{ г/см}^3$; раствором NaCl плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$; раствором CaCl_2 плотностью $1,32 \text{ г/см}^3$. Концентрации ингибитора в полученных смесях соответствовали 10, 30, 50, 80, 100, 200, 300 г/дм^3 .

Для оценки совместимости ИКДСК с жидкостями глушения в пробирки при помощи пипетки наливался необходимый объем жидкости глушения исследуемой плотности, затем дозатором вносился ИКДСК. Растворы тщательно перемешивались, пробирки закрывались крышкой. Первая серия выдерживалась в течение 3 часов при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, вторая – при $83 \text{ }^\circ\text{C}$ в термошкафу.

Совместимым с жидкостью глушения считался реагент, который после термостатирования в пробирке не вызывал выпадение осадка, образование взвешенных коллоидных хлопьев, а также расслоение пробы.

2.3 Методики определения защитных свойств

2.3.1 Методика определения эффективности ингибирования солевых отложений

Методика испытаний основана на оценке способности ингибиторов «удерживать» катионы кальция в объеме раствора. Определение защитной способности проводилось для концентраций 15, 30, 45, 50, 55, 60, 80 мг/дм^3 .

Подготовительные работы для данных исследований заключались в приготовлении модели пластовой воды (МПВ) Приобского нефтяного

месторождения, 1% раствора разработанного ингибитора комплексного действия, 20%-го раствора гидроокиси калия, раствора трилона Б, индикатора мурексида.

Ионный состав модели воды приведен в таблице 5. С целью исключения выпадения карбоната кальция подготавливалось два раствора: раствор А, содержащий катионы кальция; раствор Б, содержащий анионы гидрокарбоната.

Таблица 5 – Ионный состав пластовой воды Приобского нефтяного месторождения

Содержание ионов, мг/л												
Cl ⁻	NO ₂ ⁻	SO ₄ ²⁻	NO ₃ ⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	K ⁺	Na ⁺	Li ⁺	Mg ²⁺	Sr ²⁺	Ba ²⁺	Ca ²⁺
10918	0	0	0	628,4	6	50,83	6695	0	88,18	0	0	249,7

Для приготовления 1%-ый разработанного ИКДСК необходимо было: 1 г навески реагента растворить в дистиллированной воде в мерной колбе объемом 100 мл.

Для приготовления 0,05Н раствора трилона Б необходимо было: фиксанал для приготовления 0,1Н трилона Б растворить в дистиллированной воде в мерной колбе объемом 2 литра.

Для приготовления 20%-го раствора гидроокиси калия необходимо было: навеску 20 г КОН растворить в дистиллированной воде в мерной колбе объемом 100 мл.

Для приготовления индикатора мурексида необходимо было: 1 часть мурексида и 50 частей хлорида натрия тщательно перетереть в фарфоровой ступке.

Ход испытаний:

Раствор А в объеме 50 см³ помещался в испытательные ячейки. На поверхность подготовленной жидкости дозировался 1%-ый раствор ингибитора в необходимой концентрации, кроме ячеек с параллельными контрольными пробами.

Далее, поочередно вносилось по 50 см³ раствора Б. Герметично закрытые ячейки перемешивались и помещались в термобаню при пластовой температуре на 6 часов.

После 6-ти часового термостатирования ячейки охлаждались до температуры 25°C, а содержимое испытательных склянок полностью отфильтровывалось. В фильтрате определялось остаточное содержание катионов кальция. Для этого при помощи соответствующей пипетки отбиралась проба 10 см³ испытательного раствора, переносилась в коническую колбу для титрования. В нее добавлялось 25 см³ дистиллированной воды, 1,5 см³ раствора КОН, 10 - 15 мг индикатора мурексида. Полученный раствор титровался 0,05 Н раствором трилона Б до прекращения изменения цвета (переход окраски раствора от малинового до фиолетового цвета) (Рисунок 5).



Рисунок 5 – Изменение окраски приготовленного раствора при титровании

Содержание ионов кальция в мг/дм³ (С) вычислялось по формуле:

$$[Ca^{2+}] = \frac{V_{ТрБ} \cdot C_{ТрБ} \cdot 20,04}{V_{ал}} \cdot 1000, \quad (6)$$

где $V_{ТрБ}$ – объем трилона Б, затраченный на титрование, см³; $C_{ТрБ}$ – концентрация раствора трилона Б, мг/дм³; $V_{ал}$ – количество пробы, взятой для анализа, см³; 20,04 – молярная масса эквивалента кальция, г/моль.

Защитный эффект Э(D) ингибитора при данной дозировке (D) рассчитывался по формуле:

$$\varepsilon(D) = \frac{(C_p - C_x)}{(C_0/2 - C_x)} \cdot 100, \quad (7)$$

где $\varepsilon(D)$ – защитный эффект при дозировке (D) ингибитора, %; C_p – содержание ионов кальция в пробе с ингибитором после осаждения, мг/дм³; C_x – содержание ионов кальция в контрольной «горячей» пробе, мг/дм³; C_0 – содержание ионов кальция в холостой «холодной» пробе до осаждения, мг/дм³.

Концентрация ионов кальция для «холостой» пробы (исходного образца до осаждения) определялась путем измерения концентрации ионов кальция раствора А и делением полученного значения на 2.

За результат анализа принималось среднее арифметическое результатов двух параллельных определений, расхождение между которыми не превышало значения допустимого расхождения равного 4%.

2.3.2 Методика определения эффективности ингибирования ускоренной коррозии

Данный метод основан на построении поляризационных кривых, передающих взаимосвязь между потенциалом исследуемого электрода и плотностью тока при поляризации от внешнего источника постоянного электрического тока, с последующей оценкой защитной способности ингибитора по плотности тока в ингибированной и неингибированной коррозионных средах [82, 87, 88, 105, 106]. Исследования проводились на потенциостате Gill 12 методом поляризационного сопротивления (LPR).

Взаимодействие металла с электролитически проводящей средой, обладающей достаточной окислительной способностью, приводит к корродированию данного металла. Протекание процесса происходит по двум одновременным реакциям. На анодных участках происходит переход частиц металла из твердой поверхности в раствор, что приводит к возникновению на поверхности материала избытка электронов, которые стремительно перемещаются в близлежащие катодные участки (Рисунок 6) [82, 87].

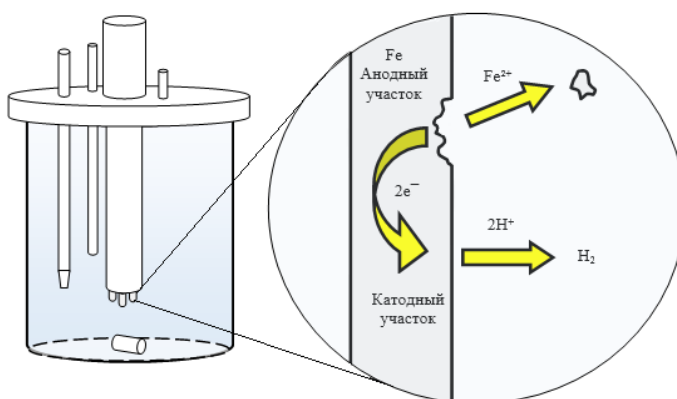


Рисунок 6 – Схема протекания электрохимического процесса [82, 87]

Анодные и катодные участки постоянно изменяют положение, что делает прямое измерение тока коррозии невозможным. Небольшие внешние потенциальные сдвиги продуцируют умеренное течение тока на разрушаемом электроде [81, 82, 104, 105, 107]. При малых значениях потенциала сила тока прямо пропорциональна току коррозии, а значит и скорости коррозии. Отражение данных зависимостей приведено в уравнениях Штерна-Гири:

$$\frac{\Delta E}{\Delta I} = \frac{ba \cdot bc}{2,3 \cdot I_{КОР} \cdot (ba + bc)}, \quad (8)$$

где $\Delta E / \Delta I$ – поляризационное сопротивление, Ом; $I_{КОР}$ – ток коррозии, А.

Если учесть, что числа ba и bc являются эмпирическими константами скорости Тафеля, можно упростить представленное выражение (8). Тогда получится:

$$I_{КОР} = \frac{I}{E} \quad (9)$$

где E – внешний потенциал, В; I – сила тока, А.

На рисунке 7 представлена схема лабораторной установки, которая использовалась в данной работе для оценки эффективности ингибиторной защиты [82, 87].

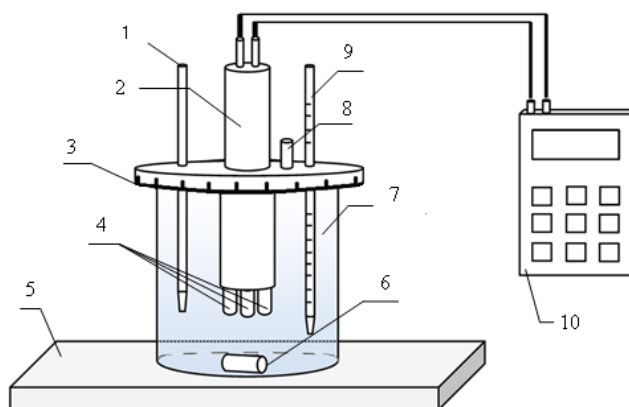


Рисунок 7 – Схема электрохимической установки [82, 87]:

1 – вход CO_2 ; 2 – зонд (держатель электродов); 3 – кольцевое уплотнение; 4 – электрод; 5 – магнитная мешалка; 6 – магнитный якорь; 7 – вода пластовая; 8 – выход CO_2 ; 9 – термометр; 10 – коррозиметр/потенциостат

На рисунке 8 представлен зонд, включающий в себя три измерительных электрода. После погружения зонда в коррозионный раствор на электроды подается небольшое напряжение и измеряется результирующий ток, возникающий в результате тех же коррозионных процессов [82].



Рисунок 8 – Трехэлектродный зонд [82]

Остаточная разность потенциалов между «электродом сравнения» и «тест – электродом» в начале эксперимента равняется нулю. Далее происходит постепенное увеличение скорости тока от вспомогательного электрода на «тест – электрод». Этот процесс протекает до тех пор, пока не произойдет сдвиг потенциала «тест – электрода» на 10 мВ относительно «электрода сравнения». Значение поляризующего напряжения в 10 мВ, незначительно, в связи с чем, дополнительного влияния на процесс коррозии не оказывается. В данном диапазоне значений имеет место линейная зависимость между током коррозии и поляризационным сопротивлением [82, 87, 88, 106, 108].

Прибор отображает значение скорости коррозии в миллидьюмах в год, а используемый коэффициент пропорциональности, является эмпирическим числом, который определен путем сравнения значения поляризационного сопротивления с величиной потери веса. По итогам тестирования рассчитывался защитный эффект ингибиторов коррозии [25, 70, 73].

Исследования по определению эффективности реагента проводились с моделированием пластовых условий, характерных для нефтяных скважин Приобского месторождения.

Для проведения испытаний в качестве модели пластовой нефти использовалась углеводородная смесь, приготовленная согласно [70] и состоящая из керосина, изооктана и ортоксилы, взятых в равных объемах. При проведении экспериментов моделировалась обводненность скважинной продукции 80% (состав модели пластовой воды приведен в таблице 5). Эффективность реагента оценивалась для семи различных концентраций: 15, 30, 45, 50, 55, 60, 80 мг/дм³.

Ход испытаний:

В коррозионные ячейки помещалось 800 мл модели пластовой воды, устанавливалась температура проведения эксперимента 83 (± 2) °С. С целью насыщения углекислым газом, МПВ в течение 30 минут интенсивно продувалась газом, после достижения насыщения устанавливалась подача CO₂ со скоростью 1 - 2 пузырька в минуту. Скорость перемешивания в ячейках соответствовала турбулентному режиму течения жидкости.

В электрохимических ячейках устанавливались зонды с предварительно подготовленными электродами: для активации электродов они помещались на 1 минуту в раствор соляной кислоты, после чего промывались в проточной воде и помещались в дистиллированную воду. Далее добавлялась модель нефти объемом 200 мл.

Скорость коррозии регистрировалась с помощью потенциостата. Интервал измерений составлял 15 минут. Измерения проводились до стабилизации контрольных значений. Среднее значение трех замеров до дозирования ингибитора принималось за контрольное значение скорости коррозии (Пк). Далее

в ячейку при помощи микрошприца вносилось необходимое количество ингибитора в товарной форме. Остаточная скорость коррозии ($\Pi_{и}$) определялась как среднее арифметическое трех последних замеров.

Защитный эффект реагентов (Z , %) рассчитывался по формуле:

$$Z = \frac{\Pi_{к} - \Pi_{и}}{\Pi_{к}} * 100, \% \quad (10)$$

где Z – степень защиты ингибитора коррозии, %; $\Pi_{к}$ – контрольная скорость коррозии, мм/год; $\Pi_{и}$ – скорость коррозии после дозирования ингибитора коррозии, мм/год.

2.4 Методика исследования межфазного натяжения водных и солевых растворов ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на границе с углеводородной жидкостью

Межфазное натяжение разработанного состава измерялось на границе с керосином на тензиометре EASYDROP методом висящей капли (Рисунок 9). Исследования проводились согласно инструкции к оборудованию и методике, описанной в работе [103].

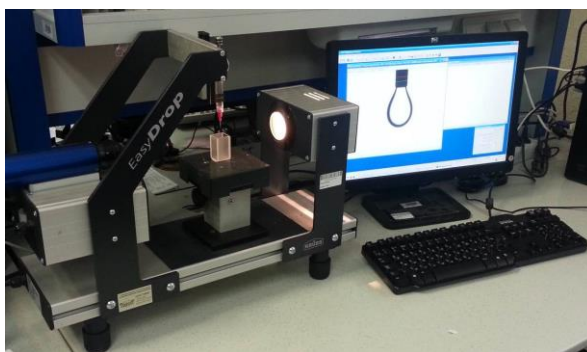


Рисунок 9 – Тензиометр EASYDROP для измерения краевого угла и поверхностного/межфазного натяжения (компания KRUSS GmbH)

Необходимое условие при использовании данного метода заключается в гидромеханическом равновесии капли, выраженного уравнениями Лапласа и Юнга-Лапласа. Данные уравнения описывают силы, которые действуют на каплю

(Рисунок 10) и кривизну ее поверхности [103].

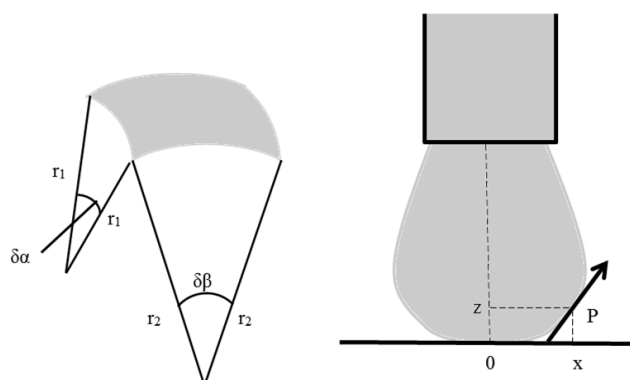


Рисунок 10 – Схематическое изображение сил, действующих на каплю [103]

Ход испытаний:

Для проведения исследований подготавливались растворы ИКД в дистиллированной воде и в 2% растворе КСl.

Дистиллированная вода наливалась в стандартную мерную пробирку общим объемом 25 мл. Далее добавлялся ИКДСК в таком объеме, чтобы массовая концентрация реагента в итоговом растворе составляла 0,2; 0,4; 0,6; 0,8; 1; 1,2; 1,4; 1,6; 1,8 и 2%.

2% раствор КСl также помещался в стандартную мерную пробирку общим объемом 25 мл, к нему добавлялся ИКДСК в таком объеме, чтобы массовая концентрация реагента в итоговом растворе составляла 1,4; 2; 4; 6; 8; 10; 15 и 20%.

Перемешивание полученных образцов проводилось путем десятикратного переворачивания пробирок на 180 градусов. Приготовленные образцы помещались в шприц, который закреплялся в тензиометре таким образом, чтобы кончик иглы находился в кювете с керосином и хорошо был виден на мониторе компьютера. После чего жидкость из шприца равномерно вытеснялась в кювету с образованием падающих капель.

После проведения эксперимента для каждого исследуемого образца определялось 6 значений межфазного натяжения. Из полученных данных исключались максимальное и минимальное значения, и рассчитывалось среднее

арифметическое, по которому строился график зависимости межфазного натяжения на границах «дистиллированная вода – керосин» и «2% раствор КСl – керосин» в зависимости от массовой концентрации ИКД в дистиллированной воде и растворе КСl соответственно.

Определение межфазного натяжения проводилось с целью выявления оптимальной концентрации ингибитора в растворе по стандарту [22].

Перегиб полученной зависимости межфазного натяжения от натурального логарифма массовой концентрации ИКД в растворе определяет критическую концентрацию мицеллообразования (ККМ) (Рисунок 11).

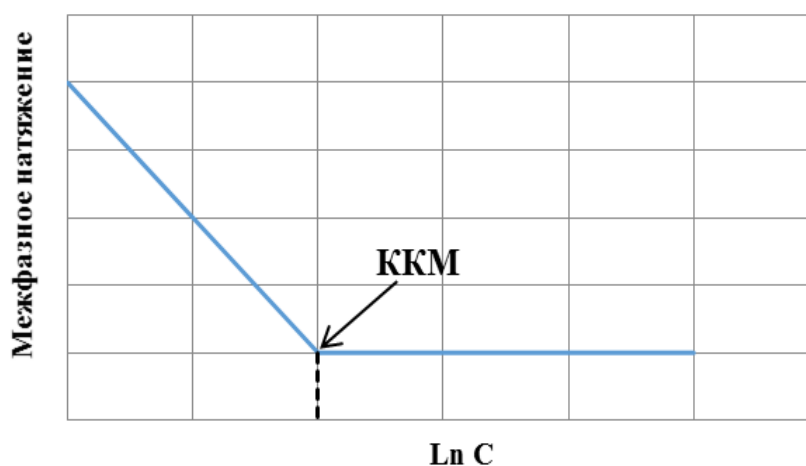


Рисунок 11 – Определение ККМ по перегибу зависимости межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – керосин» от натурального логарифма концентрации ПАВ

В связи с тем, что выше ККМ процессы образования частиц происходят самопроизвольно, дальнейшее повышение концентрации реагента в растворе не приводит к изменению межфазного натяжения.

2.5 Методика исследования влияния растворов ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на набухание глинистых частиц

Определение степени набухания породы, при воздействии водных растворов разработанного ИКДСК, выполнялось с использованием прибора

ПНГ-1 (Рисунок 12) на образцах монтмориллонитовой и каолиновой глин дезинтегрированной породы Приобского месторождения.



Рисунок 12 – Прибор оценки набухания глин ПНГ - 1

Экспериментальные исследования проводились в лабораторных условиях в соответствии с работой [23]. Оценка степени набухания породы проводилась по изменению высоты образца глинистой грунта при набухании последнего в приготовленном растворе при условиях, исключающих боковое расширение.

Эксперимент длился до тех пор, пока изменение высоты образца по шкале не превысило двух делений в сутки. Набухание породы в процентах определялось по формуле:

$$V = \frac{m}{h} \cdot 100\%, \quad (11)$$

где m – максимальное значение приращения высоты образца по индикатору, мм;
 h – начальная высота породы в кольце, мм ($h=10$ мм).

2.6 Методика исследования гидрофобизирующих свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия

Исследование гидрофобизирующей способности ИКДСК осуществлялось методом самопроизвольного впитывания воды [54, 73].

Для проведения экспериментов использовалась дезинтегрированная порода Приобского нефтяного месторождения, которая помещалась в стеклянные цилиндрические емкости диаметром 9 мм, длиной 90 - 100 мм и толщиной стенки не менее 1 мм. Перед началом эксперимента проводилась гидрофобизация

внутренней поверхности емкости силиконовым маслом. Под вакуумом подготовленный образец насыщался раствором исследуемого ингибитора и выдерживался 24 часа при стандартных условиях. С целью адсорбции реагента на породе после выдерживания пористая среда промывалась керосином (без доступа воздуха), чтобы удалить избыток ингибитора объем промывки составил 10 поровых объемов. Далее продувкой воздуха промывочная жидкость удалялась. Смачиваемость пористой среды оценивалась на установке для измерения кинетики пропитки (Рисунок 13). В качестве впитываемой жидкости использовалась дистиллированная вода.

Химический стакан, заполненный дистиллированной водой, помещался на поверхность аналитических весов (точность весов $\pm 0,1$ мг). Подготовленная модель насыпной породы подвешивалась на нить кронштейна, закрепленного на лабораторном штативе таким образом, чтобы нижний торец модели с сеткой погрузился в дистиллированную воду.

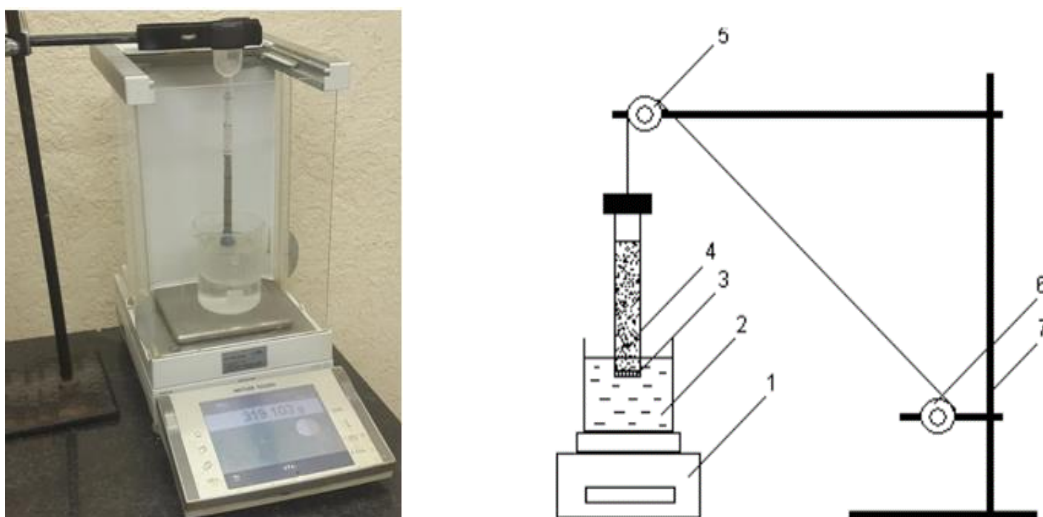


Рисунок 13 – Схема установки измерения кинетики пропитки:

- 1 – весы; 2 – стакан с дистиллированной водой; 3 – нижний торец модели с сеткой; 4 – модель насыпной породы; 5,6 – система блоков для спуска и удерживания трубки на необходимой высоте; 7 – штатив

Посредством видеокамеры фиксировалось изменение массы стакана с дистиллированной водой. Время съемки составляло 3 минуты. Далее рассчитывалась скорость впитывания воды, определялся характер смачиваемости пористой среды и оценивалась гидрофобизирующая способность разработанного ИКДСК.

2.7 Методика исследования диффузионных свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия

Оценка диффузии нефтерастворимых поверхностно-активных компонентов из водного раствора ингибитора в нефть проводилась косвенным методом по изменению межфазного натяжения на границе с дистиллированной водой. При проведении экспериментальных исследований применялись следующие концентрации ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия: 0; 0,4; 0,8; 1,4; 2; 4; 6; 8; 10 % масс. Оборудование и методика испытаний аналогична методике, описанной в п. 2.4.

2.8 Методика фильтрационных исследований ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия

Подготовка кернового материала и пластовых флюидов, а также проведение исследований были выполнены в соответствии с нормативными документами [15, 16, 17, 18, 61, 62].

Оценка адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора ИКДСК проводилась на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета с использованием установки ПИК-ОФП/ЭП (Рисунок 14).

Фильтрационная установка позволяет проводить исследования, требующие моделирования потока флюидов через образец керна в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым.



Рисунок 14 – Установка ПИК-ОФП/ЭП

Основным элементом установки является кернодержатель с адсорбентом, максимальная длина которого может составлять 300 мм, диаметром 30 мм. За счет того, что кернодержатель расположен в термошкафу, установка позволяет моделировать температуру до 150 °С.

Кернодержатель имеет три линии входа и три линии выхода для флюидов в торцевых частях керна, что позволяет менять оперативно направление фильтрации.

Установка обладает автоматизированной системой давления обжима, которая используется для повышения и понижения всестороннего давления через компьютерную программу, позволяя создавать давление обжима до 70 МПа.

Наличие нескольких цилиндров-накопителей, позволяет проводить исследования с использованием жидкостей, имеющих различные свойства. Управление накопителями осуществляется насосной системой с использованием ручных клапанов, установленных в нижней части блока их монтажных кронштейнов на каждом накопителе. Рабочим агентом насоса является масло, под

действием которого происходит выдавливание поршня, вытесняющего растворы из накопителя в породу. Максимальное давление насоса составляет 40 МПа.

Элементы установки выполнены из инертных материалов, что позволяет исследовать различные типы жидкостей. Управление над работой системы осуществляется с использованием компьютера.

Для проведения фильтрационных исследований подготавливались цилиндрические образцы керна, диаметр которых составлял 3 см. Выбуривание кернового материала проводилось с помощью ручного сверлильного станка MDP-405, обрезка и шлифовка осуществлялась с помощью станка DTS-430. Для определения геометрических параметров образцов керна использовался штангенциркуль ШЦЦ-1-125, для замера массы – лабораторные весы Mettler Toledo AB-204- S/FACT.

Экстрагирование цилиндрических образцов керна проводилось с использованием отжимной центрифуги CE-520 спиртобензольной смесью. После экстрагирования керновый материал высушивался в термошкафу при температуре 105 °С до достижения постоянного веса.

Определение пористости и проницаемости образцов керна по азоту производилось с помощью автоматизированного порозиметра ПИК-ПП (Рисунок 15).

Для создания остаточной нефтенасыщенности образец керна насыщался МПВ при поддержании пластового давления. После появления жидкости на выходном конце кернодержателя МПВ дополнительно прокачивалась через керн в количестве 3 поровых объемов. Далее, не снижая давления в кернодержателе, через керн прокачивалось масло. Фильтрация масла проводилась до прекращения вытеснения воды, в количестве 10 поровых объемов. Следующий этап заключался в насыщении образца керна керосином: сохраняя термобарические условия, керосин прокачивался до полной замены масла в количестве 5 поровых объемов.



Рисунок 15 – Автоматизированный порозиметр ПИК-ПП
(ЗАО «Геологика»)

Ход испытаний:

Фильтрационные испытания были проведены на естественных образцах керна с соблюдением термобарических условий исследуемого пласта: температура 83°C, давление 18,3 МПа. Основные характеристики используемых кернов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные линейные и фильтрационно-емкостные характеристики используемых кернов

Длина, м	Диаметр, м	Пористость, %	Абсолютная проницаемость, мкм ²
0,045-0,053	0,029-0,031	15-17	0,016-0,019

Процесс моделирования технологии задавки ИКДСК в пласт включал следующие стадии:

1) Подготовленный керн помещался в кернодержатель. Далее образец насыщался моделью пластовой воды и керосином в количестве 10 поровых объемов каждой фазы. Работы производились с моделированием термобарических условий.

2) С целью подготовки породы керна к введению ингибитора производилась закачка взаимного растворителя (диметилкарбинола) в количестве 5 поровых объемов.

3) Основная обработка осуществлялась 10%-ым раствором ИКДСК в 2% растворе KCl в количестве 20 поровых объемов для адсорбции реагента на поверхности керна. На выходе производился отбор профильтровавшейся жидкости по (3 - 4) см³ в отдельные пробирки.

4) Раствор ИКДСК выдерживался в пластовых условиях в течение 12 часов.

5) Проводилась закачка МПВ в количестве 30 поровых объемов образца керна для десорбции реагента с поверхности керна. На выходе отбирались пробы профильтровавшейся жидкости по (3 - 4) см³ в отдельные пробирки.

6) Завершающим этапом производилась повторная закачка керосина с целью оценки коэффициента восстановления проницаемости.

При проведении лабораторных испытаний использовалась модель пластовой воды Приобского нефтяного месторождения. Солевой состав МПВ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Солевой состав модели пластовой воды

Солевой состав, г/дм ³							
CaCl ₂	MgCl ₂	KCl	SrCl ₂ ×6H ₂ O	BaCl ₂ ×2H ₂ O	Na ₂ SO ₄	NaHCO ₃	NaCl
2,122	0,878	0,15	0,794	0,92	0,013	0,563	30,927

Направление закачки и фильтрации рабочих жидкостей в исследуемых образцах керна соответствовало реальному направлению движения пластовых флюидов и закачиваемого ИКДСК в добывающих скважинах. Прямая фильтрация соответствовала процессу притока флюида из пласта в скважину и, в дальнейшем, процессу «освоения» скважины; обратная фильтрация – процессу закачки ингибитора, который моделировался путем создания постоянного расхода.

Коэффициент проницаемости по МПВ для керна рассчитывался согласно линейному закону Дарси:

$$k_{np}^{жид} = \frac{\mu \cdot L \cdot q}{S \cdot \Delta P} \quad (12)$$

где $k_{np}^{жид}$ – коэффициент проницаемости керна, м²; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; L – длина керна, м; q – заданный расход жидкости через образец, м³/с; S – средняя площадь поперечного сечения керна, м²; ΔP – перепад давления на концах модели керна при заданном расходе, Па.

Расчет коэффициента восстановления фазовой проницаемости модели пласта по воде после моделирования задавки ИКДСК в ПЗП осуществлялся по следующей формуле:

$$\bar{k} = \frac{k_2}{k_1} \cdot 100 \quad (13)$$

где \bar{k} – коэффициент восстановления фазовой проницаемости керна по воде, %; k_1 – исходная фазовая проницаемость керна по воде, мкм²; k_2 – фазовая проницаемость по воде после проведения задавки ИКД в ПЗП, мкм².

С целью определения динамики адсорбции и десорбции реагента с поверхности породы в ходе фильтрационных исследований производился отбор проб с последующим определением остаточного содержания ингибитора.

Остаточное содержание ИКДСК оценивалось по содержанию фосфат-иона в отобранной пробе, фотометрическим методом, основанным на взаимодействии ионов фосфора в кислой среде с молибдатом аммония и образованием фосфорно-молибденового комплекса, окрашенного в синий цвет.

Измерения проводились с помощью спектрофотометра КФК-3КМ (Рисунок 16).

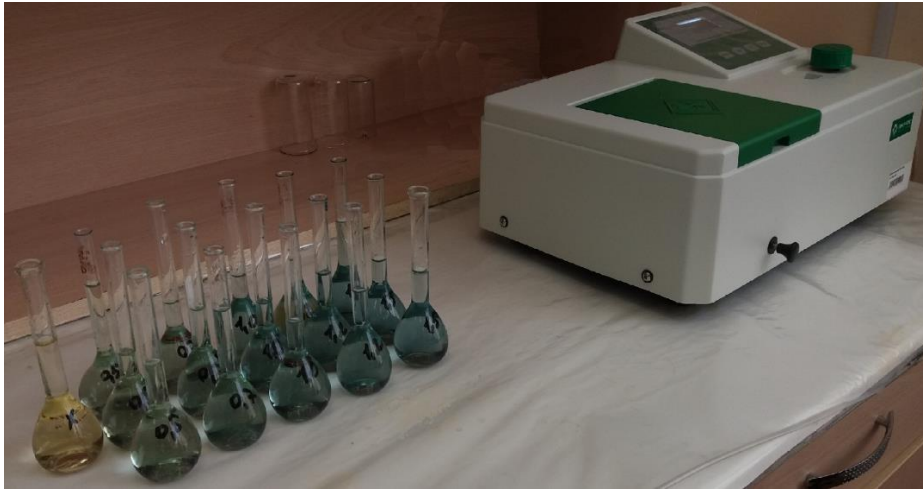


Рисунок 16 – Спектрофотометр КФК-3КМ (ООО «ЮНИКО-СИС»)

Максимум светопоглощения был установлен при длине волны 670 нм. Толщина поглощающего слоя кюветы 5 мм. Концентрация ингибитора устанавливалась по калибровочному графику.

Для поведения эксперимента были проведены работы по подготовке спектрофотометра в соответствии с инструкцией по эксплуатации, а также приготовлены вспомогательные растворы:

1. Раствор молибденово-кислого аммония с массовой долей 5%.

2. Раствор серной кислоты:

К 820 см³ дистиллированной воды добавлялось 180 см³ серной кислоты (d=1,84).

3. Раствор хлористого олова:

2,5 г. не окисленного SnCl₂·2H₂O помещался в термостойкий стакан ёмкостью 200 см³, к нему добавлялось 100 см³ глицерина. При нагревании на кипящей бане полученная смесь растворялась.

4. Раствор персульфата аммония с массовой долей 1%.

5. Раствор аскорбиновой кислоты с массовой долей 5%.

6. Основной стандартный раствор ингибитора ИКДСК с массовой долей 1 %.

7. Рабочий стандартный раствор ингибитора ИКДСК с массовой долей 0,05%.

Для проведения исследования в термостойкие химические стаканы объемом 100 см³ помещалось 0,0; 0,5; 0,7; 1,0; 1,2; 1,5 см³ рабочего стандартного раствора ИКДСК, что соответствовало следующим концентрациям ингибитора: 0; 5,0; 7,0; 10,0; 12,0; 15,0 мг/дм³, и разбавлялось в 40 см³ дистиллированной воды. Далее добавлялось 2,5 см³ персульфата аммония. Полученный раствор кипятился до уменьшения объема пробы до 10 см³. После охлаждения содержимое стаканов переносилось в мерные колбы вместимостью 100 см³, добавлялось 5 см³ серной кислоты, 2 см³ молибдата аммония, 2 см³ аскорбиновой кислоты, объем доводился до 40 см³ дистиллированной водой и перемешивался. Через 3 минуты в раствор вносилось 10 капель хлористого олова, далее он перемешивался, после чего объем раствора доводился до 50 см³ дистиллированной водой, в результате происходило постепенное окрашивание проб в голубой цвет. Величина оптической плотности данных растворов определялась через 25 минут. В качестве пробы сравнения использовалась МПВ. По результатам определения строился калибровочный график.

Содержание ингибитора C_x (мг/дм³) рассчитывалось по формуле:

$$C_x = C \cdot n \quad (14)$$

где C – содержание ингибитора, найденное по калибровочному графику, мг/дм³; n – степень разбавления, равная V_1/V_2 ; V_1 – объем пробы, использованной при построении калибровочного графика, см³; V_2 – объем пробы, взятой для анализа, см³.

2.9 Методика обработки экспериментальных данных

Все данные, полученные после проведения экспериментальных исследований, обрабатывались методами математической статистики. В ходе проведения исследований по полученным результатам устанавливались систематические и случайные погрешности [103].

Необходимое и достаточное количество повторных замеров определялось из выражения (15):

$$n = \frac{t^2 v^2}{b^2}, \quad (15)$$

$$b = \frac{t \cdot v}{\sqrt{n}}, \quad (16)$$

где b – допустимая ошибка; v – коэффициент вариации; t – критерий Стьюдента, выбираемый по стандартной таблице в зависимости от величины принятой доверительной вероятности (α) [103].

Средние значения полученных данных определялись по следующей формуле:

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{n}, \quad (17)$$

где \bar{x} – среднеарифметическое значение замера; X_i – значение отдельного показателя в одном опыте; n – количество опытов.

Степень разброса индивидуальных значений показателей вокруг среднего определялось по среднеквадратичному отклонению:

$$S = \sum_{i=1}^n \frac{(X_i - \bar{x})^2}{n-1}. \quad (18)$$

Оценка достоверности средних значений проводилась путем определения коэффициента вариации (V), стандартной ошибки среднего арифметического значения ($S\bar{x}$), погрешности среднего значения ($\pm E$) и нахождения доверительных интервалов среднего значения (L) по следующим формулам [103]:

$$V = \frac{S}{\bar{x}} \cdot 100, \quad (19)$$

$$S\bar{x} = \pm \frac{S}{\sqrt{n}}, \quad (20)$$

$$E = \pm t_\alpha \cdot S\bar{x}, \quad (21)$$

$$L = \bar{x} \pm E, \quad (22)$$

где t_α – значение критерия Стьюдента при заданной надежности; L – возможное среднее значение с принятой надежностью.

Выводы к главе 2

1. В результате проведенного анализа стандартов крупных нефтяных компаний сформирован перечень контролируемых параметров и общие требования, которым должны соответствовать физико-химические и технологические характеристики разрабатываемого ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия, а также его защитные свойства.

2. Определены условия проведения лабораторных исследований по изучению физико-химических и технологических характеристик разрабатываемого ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия с использованием современного высокоточного оборудования.

3. По результатам анализа принято в экспериментальных исследованиях моделировать условия эксплуатации внутрискважинного оборудования Приобского нефтяного месторождения.

4. В соответствии с основными требованиями, предъявляемыми к методикам проведения измерений, разработана программа проведения лабораторных исследований ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия. Разработанная программа позволяет производить исследования для оценки эффективности подбираемого ингибитора, а также осуществлять выбор его оптимальных параметров.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНГИБИТОРА КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ

3.1 Разработка композиции ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия

Наиболее часто в качестве действующего вещества в ингибиторах солеотложений выступают неионогенные полифосфаты, производственные сульфокислоты, органические производные фосфоновой и фосфорной кислот, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры кислот типа акриловой и малеиновой, а также различные композиции перечисленных соединений. Широко применяемыми являются ингибиторы на основе фосфоновых кислот и полимеров.

Преимуществом фосфорорганических ингибиторов является их высокая эффективность при сравнительно малых расходах [2, 42, 81]. Распространены ингибиторы солеотложения, в которых в качестве основы композиции используется оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ) [64, 65, 66]. Необходимо отметить, что ингибиторы на основе кислот зачастую способствуют возникновению коррозионных процессов нефтепромыслового оборудования.

Встречаются реагенты [66, 67], в составе которых используют активную основу в виде смеси модифицированных имидазолинов с альдимидами. Данные ингибиторы позволяют защитить скважину от отложений солей и имеют низкую агрессивность по отношению к оборудованию.

В состав применяемых в нефтегазовой отрасли ингибиторов коррозии, как правило, входят органические соединения, которые проявляют ингибирующие свойства, водно-спиртовые или углеводородные растворители, а также различные добавки, позволяющие регулировать свойства реагентов. В качестве активного вещества используются высокомолекулярные и низкомолекулярные амины,

имидозалины, жирные кислоты, фосфорсодержащие соединения и другие органические кислоты [5, 52, 53].

Добавление спиртовых соединений позволяет регулировать физико-химические и технологические характеристики реагента: увеличивает устойчивость состава к низким температурам (ниже минус 50°C) и повышает его гидрофильные свойства. Углеводородные соединения, применяемые в качестве растворителей для «активной основы», также оказывают влияние на растворимость ингибитора в нефтяной фазе. Добавление неионогенного поверхностно-активного вещества (НПАВ) способствует улучшению смачиваемости поверхности металла и адсорбции реагента на нем.

На начальном этапе разработки реагента были приготовлены различные композиции ингибитора солеотложения и коррозии комплексного действия на основе водно-спиртовых растворов фосфоновых производных и жирных аминов, различающихся по рецептуре и количеству активных веществ:

1. ИКДСК 53;
2. ИКДСК 23;
3. ИКДСК 32;
4. ИКДСК 35;
5. ИКДСК 42;
6. ИКДСК 47;
7. ИКДСК 79/1.

С целью выявления и подбора оптимальной рецептуры был проведен комплекс испытаний по оценке эффективности ингибирования солеотложений и коррозии приготовленными композициями ИКДСК с моделированием термобарических условий объекта защиты.

Согласно требованиям, предъявляемым к жидким ингибиторам солеотложений и коррозии, эффективность реагентов должна быть не менее 90%. Результаты испытаний представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты оценки эффективности композиций ИКДСК

Концентрация, мг/дм ³	Эффективность композиций													
	ИКДСК 53		ИКДСК 23		ИКДСК 32		ИКДСК 35		ИКДСК 42		ИКДСК 47		ИКДСК 79/1	
	ИС, %	ИК, %	ИС, %	ИК, %	ИС, %	ИК, %	ИС, %	ИК, %	ИС, %	ИК, %	ИС, %	ИК, %	ИС, %	ИК, %
80	69	61	53	72	69	92	29	93	61	90	90	94	97	93
70	57	88	37	53	85	97	43	87	76	94	78	92	96	95
60	62	89	33	38	77	84	50	76	91	78	69	62	96	97
50	62	72	30	24	69	87	71	73	91	77	86	38	93	97

Согласно полученным результатам установлено, что:

1) композиции ИКДСК 53, ИКДСК 23, ИКДСК 32, ИКДСК 35, ИКДСК 42 не позволяют обеспечить одновременную защиту от солеотложений и коррозии с эффективностью 90% и более;

2) композиция ИКДСК 47 позволяет обеспечить одновременную защиту от солеотложений и коррозии с необходимой эффективностью только при одной концентрации, равной 80 мг/дм³;

3) композиция ИКДСК 79/1 позволяет обеспечить одновременную защиту от солеотложений и коррозии при всех исследуемых концентрациях (от 50 до 80 мг/дм³).

Таким образом, для дальнейших испытаний и адаптации к технологии закачки в ПЗП была выбрана композиция ИКДСК 79/1, показавшая максимальную эффективность.

Техническим результатом разработки ИКДСК 79/1 является достижение у заявляемого состава одновременно двойного эффекта – повышение эффективности предотвращения образования карбоната кальция в течение длительного времени эксплуатации скважины, а также повышение эффективности защиты внутрискважинного оборудования от углекислотной коррозии – то есть получение ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.

3.2 Результаты исследований физико-химических и технологических свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия

В ходе разработки ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия особое внимание уделялось контролю его физико-химических и технологических свойств. Кроме высоких защитных свойств реагент должен быть технологичным и применимым в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

Физико-химические и технологические свойства ИКДСК 79/1, а также их сопоставление с обобщенными требованиями к жидким ингибиторам представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Физико-химические и технологические свойства ИКДСК 79/1

№ п.п.	Наименование параметров	Обобщенные требования нефтяных компаний	Параметры ИКДСК 79/1
Физико-химические свойства			
1.	Внешний вид	Однородная жидкость, без взвешенных и оседающих частиц	Однородная жидкость темно-коричневого цвета
2.	Плотность при 20°C, г/см ³	- для водорастворимых ингибиторов не менее 0,95 г/см ³ ; - для нефтерастворимых не нормируется	0,986
3.	Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с	Не более 800 мм ² /сек	6,8
	Кинематическая вязкость при минус 40°C, мм ² /с	Не более 800 мм ² /сек	132
4.	Термостабильность при пластовой температуре (83°C)	Не допускается появление в объеме осадка и расслоение	стабилен
5.	Температура застывания при минус 50°C	Не допускается появление в объеме осадка и расслоение	Ниже минус 50 °C. Не застыл, расслоение и осадок не наблюдаются
6.	Водородный показатель (рН) при 20°C, ед. рН	Не нормируется	7,54
7.	Массовая доля основного вещества, %	Не нормируется	27,7
8.	Аминное число несвязанных аминов при 20°C, мг HCl/г.	Не нормируется	0,73

Продолжение таблицы 9

№ п.п.	Наименование параметров	Обобщенные требования нефтяных компаний	Параметры ИКДСК 79/1
Технологические свойства			
9.	Совместимость с моделью пластовой воды Приобского месторождения при 20°C, 83°C	Не допускается появление в объеме осадка, расслоение и образование геля	Совместим
10.	Совместимость с водными растворами жидкостей глушения скважин при 20°C, 83°C	Не допускается появление в объеме осадка, расслоение и образование геля	Совместим

Приведенные результаты показывают, что разработанный ингибитор солеотложений и коррозии комплексного действия на основе водно-спиртовых растворов фосфоновых производных и жирных аминов представляет собой однородную жидкость с допустимым значением вязкости, стабильную при пластовой температуре и устойчивую к отрицательной температуре (минус 50°C), совместимую с моделью пластовой воды и жидкостями глушения.

Таким образом, установлено, что реагент удовлетворяет обобщенным требованиям нефтяных компаний, предъявляемым к физико-химическим и технологическим свойствам жидких ингибиторов.

3.3 Результаты исследований эффективности ингибирования солевых отложений и углекислотной коррозии

Определение защитного действия ИКДСК 79/1 проводилось для концентраций 15, 30, 45, 50, 55, 60, 80 мг/дм³.

В таблице 10 представлены результаты оценки эффективности ингибирования отложений карбоната кальция композицией ИКДСК 79/1.

Таблица 10 – Защитный эффект ИКДСК 79/1 по отношению к образованию отложений карбоната кальция

№ п/п	Концентрация, мг/дм ³	Защитный эффект, %
1.	15	84
2.	30	88
3.	45	91
4.	50	93
5.	55	95
6.	60	96
7.	80	97

Согласно полученным результатам установлено, что при увеличении концентрации от 15 до 80 мг/дм³ наблюдается постепенный рост эффективности реагента. При концентрациях свыше 45 мг/ дм³, включительно, защитный эффект разработанного ингибитора комплексного действия превышает 90%.

Следующим этапом производилась оценка эффективности предотвращения ускоренной углекислотной коррозии при использовании ИКДСК 79/1. В рамках проводимых испытаний оценивалась эффективность ингибирования как общей, так и локальной коррозии.

На рисунке 17 представлена динамика снижения скорости коррозии стали, после дозирования ИКДСК 79/1 при различных концентрациях.

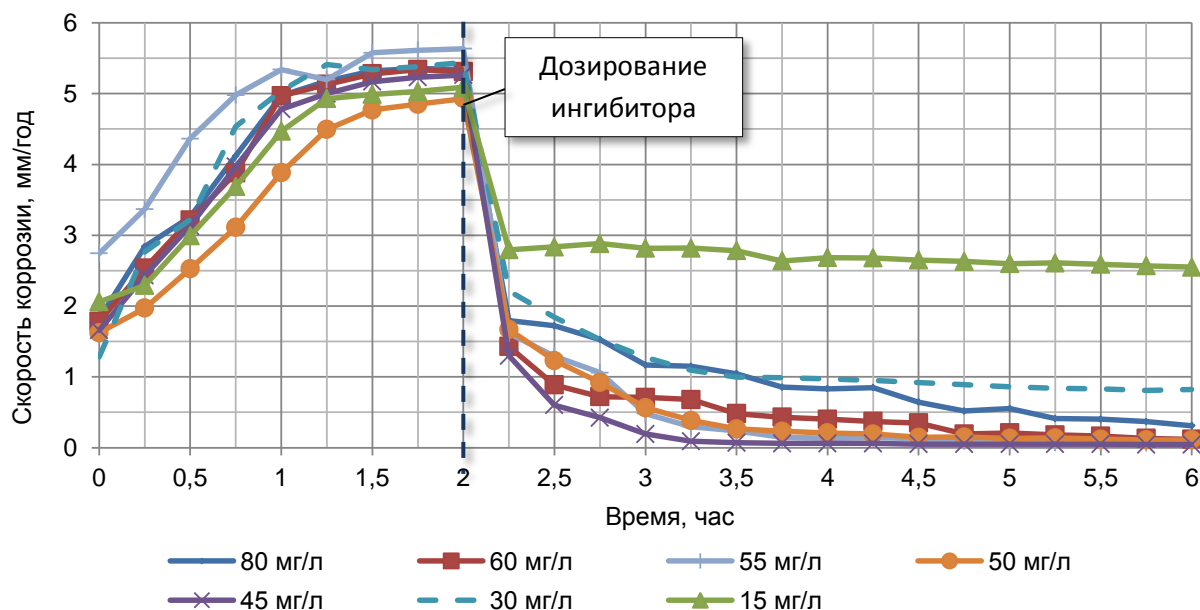


Рисунок 17 – Динамика снижения скорости коррозии после дозирования ИКДСК 79/1

Согласно полученным результатам установлено, что при концентрациях ниже 30 мг/дм³, включительно, ИКДСК 79/1 проявляет эффективность менее 90%. Последующее увеличение дозировки позволяет повысить эффективность ингибирования до 93 - 99% (Таблица 11).

Таблица 11 – Эффективность ИКДСК 79/1 по предотвращению углекислотной коррозии при различных концентрациях

№ п/п	Концентрация, мг/дм ³	Защитный эффект, %
1.	15	48
2.	30	83
3.	45	99
4.	50	97
5.	55	98
6.	60	97
7.	80	93

Установлено, что оптимальной эффективной концентрацией ИКДСК 79/1, позволяющей одновременно предотвращать солеотложения и ускоренную коррозию с эффективностью не менее 90%, является значение 45 мг/дм³ (Рисунок 18).

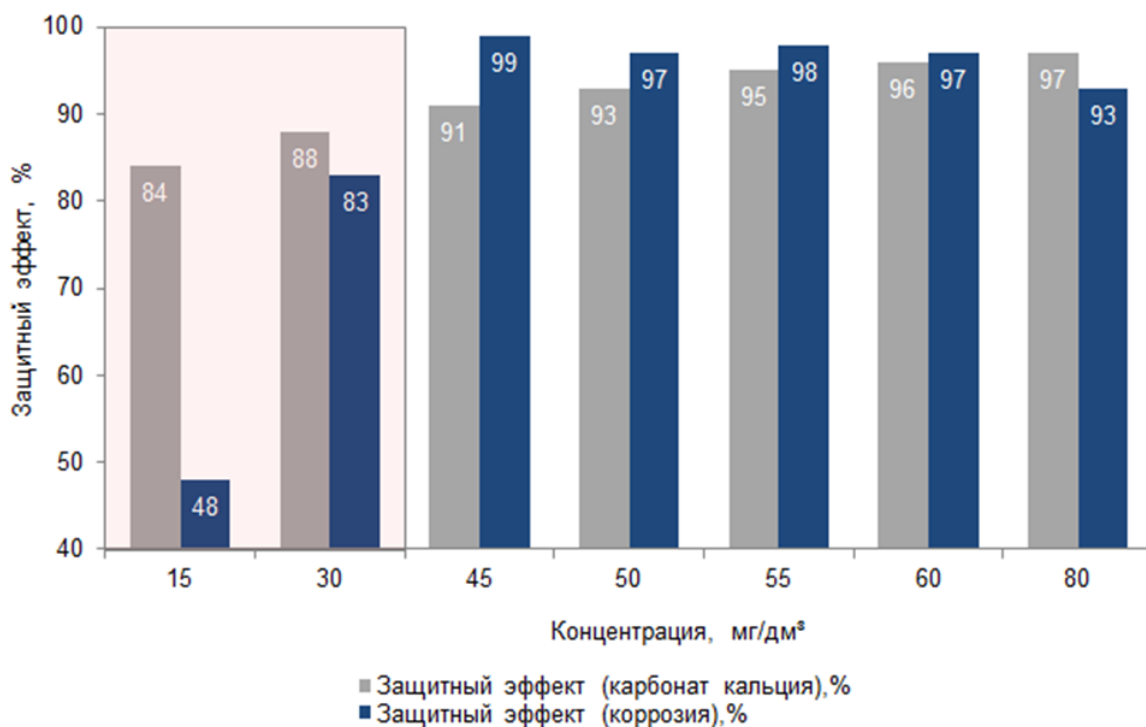


Рисунок 18 – Обобщённые результаты по оценке эффективности ИКДСК 79/1

Получаемые в результате исследования токовые зависимости при прямой и обратной поляризации рабочего электрода дают возможность определить качественные и количественные характеристики, позволяющие оценить устойчивость пленки ингибитора на поверхности металла и его влияние на замедление локальной коррозии.

В ходе исследования проводилось сравнение поляризационных кривых для пробы без ингибитора и с разработанным ИКДСК 79/1 концентрацией 45 мг/дм³.

Критериями оценки являются значения индуцированного тока и потенциала: чем ниже индуцированный ток при высоких значениях потенциала, тем эффективнее ингибитор подавляет локальную коррозию.

На рисунке 19 представлены результаты исследований способности разработанного ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия замедлять локальную коррозию.

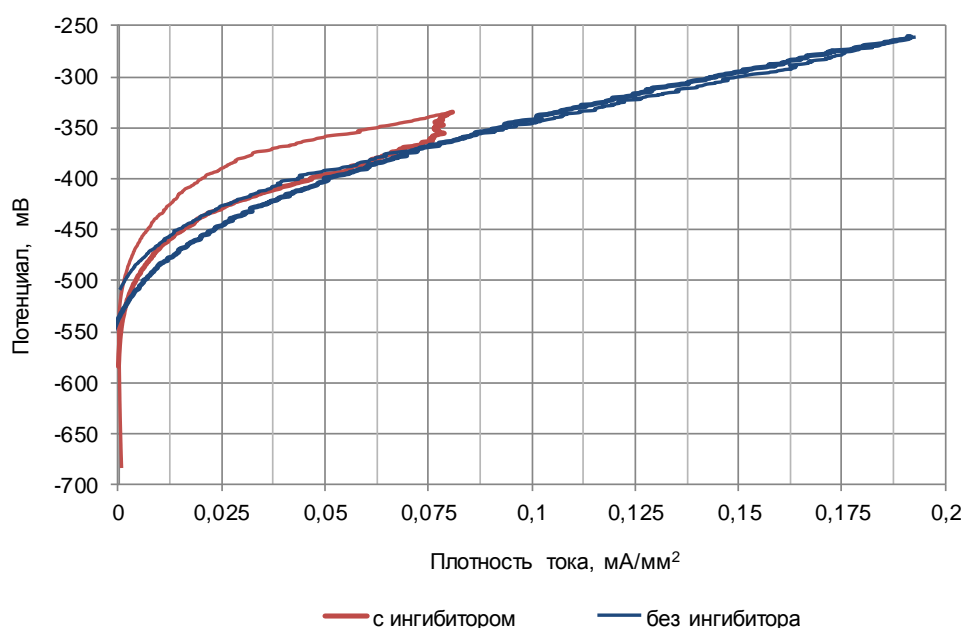


Рисунок 19 – Зависимость потенциала тока от плотности тока

Анализ полученных результатов показал, что в пробе без ингибитора рост тока начинается сразу же с ростом потенциала. В присутствии ингибиторов наблюдается определенный «инкубационный период» срыва пленки с поверхности металла. С увеличением потенциала плотность тока в

неингибированном образце достигает $0,187 \text{ мА/мм}^2$, а в ингибированной пробе – $0,08 \text{ мА/мм}^2$, что говорит об эффективности разработанного реагента подавлять локальную коррозию.

Таким образом, по результатам всех проведенных исследований было установлено, что дозировка ИКДСК 79/1 равная 45 мг/дм^3 , является наиболее оптимальной с точки зрения предотвращения образования солеотложений и коррозии. При проведении дальнейшего комплекса испытаний, концентрация ИКДСК 79/1 принималась равной 45 мг/дм^3 , как базовая дозировка, обеспечивающая защитный эффект более 90%.

3.4 Результаты исследований влияния ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на межфазное натяжение

В случае применения ингибиторов по технологии задавки в призабойную зону пласта, необходимо подобрать оптимальный вариант закачки раствора ИКДСК 79/1. Согласно проведенному анализу в качестве задавочной жидкости наиболее часто используется техническая вода, либо 1-3 % водный раствор хлористого калия. При этом, закачиваемые в ПЗП водные растворы не должны ухудшать фильтрацию углеводородной фазы; способствовать набуханию глинистых частиц, и, как следствие, снижать проницаемости ПЗП.

Для оценки влияния разработанного ингибитора на снижение межфазного натяжения на границе «углеводородная жидкость – вода», а также установления его оптимальной концентрации в закачиваемых растворах, был проведен комплекс лабораторных исследований.

В данных исследованиях использовались растворы ИКДСК 79/1 в дистиллированной воде (в качестве технической воды) и в КСІ, также в качестве нефти применялся керосин с целью воспроизводимости результатов экспериментов.

Результаты измерения межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – керосин» в стандартных условиях в зависимости от массовой концентрации ИКДСК 79/1 представлены на рисунке 20.

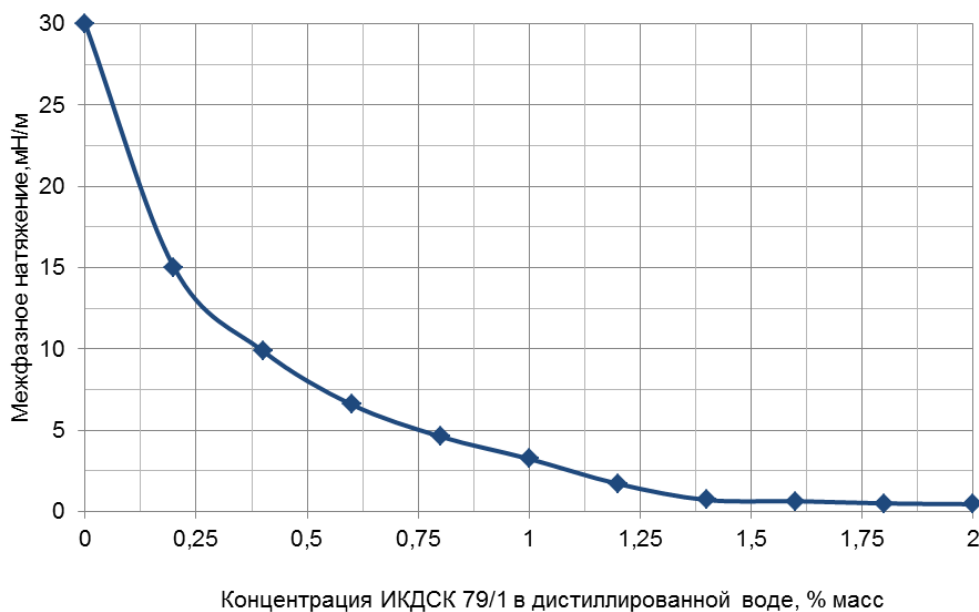


Рисунок 20 – Зависимость межфазного натяжения от ИКДСК 79/1 в дистиллированной воде

Для определения критической концентрации мицеллообразования была построена зависимость значений межфазного натяжения от натурального логарифма массовой концентрации ИКДСК 79/1 (Рисунок 21).

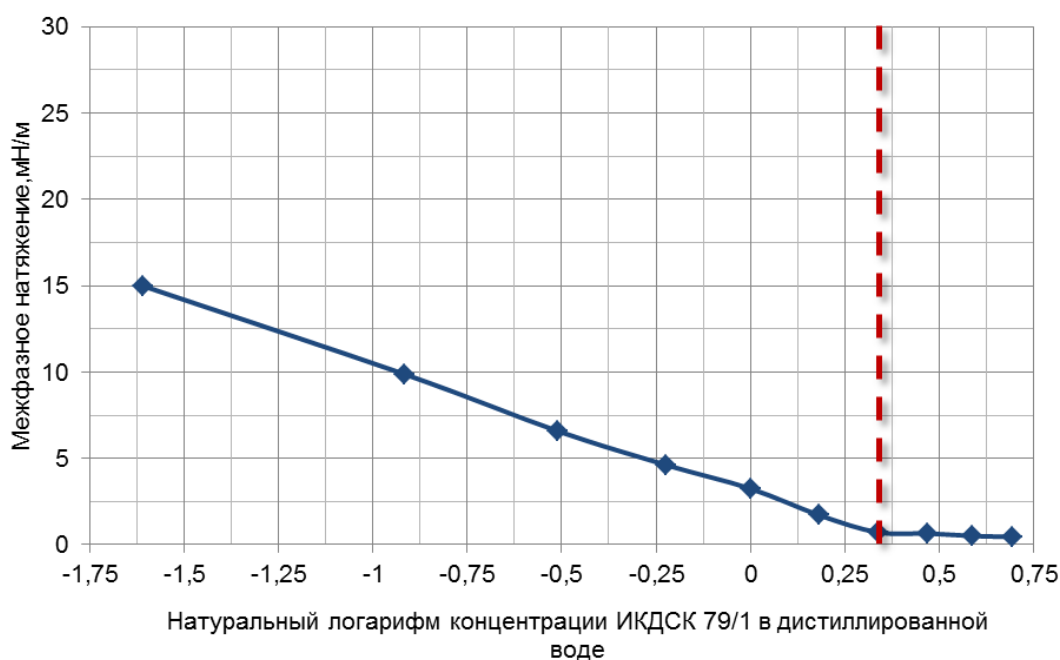


Рисунок 21 – Изменение межфазного натяжения керосина на границе с раствором ИКДСК 79/1 в дистиллированной воде

По результатам исследований установлено, что наибольший перегиб представленной зависимости наблюдается при значении концентрации 1,4%. Дальнейшее увеличение концентрации ИКДСК 79/1 в дистиллированной воде не приводит к существенному снижению межфазного натяжения. Концентрацию 1,4 % ИКДСК 79/1 в дистиллированной воде можно считать оптимальной.

Результаты измерения межфазного натяжения на границе «2% водный раствор КСІ – керосин» в стандартных условиях в зависимости от массовой концентрации ИКДСК 79/1 в данном растворе представлены на рисунке 22.

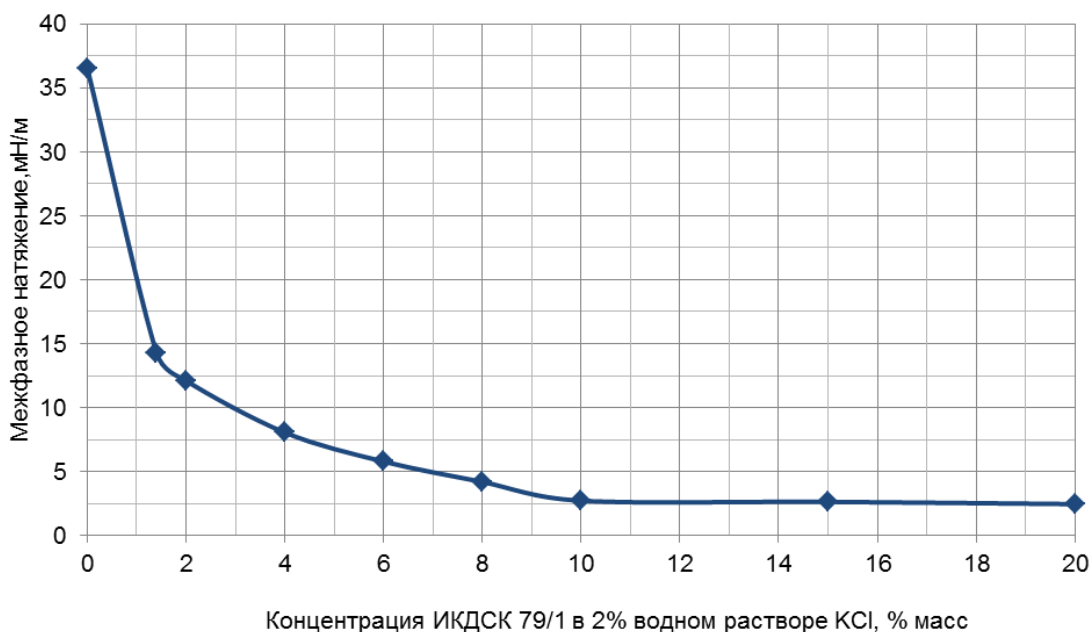


Рисунок 22 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации ИКДСК 79/1 в 2% водном растворе КСІ

Для определения критической концентрации мицеллообразования была построена зависимость значений межфазного натяжения от натурального логарифма массовой концентрации ИКДСК 79/1 (Рисунок 23).

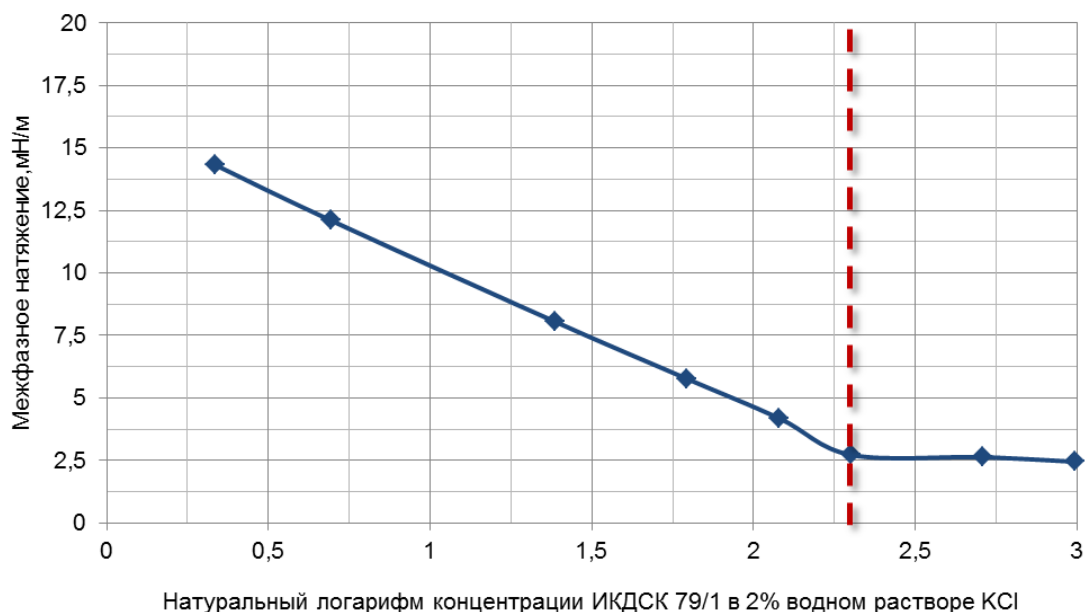


Рисунок 23 – Зависимость межфазного натяжения от натурального логарифма концентрации ИКДСК 79/1 в 2% водном растворе KCl

По результатам исследований установлено, что наибольший перегиб представленной зависимости наблюдается при значении концентрации ИКДСК 79/1 в 2% водном растворе KCl – 10 % масс. Дальнейшее увеличение концентрации ингибитора в 2% водном растворе KCl не приводит к существенному снижению межфазного натяжения, следовательно, концентрацию 10 % ИКДСК 79/1 в водном растворе KCl можно считать оптимальной.

Полученные данные свидетельствуют о том, что добавление ИКДСК 79/1 в воду и в 2%-ый водный раствор KCl приводит к снижению поверхностного натяжения в 15 раз. Данный эффект способствует более легкому и глубокому проникновению исследуемых составов в пласт, отмыванию поверхности минеральных частиц от пластового флюида и обеспечивает быстрый вывод скважины на режим после освоения.

3.5 Результаты исследований влияния ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия на степень набухания глинистых частиц

Немаловажным фактором, с точки зрения сохранения коллекторских

свойств породы при закачке различных составов в ПЗП, является их влияние на процесс набухания глинистых частиц.

Исследования проводились для водных растворов ИКДСК 79/1 с концентрациями 0,6; 0,8; 1,4; 2 и 10%-ых растворов ингибитора в КСІ (1%, 2% и 3%) на дезинтегрированных образцах керна Приобского нефтяного месторождения.

Результаты экспериментальных исследований степени набухания глинистых частиц при воздействии растворов ИКДСК 79/1 представлены на рисунке 24.

Установлено, что наиболее интенсивный процесс набухания глинистых частиц происходит в течение первого часа контакта жидкости с породой. Далее набухание частиц практически не происходит.

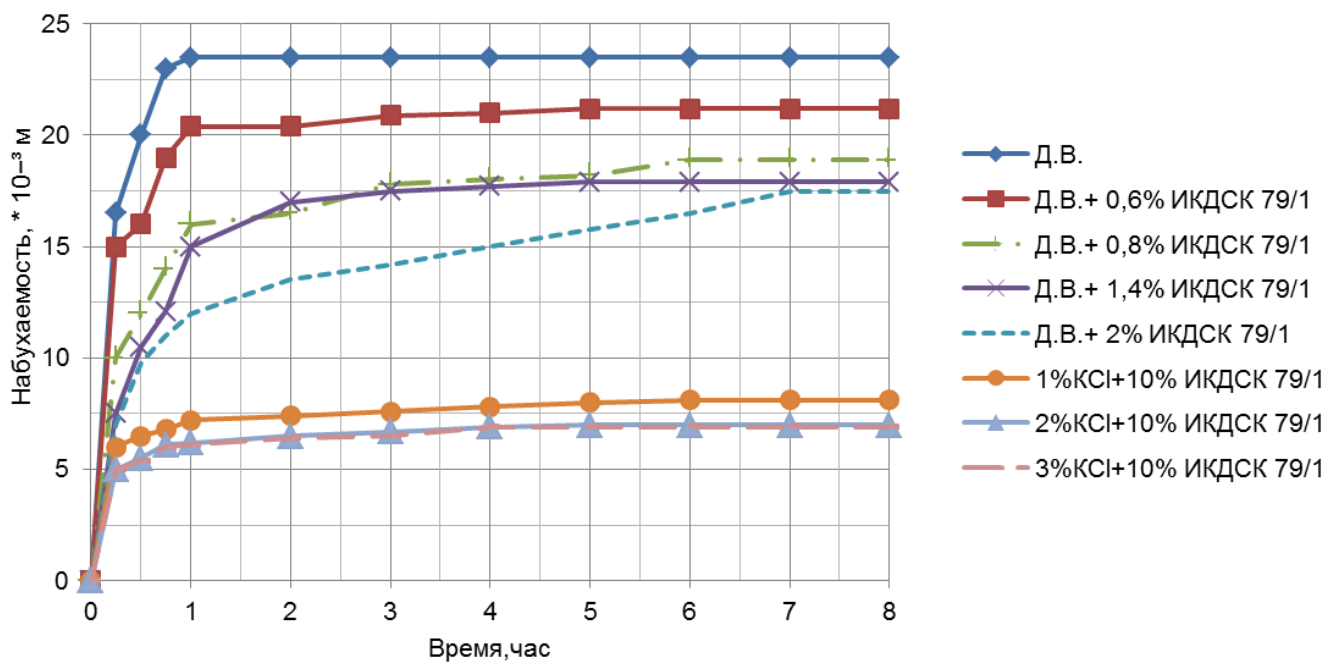


Рисунок 24 – Динамика набухания глинистых частиц:

Д.В. – дистиллированная вода

На рисунке 25 представлены результаты оценки влияния исследованных растворов ИКДСК 79/1 на процесс набухания глинистых частиц дезинтегрированных образцов керна Приобского нефтяного месторождения.

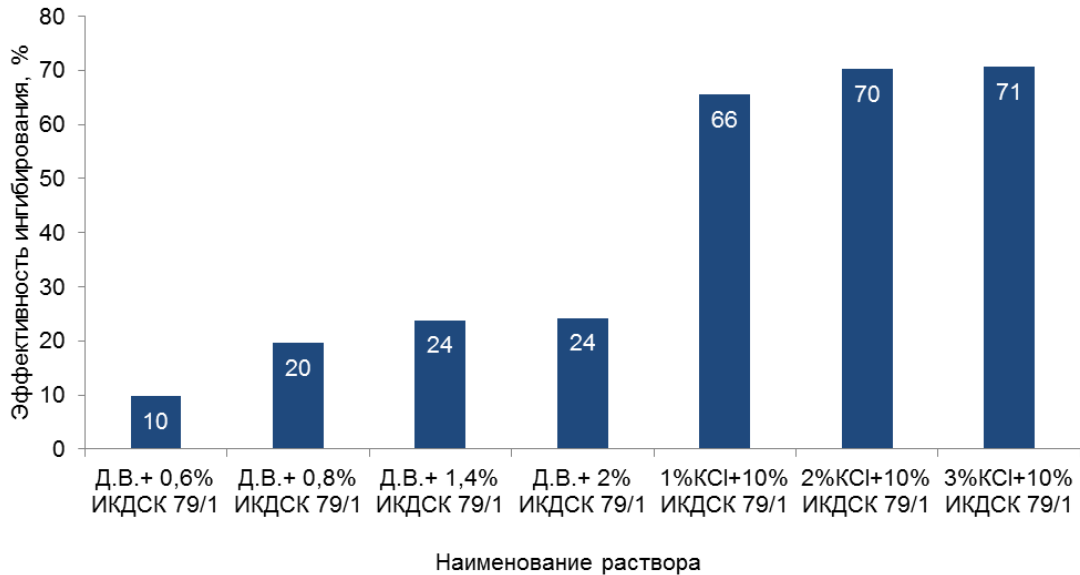


Рисунок 25 – Результаты оценки эффективности ингибирования глинистых частиц образцов керна

Согласно полученным результатам исследований установлено, что в случае применения водных растворов ингибитора ИКДСК 79/1 увеличение дозировки реагента выше 1,4% не приводит к дополнительному снижению набухаемости глин.

В случае растворения ингибитора в растворах хлористого калия наиболее целесообразно, с точки зрения ингибирования набухания глин, применение композиции, содержащей 10% ИКДСК 79/1 в 2% водном растворе КСl. Высокая эффективность прежде всего вызвана способностью раствора хлористого калия подавлять процессы гидратации и набухания глин.

По результатам проведенных исследований установлено, что для предотвращения набухания глинистых частиц породы-коллектора Приобского нефтяного месторождения в качестве задавочной жидкости наиболее целесообразно применение раствора на основе 2% КСl.

3.6 Результаты исследований гидрофобизирующих свойств ингибитора комплексного действия

В процессе закачки гидрофобизирующих композиций происходит разрушение пленки рыхлосвязанной воды, оттеснение ее из призабойной зоны и тем самым осушение ПЗП. Гидрофобизирующий реагент закрепляется на поверхности породы, препятствуя ее повторной гидратации. Водонасыщенность гидрофобизированных участков пласта резко падает, что увеличивает проницаемость по нефти и снижает ее для воды. Кроме того, гидрофобизирующие ПАВ приводят к снижению поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», что увеличивает скорость вытеснения воды нефтью из призабойной зоны и количество вытесняемой воды. В результате этого призабойная зона в процессе последующей эксплуатации скважины оказывается более нефтенасыщенной, а, следовательно, и более нефтепроницаемой.

Результаты экспериментальных исследований гидрофобизирующей способности водных растворов ИКДСК 79/1 различных концентраций, а также растворов ИКДСК 79/1 в КС1 представлены на рисунке 26.

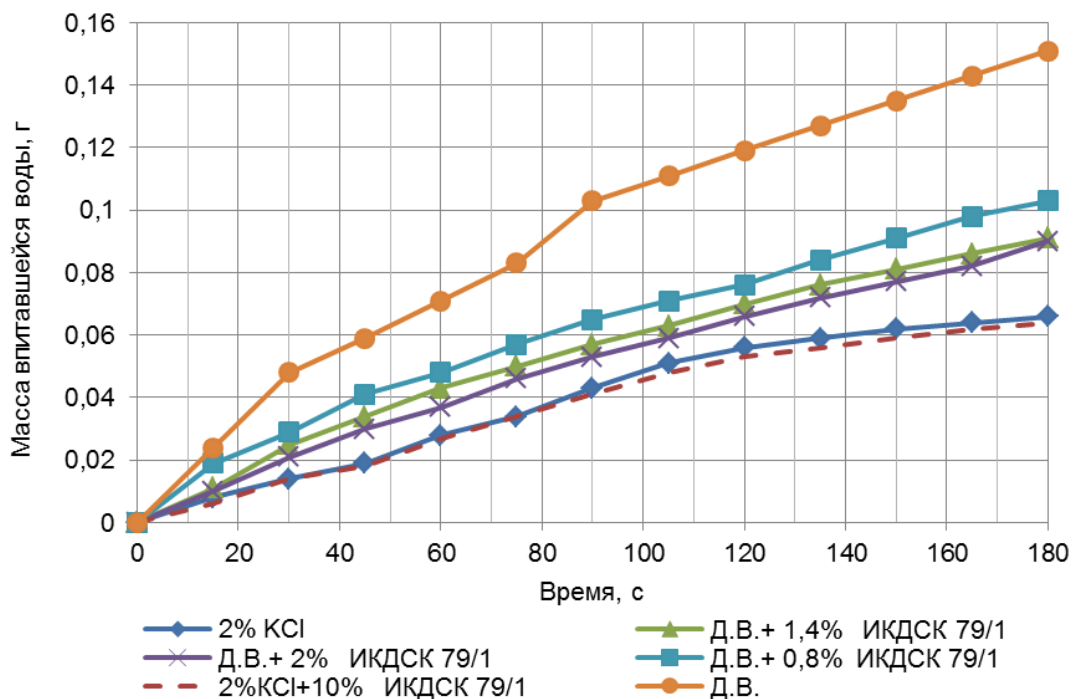


Рисунок 26 – Результаты исследований гидрофобизирующей способности ИКДСК 79/1

Согласно полученным данным установлено, что увеличение концентрации ИКДСК 79/1 в водных растворах приводит к снижению скорости впитывания воды, что говорит о гидрофобизирующем действии реагента на породу (Рисунок 27).

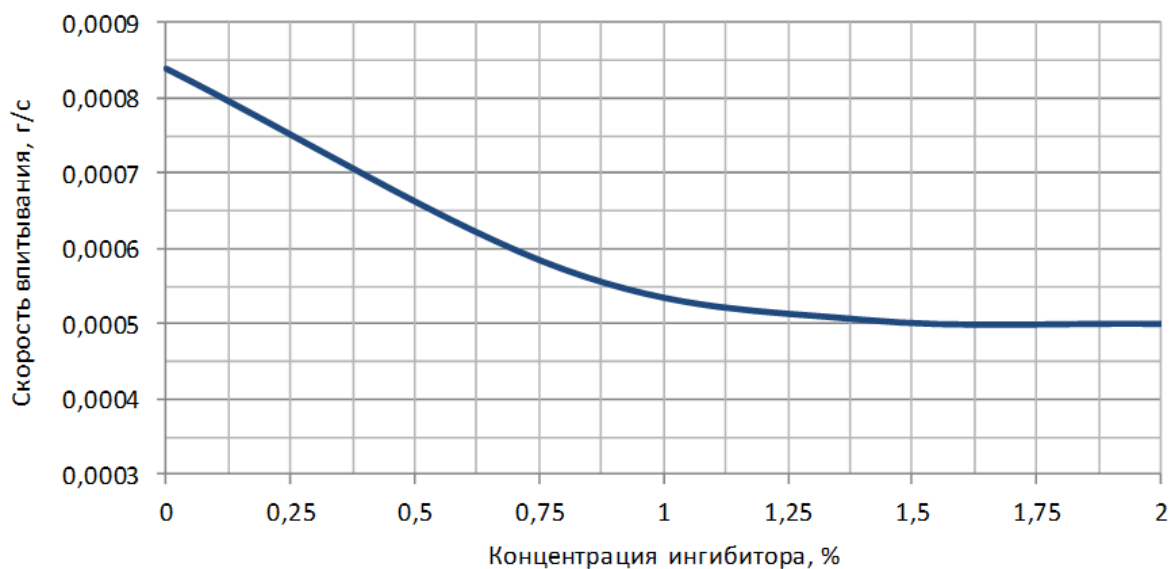


Рисунок 27 – Зависимость скорости впитывания воды от концентрации ИКДСК 79/1

Анализ полученных результатов исследования показал, что образец дезинтегрированной породы Приобского нефтяного месторождения за 3 минуты впитывает примерно 0,15 г дистиллированной воды. Обработка породы раствором ИКДСК 79/1 с дистиллированной водой в концентрациях от 0,8 до 2% масс привело к снижению скорости впитывания и уменьшению массы впитавшейся воды до 40% (Рисунок 28).

Максимальный гидрофобизирующий эффект наблюдается при обработке породы раствором 10% ИКДСК 79/1 на основе 2% КСІ. Скорость впитывания и масса впитавшейся воды снизились на 60% относительно необработанного образца.

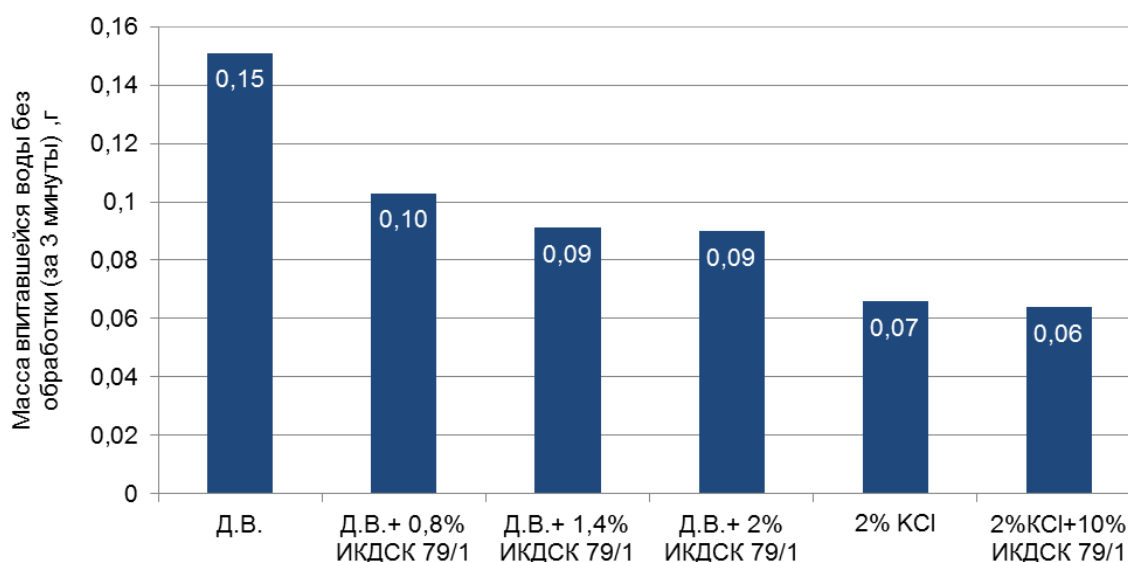


Рисунок 28 – Масса впитавшейся воды в зависимости от исследуемого раствора ИКДСК 79/1

3.7 Результаты исследований диффузионных свойств ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия

Первоначально, в рамках проведения исследований диффузионных свойств ИКДСК 79/1 была построена зависимость изменения межфазного натяжения на границе «нефть Приобского месторождения – водный раствор ИКДСК 79/1» при различных концентрациях ингибитора в нефти. Установлено, что межфазное натяжение нефти Приобского месторождения на границе с дистиллированной водой равно 37,74 мН/м. Добавление ИКДСК 79/1 в нефтяную фазу в концентрациях от 0,4 до 10% масс позволяет снизить межфазное натяжение в диапазоне от 21,72 до 3,91 мН/м соответственно. Таким образом, межфазное натяжение на границе «нефть Приобского месторождения – водный раствор ИКДСК 79/1» снизилось на 42-90% (Рисунок 29).

Для проведения исследований по оценке диффузионных свойств ИКДСК 79/1 была приготовлена проба раствора ингибитора концентрацией 10% в 2% КСl (выбор данной концентрации обоснован в ранее представленных исследованиях).

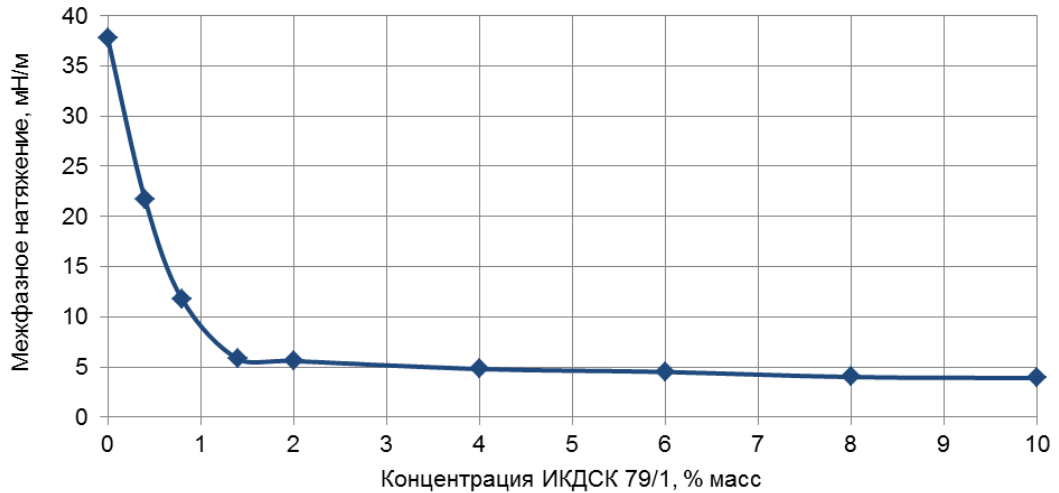


Рисунок 29 – Изменение межфазного натяжения нефти Приобского месторождения на границе с дистиллированной водой от массовой концентрации ИКДСК 79/1 в нефти

К подготовленному образцу ИКДСК 79/1 добавлялась исследуемая проба нефти в объемном соотношении 1:1. Измерение межфазного натяжения углеводородной фазы подготовленной пробы на границе с дистиллированной водой производилось через каждые 24 часа до момента стабилизации получаемых значений (Рисунок 30).

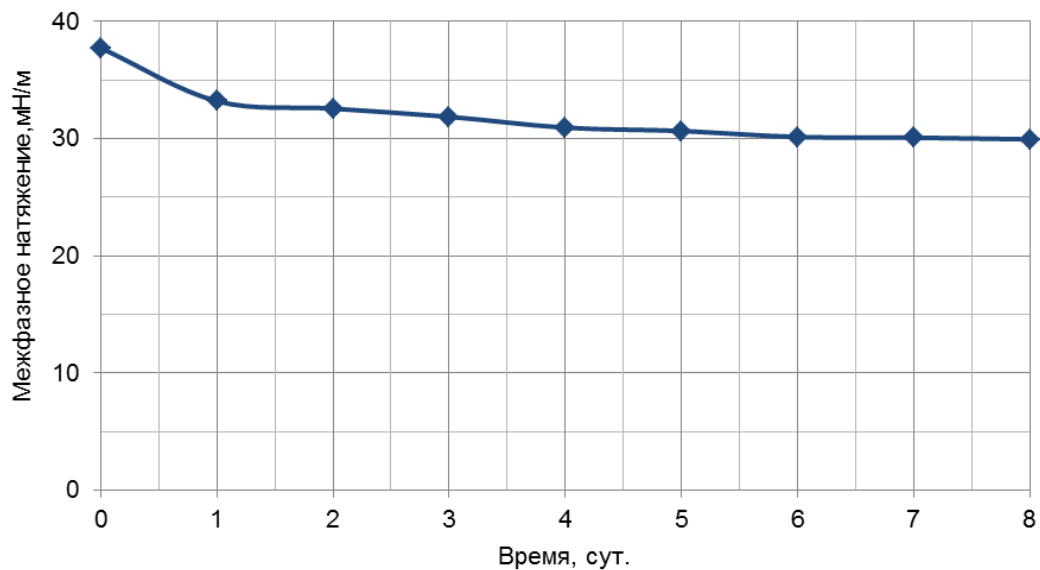


Рисунок 30 – Зависимость снижения межфазного натяжения нефти на границе с дистиллированной водой после контакта с 10% раствором ИКДСК 79/1 в 2% КС1

Согласно полученным данным отмечено постепенное снижение межфазного натяжения после контакта нефти с 10% раствором ИКДСК 79/1 в 2% КСl. Данный эффект свидетельствует о перераспределении ингибитора из водной фазы в нефтяную. За 8 суток межфазное натяжение нефти на границе с дистиллированной водой снизилось с 37,7 до 29,9 мН/м (на 20%). Наиболее интенсивно диффузия компонентов ИКДСК 79/1 происходила в первые сутки контакта.

Для установления количества продиффундировавшего ИКДСК 79/1 из водной фазы в нефтяную по калибровочному графику была определена концентрация ингибитора, соответствующая межфазному натяжению 29,9 мН/м

Согласно полученным результатам исследований установлено, что концентрация продиффундировавшего ИКДСК 79/1 составила 0,2 % (Рисунок 31).

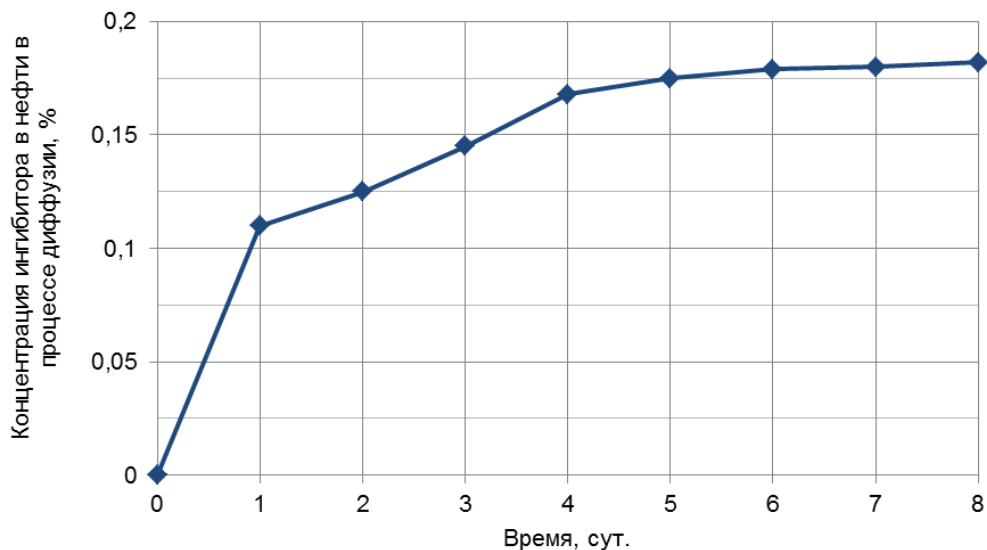


Рисунок 31 – Изменение концентрации ингибитора ИКДСК 79/1 в нефти в процессе диффузии

Полученные результаты свидетельствуют о низкой склонности ИКДСК 79/1 к диффузии из исследуемого раствора (10% раствор ИКДСК 79/1 в

2% KCl) в нефтяную фазу, что снижает риск потери эффективности реагента в результате его перераспределения из ингибируемой жидкости в нефть.

3.8 Результаты фильтрационных исследований ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия

Проведение фильтрационных исследований ИКДСК 79/1 позволяет оценить возможную степень его влияния на призабойную зону в случае применения технологии задавки в ПЗП, а также его адсорбционные и десорбционные свойства. Полученные результаты позволяют оценить целесообразность применения ИКДСК 79/1 по технологии задавки в ПЗП, скорректировать режим подачи, обеспечивающий наименьший вынос реагента, а также увеличить эффективность предотвращения образования солеотложений и коррозии.

На рисунке 32 представлены результаты одного из проведенных фильтрационных исследований с использованием керна Приобского нефтяного месторождения. При закачке модели пластовой воды (этап 1) максимальный градиент давления составил 16,4 атм/м, а проницаемость по МПВ на первой этапе – 0,0028 мкм².

Следующим этапом производилась закачка 10 поровых объемов углеводородной фазы (керосин). Максимальный градиент давления закачки керосина составил 15,6 атм/м, проницаемость – 0,0033 мкм².

С целью подготовки породы керна к введению ингибитора производилась закачка взаимного растворителя (диметилкарбинола) в количестве 5 поровых объемов (максимальный градиент давления закачки составил 14,6 атм/м).

Закачка 10%-го раствора ИКДСК 79/1 в 2% растворе KCl в количестве 20 поровых объемов производилась на четвертом этапе. Максимальный градиент давления закачки раствора ИКДСК 79/1 составил 15,8 атм/м, что не превышает максимальные градиенты давления закачки МПВ и керосина. Это свидетельствует о достаточно высокой фильтруемости состава и отсутствии дополнительных фильтрационных сопротивлений при закачке раствора ИКДСК 79/1 в керн.

После закачки 10%-го раствора ИКДСК 79/1 в 2% водном растворе КС1 была произведена фильтрация через образец керна модели пластовой воды. При закачке МПВ после раствора ингибитора отмечен рост давления по сравнению с первым этапом фильтрации МПВ на 20% (максимальный градиент давления закачки составил 18,9 атм/м). Проницаемость по МПВ после закачки раствора ИКДСК 79/1 составила 0,0027 мкм².

Заключительным этапом производилась фильтрация углеводородной фазы. Согласно полученным результатам максимальный градиент закачки керосина составил 15,1 атм/м, проницаемость – 0,0035 мкм².

Обобщенные результаты фильтрационных исследований представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты фильтрационных исследований

№ п.п.	Этап фильтрации	Максимальный градиент давления закачки, атм/м	Проницаемость, мкм ²
1.	МПВ	16,4	0,0028
2.	Керосин	15,6	0,0033
3.	Взаимный растворитель	14,6	-
4.	2% КС1 + 10% ИКДСК 79/1	15,8	-
5.	МПВ	18,9	0,0027
6.	Керосин	15,1	0,0035

Установлено, что в результате прокачки через керн 10%-го раствора ИКДСК 79/1 в 2% водном растворе КС1 происходит увеличение фильтрационных сопротивлений для водной фазы до 20% (при закачке первых 20-ти поровых объемов МПВ), после чего наблюдается снижение градиента давления закачки МПВ и его стабилизация. Характер полученной кривой объясняется постепенным «отмывом» компонентов ИКДСК 79/1 с поверхности породы (Рисунок 33), в связи с чем, происходит плавное снижение гидрофобизирующего эффекта от закачки состава.

Дополнительно необходимо отметить, что проницаемость керна по углеводородной фазе увеличилась на 6%, что подтверждает гидрофобизирующие свойства разработанного ингибитора комплексного действия.

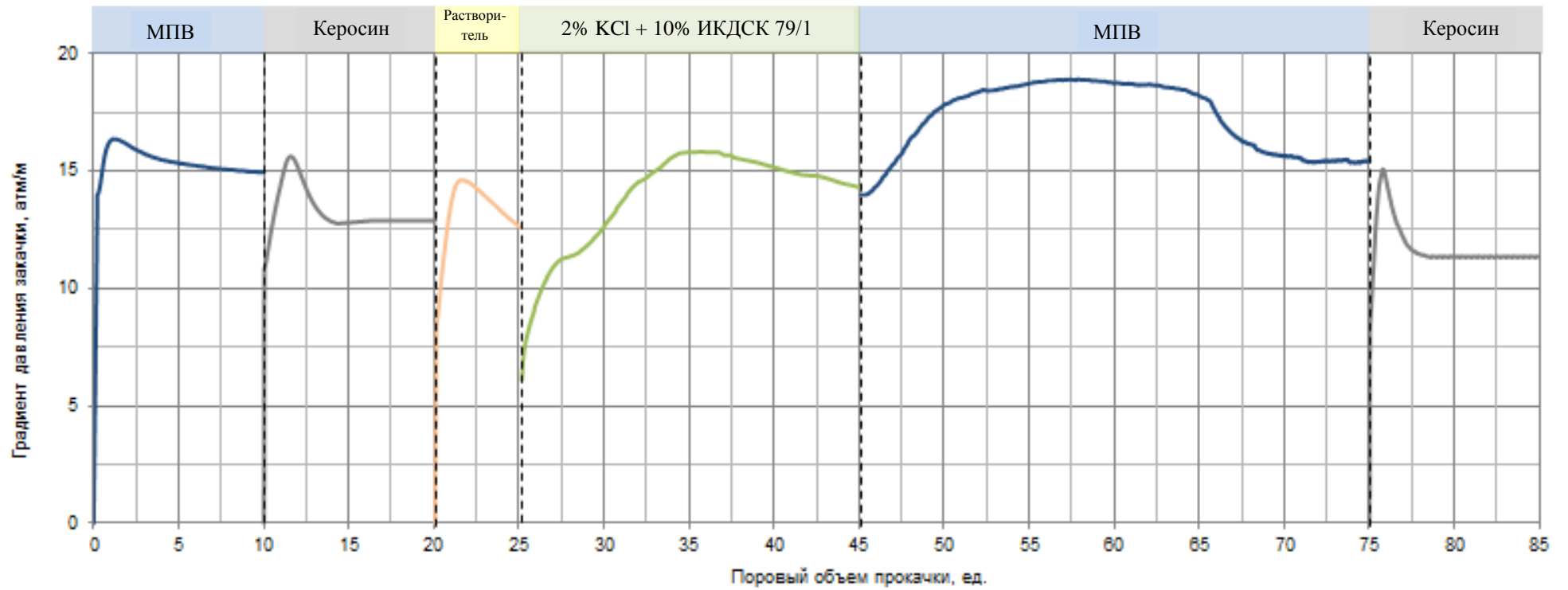


Рисунок 32 – Результаты фильтрационных испытаний

3.9 Результаты исследований адсорбционно-десорбционных характеристик ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия

Результаты проведенных лабораторных фильтрационных исследований позволяют оценить величину адсорбции и десорбции разработанного ингибитора ИКДСК 79/1, а также произвести моделирование его закачки и оценить время защиты скважины.

Динамика изменения концентрации ИКДСК 79/1 в отобранной жидкости на выходе из кернодержателя (4 и 5 этапы фильтрации) представлена на рисунке 33.

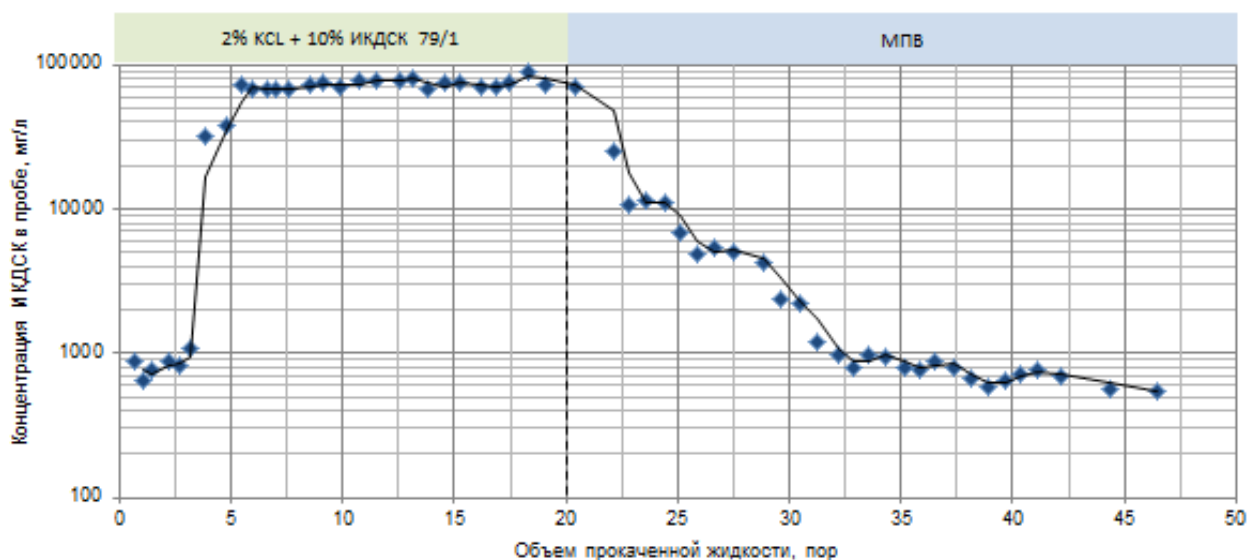


Рисунок 33 – Зависимость концентрации ИКДСК 79/1 в отобранной жидкости от объема прокаченной жидкости

Результаты исследования показали, что для полного насыщения образца керна раствором ИКДСК 79/1 потребовалось прокачать 6 его поровых объемов.

На рисунке 34 представлена зависимость десорбции реагента с поверхности породы от количества прокаченных поровых объемов МПВ, которую можно описать уравнением:

$$y = 51095 \cdot x^{-1,42} \quad (23)$$

$$R^2 = 0,93 \quad (24)$$

В результате исследований установлено, что зависимость, отражающая процесс десорбции ИКДСК 79/1 с поверхности поровых каналов породы, имеет плавную динамику снижения концентрации ингибитора в объеме жидкости. Характер данной зависимости говорит о низких десорбционных характеристиках реагента, что позволяет гарантировать отсутствие быстрого неконтролируемого выноса ингибитора из пласта.

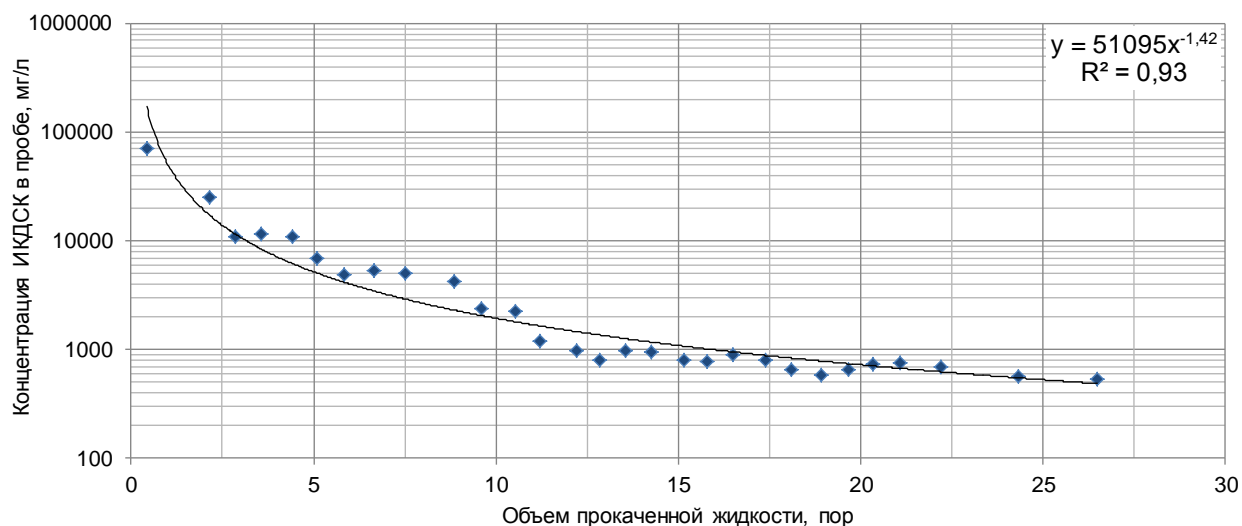


Рисунок 34 – Зависимость десорбции реагента с поверхности породы от количества прокаченных поровых объемов МПВ

Согласно полученному уравнению десорбции был построен график концентрации ИКДСК 79/1 в МПВ при объемах прокачки водной фазы до $150 V_{\text{пор}}$ (Рисунок 35).

По результатам произведенных расчетов установлено, что при фильтрации жидкости в объеме до 142 поровых объемов концентрация ингибитора в профильтровавшейся жидкости превышает 45 мг/дм^3 .

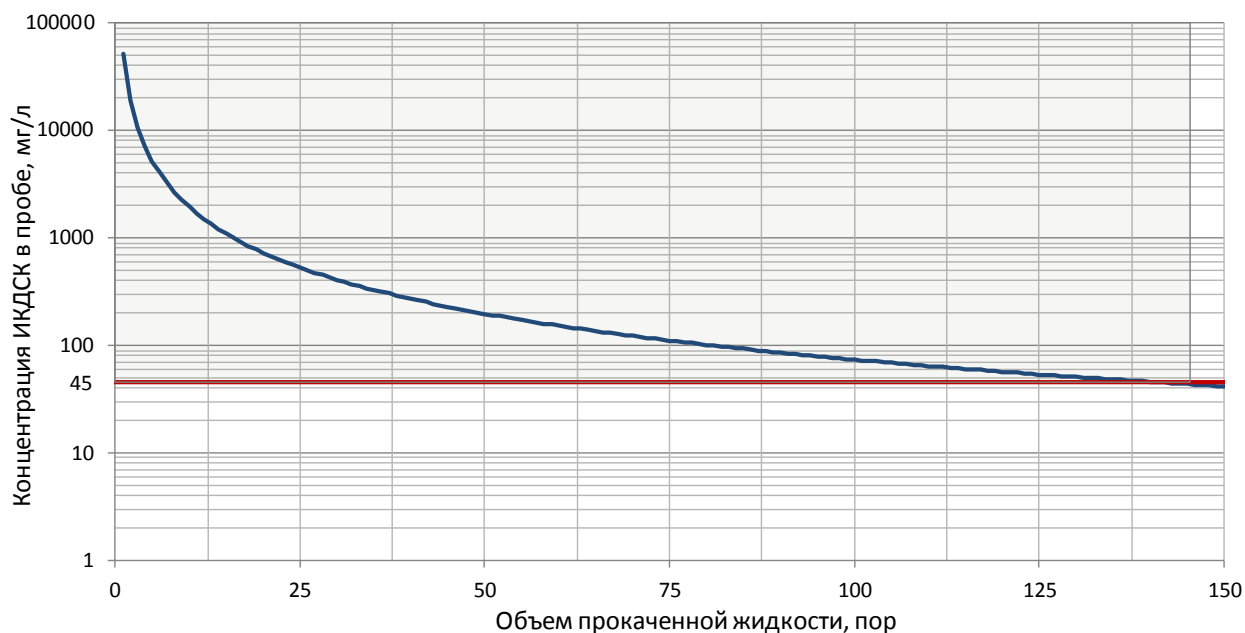


Рисунок 35 – Концентрация ИКДСК 79/1 в зависимости от объема прокаченной жидкости

Выводы к главе 3

1. Разработан ингибитор солеотложений и коррозии комплексного действия (условное название ИКДСК 79/1), представляющий собой водно-спиртовой раствор фосфоновых производных и жирных аминов. Ингибитор обладает способностью предотвращать образование неорганических отложений карбоната кальция и снижать электрохимическую общую и локальную углекислотную коррозию углеродистой стали.

2. Определена эффективная концентрация (45 мг/дм^3) разработанного ИКДСК 79/1 для условий Приобского нефтяного месторождения, позволяющая обеспечить защитный эффект более 90%.

3. Установлено, что разработанный ИКДСК 79/1 снижает межфазное натяжение на границе водной и углеводородной фаз. Добавление ИКДСК 79/1 в водную фазу приводит к снижению межфазного натяжения на границе «вода – керосин» и «2% КС1 – керосин» в 15 раз. Данный эффект способствует более легкому и глубокому проникновению раствора ИКДСК 79/1 в ПЗП, «отмыванию»

поверхности минеральных частиц от пластового флюида и быстрому выводу скважины на режим эксплуатации после освоения.

4. По результатам проведенных исследований установлено, что разработанный ИКДСК 79/1 обладает ингибирующим действием по отношению к глинистым частицам породы-коллектора Приобского нефтяного месторождения. Наиболее эффективным является применение 2% водного раствора КС1 с разработанным ИКДСК 79/1 концентрацией 10% масс.

5. Исследования диффузионных свойств ИКДСК 79/1 позволили установить зависимости снижения межфазного натяжения нефти Приобского месторождения на границе с дистиллированной водой от массовой концентрации разработанного ИКДСК 79/1 продиффундировавшего в нефть. Установлена низкая склонность диффузии ИКДСК 79/1 из исследуемого раствора в нефтяную фазу, что уменьшает риск снижения эффективности реагента в результате его перераспределения из ингибируемой жидкости в нефть.

6. Результаты проведенных фильтрационных исследований позволили установить, что разработанный реагент ИКДСК 79/1 оказывает гидрофобизирующее действие на пористую среду полимиктовой породы-коллектора, что в итоге может способствовать сохранению и улучшению фильтрационных характеристик ПЗП.

7. Разработанный ингибитор солеотложений и коррозии ИКДСК 79/1 показал высокую адсорбционную и низкую десорбционную способности по отношению к породе, что позволяет рекомендовать его для закачки в ПЗП с целью предотвращения образования карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования.

ГЛАВА 4 ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНГИБИТОРА КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ

4.1 Описание технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии в нефтяных скважинах

Технология защиты скважины с использованием разработанного ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия ИКДСК 79/1 рекомендуется к использованию в добывающих скважинах, осложненных образованием солей карбоната кальция и ускоренной углекислотной коррозией погружного оборудования.

Планирование технологии закачки реагентов в скважину необходимо производить, исходя из характеристик и особенностей конкретной обрабатываемой скважины (индивидуальный подход). Описываемые операции, предлагаемые в данном разделе, носят общий (рекомендательный) характер.

Основным техническим результатом применения разработанной технологии защиты скважины с использованием ингибитора действия является увеличение межремонтного периода за счет предотвращения отказов по причине «солеотложения» и «ускоренной коррозии» внутрискважинного оборудования.

Дополнительно, применение данной технологии позволяет:

- снизить фильтрационные сопротивления в ПЗП для углеводородной фазы за счет гидрофобизации коллектора;
- уменьшить время вывода скважины на режим эксплуатации (ВНР) после ремонта за счет снижения поверхностного натяжения на границе водной и углеводородной фаз.

Суть технологии заключается в закачке расчетного объема раствора ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия в ПЗП, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы.

В процессе притока жидкости в скважину через ее призабойную зону происходит постепенный вынос ингибитора с пластовой жидкостью, обеспечивая при этом условия для предотвращения выпадения солей и коррозии.

Критериями выбора скважин-кандидатов для обработки являются:

- скважины, осложненные отложением солей карбоната кальция и углекислотной коррозией погружного оборудования;
- низкая наработка на отказ погружного оборудования;
- для достижения максимального экономического эффекта от мероприятия рекомендуется для обработки использовать вынужденную остановку скважин (текущий, либо капитальный ремонт скважины и т.п.);
- обводненность добываемой продукции свыше 80%.

Перед началом проведения обработки рекомендуется провести подготовительные операции, включающие:

- определение интервалов, подлежащих обработке, пластовой температуры, депрессии, которая будет создаваться при освоении и работе скважины, техническое состояние эксплуатационной колонны и скважинного оборудования;
- подбор оборудования для закачки в скважину реагентов;
- промывку ПЗП и ствола скважины от ранее образовавшихся отложений солей и продуктов коррозии небольшой по объему кислотной обработкой скважины;
- монтаж наземного оборудования и агрегатов на устье скважины;
- приготовление необходимого количества растворов для закачки.

Когда призабойную зону продуктивного пласта используют как естественный дозатор, то для ингибиторов действует эмпирическое правило «одной третьей» [70]. Данное правило заключается в том, что треть закаченного в пласт ингибитора необратимо адсорбируется на породе пласта (при первых нескольких обработках), треть закаченного в пласт ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток (от 3 до 15) после начала работы скважины и только оставшаяся треть закаченного в пласт ингибитора выносится длительное

время. Поэтому расчет массы ингибитора для нагнетания в призабойную зону продуктивного пласта производится по формуле:

$$P = A \cdot P_0 \cdot Q_{\text{ж}} \cdot \tau / 10^3, \quad (25)$$

где P_0 – концентрация комплексного ингибитора в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект или остаточная скорость коррозии, г/т; $Q_{\text{ж}}$ – дебит скважины по жидкости, т/сут; τ – планируемое время «выноса» ингибитора из пласта, сут; A – коэффициент правила «одной третьей», коэффициент неравномерности выноса ингибитора.

Необходимое количество взаимного растворителя рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{пред}} = 0,3 \cdot h_{\text{перф}}. \quad (26)$$

где $V_{\text{пред}}$ – объем взаимного растворителя для промывки пласта, м³; $h_{\text{перф}}$ – перфорированная мощность пласта, м.

Объем продавочной жидкости ($V_{\text{п.ж}}$, м³) рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{п.ж}} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h_{\text{перф}} + V, \quad (27)$$

где m – коэффициент пористости породы пласта; r – предполагаемый радиус проникновения ингибитора в пласт, м (принимается в пределах от 1,5-2,0 м и уточняется по результатам наблюдения за продолжительностью выноса реагента); V – объем скважины, м³.

Объем скважины V определяется по формуле:

$$V = \pi(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)H_{\text{с}}/4, \quad (28)$$

где $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{\text{нар}}$ – наружный диаметр НКТ, м; $H_{\text{с}}$ – глубина скважины, м.

Технологическая операция должна проводиться в следующей последовательности:

1. Провести предварительную обработку пласта взаимным растворителем:

- к трубному пространству скважины подключить цементируочный агрегат для закачки реагента;

- при открытой затрубной задвижке закачать кислотным агрегатом реагент в требуемом объеме.

2. Провести основную обработку:

- приготовить 10% раствор ингибитора ИКДСК 79/1 в 2% растворе хлористого калия;

- при закрытой затрубной задвижке произвести закачку состава кислотным агрегатом.

3. Провести продавку раствора ингибитора в пласт 2 % раствором хлористого калия:

- приготовить раствор хлорида калия;

- при закрытой затрубной задвижке закачать кислотным агрегатом раствор калия хлористого в требуемом объеме.

4. Закрыть скважину. Выдержать в статических условиях (не менее 12 часов) для адсорбции реагента и его распределения в пласте.

5. По истечении установленного времени провести освоение скважины и запустить ее в эксплуатацию.

Контроль над содержанием ингибитора в необходимом количестве должен производиться не реже 2 раз в месяц. В случае выявления снижения содержания ингибитора в попутно-добываемой воде ниже допустимого минимального уровня проводится повторная обработка.

4.2 Сравнительный анализ стоимости защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений и коррозии

С целью проведения анализа стоимости защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений и коррозии (в том числе технологии задавки ИКДСК 79/1 в пласт) был выполнен расчет затрат на защиту одной усредненной скважины. Основные характеристики скважины приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Основные характеристики скважины

№ п.п.	Показатель	Значение
1.	Дебит по жидкости, м ³ /сут	50
2.	Дебит по воде, м ³ /сут	45
3.	Пористость, д.е.	0,16
4.	Вскрытая толщина пласта, м	9
5.	Коэффициент приемистости, м ³ /сут * МПа	24
6.	Пластовое давление, МПа	18,3
7.	Проницаемость, мкм ²	0,018

Расчет затрат на одновременную защиту от солеотложений и коррозии производился для технологий, наиболее широко применяемых (вместе, либо по отдельности) в отечественных нефтяных компаниях:

- 1) закачка ингибитора солеотложений при помощи УДР совместно с коррозионнотстойкой подвеской НКТ;
- 2) применение погружного контейнер с твердым ингибитором солеотложений совместно с коррозионно-стойкой подвеской НКТ;
- 3) задавка ингибитора солеотложений в пласт совместно с коррозионно-стойкой подвеской НКТ;
- 4) закачка ингибитора солеотложений и ингибитора коррозии индивидуальными скважинными дозаторами;
- 5) закачка ингибитора солеотложений при помощи УДР совместно погружным контейнером с твердым ингибитором солеотложений;
- 6) задавка ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия в пласт;
- 7) закачка ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия при помощи УДР.

Результаты расчета стоимости защиты в зависимости от применяемой технологии представлены в таблице 14 и на рисунке 36.

Таблица 14 – Стоимость защиты в зависимости от применяемой технологии

№ п.п.	Технология защиты ВСО	Стоимость*, руб./год	Недостатки
1.	Задавка ИС в пласт + НКТ в КСИ	1 383 789	1) Отсутствует защита от коррозии ниже приема УЭЦН 2) Сложность управления выносом реагента
2.	Закачка ИС УДР + НКТ в КСИ	1 261 985	1) Отсутствует защита ниже приема УЭЦН
3.	Погружной контейнер от солей + НКТ в КСИ	1 203 333	1) Отсутствует защита ниже ПЭД 2) Необходим ежегодный демонтаж ВСО для замены контейнера
4.	Закачка ИС и ИК УДР	444 752	1) Отсутствует защита ниже приема УЭЦН 2) Необходим подбор совместимых реагентов 3) Увеличение стоимости за счет необходимости применения и обслуживания двух УДР
5.	Закачка ИС УДР + погружной контейнер от коррозии	358 652	1) Отсутствует защита ниже приема УЭЦН 2) Необходим подбор совместимых реагентов 3) Необходим ежегодный демонтаж ВСО для замены контейнера
6.	Задавка ИКДСК в пласт	345 682	1) Сложность управления выносом реагента
7.	Закачка ИКДСК УДР	247 261	1) Отсутствует защита ниже приема УЭЦН

* стоимость рассчитана для одной условной скважины с целью проведения сравнительного анализа на основании данных, полученных из открытых источников. Расчет стоимости защиты необходимо производить для каждой скважины индивидуально.

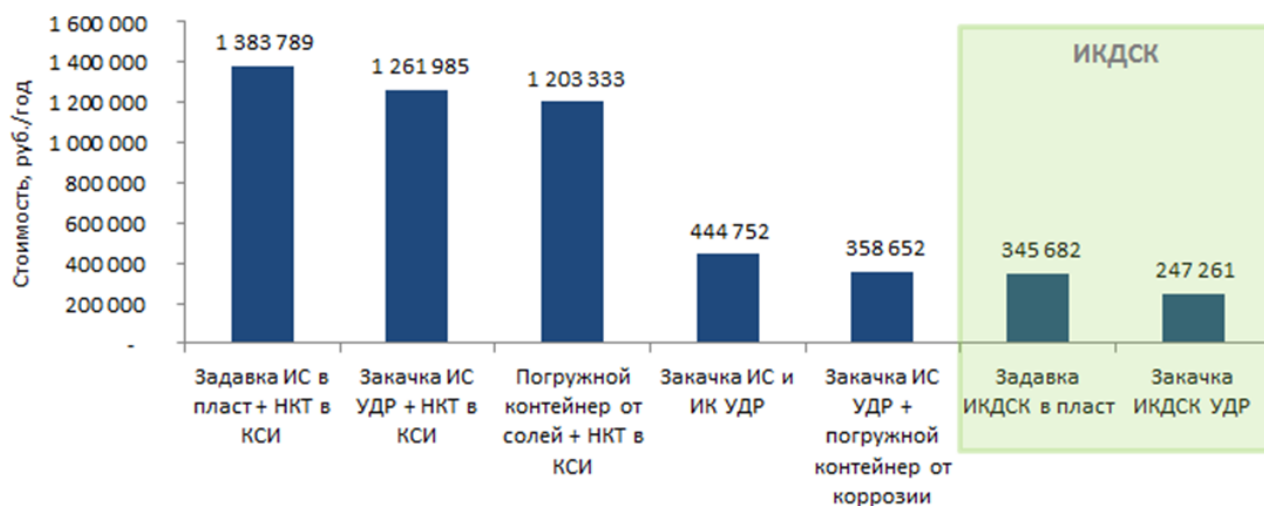


Рисунок 36 – Результаты расчета затрат на одновременную защиту от солеотложений и коррозии

Необходимо отметить, что в случае применения технологии закачки ИКДСК 79/1 установкой дозирования реагента отсутствует возможность защиты зоны ниже приема УЭЦН. При этом в случае задавки ИКДСК 79/1 в пласт областью защиты является зона от ПЗП до устья.

4.3 Основные требования к правилам безопасности и защите окружающей среды

4.3.1 Общие требования

При применении ИКДСК 79/1 на нефтепромысловых объектах необходимо предусмотреть меры предосторожности по охране здоровья обслуживающего персонала, предупреждению пожаров и исключению загрязнения окружающей среды, исходя из действующих правил по охране труда и техники безопасности в нефтедобывающей промышленности.

По степени воздействия на организм человека в соответствии с ГОСТ 12.1.007 ингибитор относится к 4 классу опасности (вещества малоопасные).

При применении ИКДСК 79/1 в процессе добычи нефти следует пользоваться спецодеждой, индивидуальными средствами защиты в соответствии с действующими типовыми отраслевыми нормами.

Запрещается допуск к работе с ингибиторами: подростков до 18 лет, беременных женщин, больных, имеющих органическое поражение кожи, заболевания внутренних органов, центральной нервной системы, верхних дыхательных путей, органов зрения.

При попадании реагентов на открытые участки кожи промыть их большим количеством воды. При попадании ингибиторов в глаза тщательно промыть их водой и обратиться к врачу.

На предприятиях, применяемых ингибиторы, должна быть разработана инструкция для работающего персонала с учетом вышеизложенных сведений об ингибиторах, конкретных условий и особенностей оборудования.

4.3.2 Правила защиты окружающей среды от загрязнения реагентом

На нефтепромысловых объектах, где применяются ингибиторы, должны быть обеспечены следующие элементы обустройства и водоохранные мероприятия:

- герметичность системы сбора и подготовки нефти, полный возврат промывочных сточных вод в нефтяные пласты;
- оснащение скважин устройствами, предотвращающими излив воды из пласта в случае разрыва напорного водовода;
- обследование нефтяных скважин, мест разгрузки и хранения ингибитора с целью локализации разливов растворов;
- организация систематического контроля концентрации ингибиторов в сточных и природных водах путем отбора проб и их анализа.

В технологической части применения ингибиторов необходимо предусматривать:

- проверку герметичности колонн эксплуатационных и нагнетательных скважин не реже 1 раза в год;
- уничтожение отходов (сжигание) на специально подготовленной площадке или в специальных устройствах;
- запрещение сброса ингибиторов или его растворов в водоемы, канализационные системы, на почву.

Выводы к главе 4

1. Разработана и предлагается к промышленному внедрению технология предупреждения отложений карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии ВСО, основанная на закачке в ПЗП разработанного ингибитора солеотложений и коррозии ИКДСК 79/1. Основным техническим результатом применения разработанной технологии защиты скважины с использованием ИКДСК 79/1 является увеличение межремонтного периода за

счет предотвращения отказов по причине «солеотложения» и «ускоренной коррозии» внутрискважинного оборудования.

2. Описан алгоритм действий при проведении работ по обработке нефтяной скважины, включающий расчет необходимых объемов технологических жидкостей, подготовительные работы и последовательность обработки. Описаны основные требования к правилам безопасности при проведении работ.

3. Произведен сравнительный анализ экономической эффективности одновременной защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений и коррозии в зависимости от применяемой технологии. Выявлено, что наименее затратными являются технологии защиты с применением ингибиторов солеотложений и коррозии комплексного действия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ опыта разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показал, что эксплуатация добывающих скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, осложняется отложениями карбонатных солей в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозией внутрискважинного оборудования. Промысловый опыт свидетельствуют также об одновременном протекании данных видов осложнений, что снижает эффективность применения «традиционных» технологий предупреждения солеотложений и коррозии.

2. Анализ основных методов защиты внутрискважинного оборудования при образовании отложений солей и возникновении коррозии позволил установить перспективность применения ингибиторов комплексного действия, направленных на предупреждение возникновения данных осложнений.

3. Разработан ингибитор солеотложений и коррозии комплексного действия (условное название ИКДСК 79/1), представляющий собой водно-спиртовой раствор фосфоновых производных и жирных аминов. Ингибитор обладает способностью предотвращать образование неорганических отложений карбоната кальция и снижать электрохимическую общую и локальную углекислотную коррозию углеродистой стали. На разработанный ингибитор подана заявка на патент РФ.

4. Разработанный ингибитор солеотложений и коррозии ИКДСК 79/1 обладает: высоким защитным эффектом; способствует снижению межфазного натяжения на границе «вода – керосин»; приводит к снижению интенсивности гидратации глинистых минералов в составе породы-коллектора; имеет низкую склонность к диффузии в нефтяную фазу.

5. Результаты проведенных фильтрационных исследований позволили установить, что разработанный реагент ИКДСК 79/1 оказывает гидрофобизирующее действие на пористую среду полимиктовой породы-коллектора, что в итоге может способствовать сохранению и улучшению фильтрационных характеристик ПЗП.

6. Разработанный ингибитор солеотложений и коррозии ИКДСК 79/1 показал высокую адсорбционную и низкую десорбционную способности по отношению к породе, что позволяет рекомендовать его для закачки в ПЗП с целью предотвращения образования карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования.

7. Разработана и предлагается к промышленному внедрению технология предупреждения отложений карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии ВСО, основанная на закачке в ПЗП разработанного ингибитора солеотложений и коррозии ИКДСК 79/1. Анализ экономической эффективности разработанной технологии показал перспективность ее применения на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АО – акционерное общество;
- ВНР – вывод скважины на режим;
- ВСО – внутрискважинное оборудование;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ЗАО – закрытое акционерное общество;
- ИК – ингибитор коррозии;
- ИКДСК – ингибитор комплексного действия солеотложений и коррозии;
- ИС – ингибитор солеотложений;
- КСИ – коррозионностойкое исполнение;
- МПВ – модель пластовой воды;
- МРП – межремонтный период работы скважины;
- НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт;
- НК – нефтегазовая компания;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- НПАВ – неионогенные поверхностно-активные вещества;
- НТФ – аминотриметиленфосфоновая кислота;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- ОЭДФ – оксиэтилидендифосфоновая кислота;
- ООО – общество с ограниченной ответственностью;
- ОСТ – отраслевой стандарт;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПАО – публичное акционерное общество;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПНГ – прибор оценки набухания глин;
- ППД – поддержание пластового давления;
- ПСК – погружной скважинный контейнер;
- ПЭД – погружной электродвигатель;
- РД – руководящий документ;

СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии;

УДР – установка дозирования реагента;

УЭЦН – установки электроцентробежных насосов;

ФБТК – фосфобутантрикарбоновая кислота;

ЦА – цементировочный агрегат;

ШГН – штанговый глубинный насос;

LPR – linear polarization resistance (метод линейного поляризационного сопротивления).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин, И.Г. Коррозия нефтегазового и нефтегазопромыслового оборудования / И.Г. Абдуллин, С.Н. Давыдов, М.А. Худяков, М.В. Кузнецов. – Уфа: УНИ, 1990. – 72 с.
2. Антипин, Ю.В. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти / Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев, А.Ш. Сыртланов. – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. – 168 с.
3. Антипин, Ю.В. Использование гелеобразующей технологии для повышения эффективности предотвращения образования отложений солей в скважинах / Ю.В. Антипин, Г.Ш. Исланова // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: сборник научных трудов. Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 1999. – С. 67-77.
4. Ахметшина, И.З. Механизм образования солей в нефтяном оборудовании / И.З. Ахметшина, В.П. Максимов, Н.С. Маринин // Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 1. – С. 30-35.
5. Брегман, Дж. Ингибиторы коррозии; под ред. Л.И. Антропова: пер. с англ. Н.Н. Вржосек. – Л.: Химия, 1966. – 311 с.
6. Бэкман, В. Катодная защита от коррозии: справочник / В. Бэкман, В. Швенк; пер. с нем. Стрижевский И.В. – М.: Металлургия, 1984. – 496 с.
7. Волошин, А.И. Разработка шаблонов применимости технологий предотвращения солеотложения в добывающих скважинах / А.И. Волошин, И.М. Ганиев, А.С. Малышев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 51-53.
8. Волошин, А.И. Перспективная технология предупреждения солеотложения в добывающих скважинах / А.И. Волошин, И.М. Ганиев, Д.В. Маркелов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 11. – С. 51-53.
9. Волошин, А.И. Опыт применения технологии Mini squeeze для защиты скважины от солеотложения при выводе на режим в ООО «РН-Юганскнефтегаз /

А.И. Волошин, А.Р. Гаифуллин, М.В. Чурбанова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С. 51-53.

10. Гарифуллин, А.Р. Опыт борьбы с солеотложением в ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» / А.Р. Гарифуллин // Инженерная практика. – 2011. – № 1. – С. 46-52.

11. Гиматутдинов, Ш.К. Солеотложение при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними: учеб. пособие для вузов / Ш.К. Гиматутдинов, Л.Х. Ибрагимов, Ю.А. Гаттенбергер и др. – Грозный, 1985. – 87 с.

12. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт – скважина – УППН / В.Н. Глущенко, М.А. Силин, О.А. Пташко, А.В. Денисова. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 328 с.

13. Гоник, А.А. Защита нефтяных резервуаров от коррозии: научное издание / А.А. Гоник, А.А. Калимуллин, Е.Н. Сафонов. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1996. – 262 с.

14. Гоник, А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: «Недра», 1976. – 192 с.

15. ГОСТ 26450.0 – 85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М.: Издательство стандартов, 1985. – 4 с.

16. ГОСТ 26450.1 – 85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением (определение мин. и объемной плотности). М.: Издательство стандартов, 1985. – 8 с.

17. ГОСТ 8433 – 81 Вещества вспомогательные ОП-7 и ОП-10. Технические условия. М.: Издательство стандартов, 1981. – 15 с.

18. ГОСТ 26450.2 – 85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 17 с.

19. ГОСТ 18995.1 – 73 «Продукты химические жидкие. Методы определения плотности». – М.: Издательство стандартов, 1974. – 4 с.

20. ГОСТ 3300 – 2000 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости». – М.: Издательство стандартов, 2008. – 21 с.
21. ГОСТ 20287 – 91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. – М.: Издательство стандартов, 2006. – 7 с.
22. ГОСТ 29232 – 91 «Определение критической концентрации мицеллообразования». – М.: Издательство стандартов, 1992. – 7 с.
23. ГОСТ 24143 – 80 «Методы лабораторного определения характеристик набухания и усадки». – М.: Издательство стандартов, 1981. – 18 с.
24. ГОСТ 9.506 – 87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности». – М.: Издательство стандартов, 1988. – 15 с.
25. Гутман, Э.М. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Э.М. Гутман, К.Р. Низамов, М.Д. Гетманский, Э.А. Низамов. – М.: Недра, 1983. – 152 с.
26. Давыдов, С.Н. Катодная и электрохимическая защита разветвленной сети подземных металлических трубопроводов на стадии проектирования сооружений: учеб. пособие / С.Н. Давыдов, С.Ю. Малышев. – Уфа, 1999. – 51 с.
27. Даминов, А.А. Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия // Инженерная практика. – 2010. – № 6.– С. 26-36.
28. Денисова, А.В. Увеличение средней наработки на отказ глубинно-насосного оборудования с помощью реагентов производства ООО «ФЛЭК» // Инженерная практика. – 2016. – № 4. – С. 18-25.
29. Денисова, А.В. Перспективные ингибиторы солеотложения при добыче нефти / А.В. Денисова, В.Н. Глущенко, А.А. Павлова, Е.А. Винокурова // Проблемы и перспективы развития химической промышленности на Западном Урале: Сб. науч. Тр. ПГТУ. – Пермь, 2005 . – С. 167-173.

30. Дунаев, Н.П. Ликвидация отложения солей при эксплуатации скважин / Н.П. Дунаев, Н.С. Маринин, Г.М. Ярышев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 10. – С. 51-54.

31. Желонин, П.В. Применение ингибитора комплексного действия – первый опыт ТНК-ВР/ П.В. Желонин, А.В. Арчиков, С.Б. Якимов, И.Г. Ключин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – №3.– С. 82-85.

32. Завьялов, В.В. К вопросу о выборе ингибиторов коррозии для защиты подземного оборудования скважин // Инженерная практика. – 2011. – № 1. – С. 69-71.

33. Завьялов, В.В. Комплексное исследование эффективности ингибиторов углекислотной коррозии для защиты подземного оборудования / В.В. Завьялов, С.Б. Якимов, И.Г. Ключин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 3. – С. 31-36.

34. Зиневич, А.М. Антикоррозионные покрытия / А.М. Зиневич, А.А. Козловская. – М.: Стройиздат, 1989. – 112 с.

35. Ибрагимов, Г.З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти / Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1983. – 312 с.

36. Ибрагимов, Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. – М.: Наука, 2000. – 414 с.

37. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков; под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.

38. Ивановский, В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Коррозия Территории Нефтегаз. – 2011. – №1 (18). – С. 18-25.

39. Инюшин, Н.В. Аппараты для магнитной обработки жидкостей / Н.В. Инюшин, Е.И. Ишемгужин, Л.Е. Каштанова и др. – Уфа: Государственное издательство научно-технической литературы «Реактив», 2000. – 147 с.

40. Исангулов, А.К. Разработка методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин в Западной Сибири (на примере ОАО «Черногорнефть»): Дис. ... канд. тех. наук.: 25.00.17. / А.К. Исангулов. – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 1999. – 119 с.

41. Кащавцев, В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.

42. Кащавцев, В.Е. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 134 с.

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

44. Кащавцев, В.Е. Борьба с отложением гипса в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / В.Е. Кащавцев, Л.Т. Дытюк, А.С. Злобин, В.Ф. Клейменов // Обзорная информ. Сер. Нефтепромысловое дело, – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – 63 с.

45. Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

46. Ключин, И.Г. Химизация технологических процессов: анализ, перспективы развития // Инженерная практика спецвыпуск. – 2011. – № 1. – С. 7-12.

47. Лазарев, А.Б. Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования и критерии их применимости // Инженерная практика.– 2011. – №8. – С. 14-19.

48. Луканина, Т.Л. Химическое сопротивление материалов и защита от коррозии: учеб. пособие./ Т.Л. Луканина, И.С. Михайлова, М.А. Радин. – СПб.: СПбГТУРП, 2014. – 85 с.

49. Люшин, С.Ф. Отложения неорганических солей в скважинах, в призабойной зоне пласта и методы их предотвращения/ С.Ф. Люшин,

А.А. Глазков, Г.В. Галеева и др. // Обзорная информ. Сер. Нефтепромысловое дело, – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.

50. Мавлиев, А.Р. Исследование антикоррозионных свойств технологических жидкостей для скважинной добычи нефти / А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 3. – С. 462-473.

51. Маринин, Н.С. Методы борьбы с отложением солей / Н.С. Маринин, Г.М. Ярышев, С. А. Михайлов и др. // Обзорная информ. Сер. Нефтепромысловое дело, – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 55 с.

52. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

53. Маркин, А.Н. СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 187 с.

54. Минаков, И.И. Лабораторные испытания по оценке гидрофобизирующих свойств химических продуктов и их композиций / И.И. Минаков, Е.О. Серебрякова, В.Д. Москвин, А.Т. Горбунов // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 3/4. – С. 34-38.

55. Миненков, Н.Е. Механизм отложения солей в нефтепромысловом оборудовании / Н.Е. Миненков, Р.И. Кузоваткин, Н.Н. Гречнев, Н.П. Кузнецов // Сб. науч. тр. ЗапСибНИИ НП. – Тюмень, 1986. – С. 117-120.

56. Мухаметшин, В.Г. Исследование причин и характера нарушений герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин Самотлорского месторождения / В.Г. Мухаметшин, В.В. Завьялов, Ф.Я. Канзафаров, В.Р. Компанченко, А.В. Козлов // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 1. – С. 22-29.

57. Назарок, В.И. Смешение двух водных растворов, каждый из которых содержит два реагирующих иона (без учета высаливания) / В.И. Назарок, Ю.М. Островский, В.К. Мельничуки др. // Тр. УкргипроНИИнефть. – М.: Недра, 1978. – вып. 21. – С. 49-51.

58. Низамов, К.Р. Углекислотная коррозия оборудования и трубопроводов при добыче нефти на месторождениях Западной Сибири / К.Р. Низамов, Р.Р. Мусин // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2014. – Вып. 3 (97). – С. 96-102.

59. Определение поверхностного натяжения. Расчет молекулярных характеристик исследуемого ПАВ: методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплинам «Поверхностные явления и дисперсные системы» и «Коллоидная химия» / Сост.: Е.В. Михеева, Л.С. Анисимова. – Томск: Томский политехнический университет, 2009. – 24 с.

60. Оруджев, С.А. Газовая промышленность на пути прогресса / С.А. Оруджев. – М.: Недра, 1976. – 135 с.

61. ОСТ 39–195–86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Издательство стандартов, 1986. – 18 с.

62. ОСТ 39–235–89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. М.: Издательство стандартов, 1989. – 35 с.

63. Панов, В.А. Ингибиторы отложения неорганических солей / В.А. Панов, А.А. Емков, Г.Н. Позднышев и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 43 с.

64. Патент №: 2599150 С09, Российская Федерация. Состав для предотвращения образования отложений солей при добыче нефти и газа / Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова (Хусаинова) Д.А.; заявитель и патентообладатель Санкт-Петербургский горный университет, Заявл. 03. 08. 2015, опубл. 10. 10. 2016, Бюл. № 28. – 10 с.

65. Патент №: 2146232 С02, Российская Федерация. Состав для предотвращения карбонатных, сульфатных, железистых отложений / заявитель и патентообладатель Закрытое акционерное общество «Научно-исследовательский институт экологических проблем в металлургии», Заявл. 09. 06. 1999, опубл. 10. 03. 2000, Бюл. № 7. – 3 с.

66. Патент № 2256727 С23, Российская Федерация. Ингибитор коррозии и солеотложения (варианты) / Ивонин М.В., Заволокин В.И., Шукайло Б.Н.;

заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Северодонецкий завод реагентов и водоочистного оборудования» (ООО «СЗ РВО»), Заявл. 23. 12. 2003, опубл. 20. 07. 2005, Бюл. № 12. – 8 с.

67. Патент №: 2394941 С23, 20.07. Российская Федерация. Способ получения ингибиторов коррозии / заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Промышленно-торговая компания ГАНТАНА», Заявл. 29. 12. 2008, опубл. 20. 07. 2010, Бюл. № 20. – 8 с.

68. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – М.: Недра, 2000. – 653 с.

69. Редакция журнала «Инженерная практика». Несолоно добывши. Борьба с солеотложением на скважинном оборудовании // Инженерная практика. – 2010. – № 4. – С. 29-39.

70. РД 39 – 0147103 – 368 – 86 Методика лабораторных испытаний эффективности ингибиторов коррозии и наводораживания стали в водных и водноуглеводородных средах с повышенным содержанием сероводорода и двуокиси углерода. – Уфа: Министерство нефтяной промышленности ВНИИСТПнефть. – 1987. – 25 с.

71. Ренев, Д.Ю. Итоги работы механизированного фонда ПАО «Лукойл» скважин в 2016 году // Инженерная практика. – 2017. – №01-02. – С. 18-25.

72. Ренев, Д.Ю. Осложненный фонд ПАО «ЛУКОЙЛ» // Инженерная практика. – 2016. – № 4. – С. 18-25.

73. Рогачёв, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачёв, К.В. Стрижнев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.

74. Розенфельд, И.Л. Защита металлов от коррозии лакокрасочными покрытиями / И.Л. Розенфельд, Ф.И. Рубинштейн, К.А. Жигалова. – М.: Химия, 1987. – 223 с.

75. Розенфельд, И.Л. Ингибиторы коррозии / И.Л. Розенфельд. – М.: Химия, 1977. – 352 с.

76. Розенфельд, И.Л. Коррозия и защита металлов / И.Л. Розенфельд. – М.: Metallurgy, 1970. – 448 с.

77. Саакиян, Л.С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии / Л.С. Саакиян, А.П. Ефремов. – Москва: Недра, 1982. – 227 с.
78. Саакиян, Л.С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Л.С. Саакиян. – Москва: Недра, 1985. – 209 с.
79. Сашнев, И.А. Испытания полимерных материалов для защиты центробежных насосов от солеотложения / И.А. Сашнев, В.В. Митюнин, В.А. Захаров // Тр. СибНИИ НП. – Тюмень. – 1981. – вып. 22. – С. 25 – 29.
80. Сергеев, В.Н. Исследование акустического метода борьбы с отложениями солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ. – 1980. – № 8. – С. 21-22.
81. Силин, М.А. Промысловая химия / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
82. Султанова (Хусаинова), Д.А. Исследование влияния ингибиторов солеотложений на эффективность применения ингибиторов коррозии в нефтяных скважинах / Д.А. Султанова (Хусаинова), Д.В. Мардашов, Р.Р. Хусаинов // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник», 2016, №2 – С. 53-56.
83. Султанова (Хусаинова), Д.А. Анализ методов противокоррозионной защиты внутрискважинного оборудования / Д.А. Султанова (Хусаинова), Д.В. Мардашов // XIX Международная заочная научно-практическая конференция «Современные тенденции развития науки и технологий»: Сборник научных трудов. – Белгород, 2016. – С. 132-135.
84. Султанова (Хусаинова), Д.А. Анализ моделей прогнозирования пескопроявления при эксплуатации слабосцементированных коллекторов / Д.С. Тананыхин, А.В. Максютин, Д.А. Султанова (Хусаинова) // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1.; URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=19029> (дата обращения: 07.02.2019)
85. Султанова (Хусаинова), Д.А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти / Л.А. Шангараева, А.В. Максютин, Д.А. Султанова (Хусаинова) // Современные проблемы науки и

образования. – 2015. – № 1-1.; URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=19032> (дата обращения: 07.02.2019).

86. Султанова (Хусаинова), Д.А. Оценка совместимости ингибиторов различного назначения в процессе добычи нефти / Д.А. Султанова (Хусаинова), А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов // Материалы региональной научно-практической конференции «Научная сессия ученых Часть I». – Альметьевск. – 2014. – С. 66-69.

87. Султанова (Хусаинова), Д.А. Laboratory research on the effectiveness of the corrosion inhibitors application for the conditions of West Siberian oilfields / D.A. Sultanova (Khusainova), A.V. Maksutin, R.R. Khusainov // Life Science Journal. – 2014. – 1(8s).; ISSN: 1097-8135 (Print) / ISSN: 2372-613X.

88. Султанова (Хусаинова), Д.А. Research of the effect of scale inhibitors on the effectiveness of corrosion inhibitors in oil wells / D.A. Sultanova (Khusainova), D.V. Mardashov // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – 11(18).; ISSN: 1097-8135 (Print) / ISSN: 2372-613X.

89. Султанова (Хусаинова), Д.А. Экспериментальные исследования попутной добываемой воды фонда скважин, осложненных солеотложением в глубиннонасосном оборудовании / Т.А. Майорова, А.В. Максютин, Д.А. Султанова (Хусаинова) // XIII Международная молодежная научная конференция Севергеоэкотех – 2012: Сборник научных трудов. – Ухта, 2012. – С. 230-234.

90. Султанова (Хусаинова), Д.А. Экспериментальные исследования эффективности ингибиторов коррозии для защиты внутрискважинного оборудования / Д.А. Султанова (Хусаинова), А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов // Международный форум-конкурс молодых ученых «Проблемы недропользования»: Сборник научных трудов. – Санкт-Петербург, 2013. – С. 58-59.

91. Султанова (Хусаинова), Д.А. Лабораторные исследования эффективности применения ингибиторов коррозии / Д.А. Султанова (Хусаинова),

А.В. Максютин // 72 Международная конференция «Нефть и газ 2013»: Сборник научных трудов. – Москва, 2013. – С. 103.

92. Султанова (Хусаинова), Д.А. Лабораторные исследования влияния минерализации пластовой воды на эффективность применения ингибиторов коррозии / Д.А. Султанова (Хусаинова), А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов // 10 Международный молодежный форум «Нефть и газ»: Сборник научных трудов. – Алматы, 2013. – С. 66-67.

93. Султанова (Хусаинова), Д.А. Экспериментальные исследование эффективности ингибиторов коррозии для условий месторождений Западной Сибири / Д.А. Султанова (Хусаинова), А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов // 73 Международная конференция «Нефть и газ 2014»: Сборник научных трудов. – Москва, 2014. – С. 103.

94. Султанова (Хусаинова), Д.А. Лабораторные исследования влияния динамических условий на эффективность ингибиторной защиты/ Д.А. Султанова (Хусаинова), А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов // XVIII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»: Труды междунар. научного симпозиума. – Томск, 2015. – С. 93-95.

95. Толстых, Л.И. Физико-химические основы применения химических реагентов в нефтедобыче для защиты от коррозии, АСПО и солевых отложений / Л.И. Толстых. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1996. – 46 с.

96. Турдыматов, А.А. Эффективность химической ингибиторной защиты в борьбе с внутренней коррозией промысловых трубопроводов / А.А Турдыатов, Н.Х. Абдрахманов, К.Н. Абдрахманова, В.В. Ворохобко // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2016, № 3. – С. 137-156.

97. Хайдерсбах, Р. Защита от коррозии и металловедение оборудования для добычи нефти и газа/ Р. Хайдерсбах; пер. с англ. Хуторянского Ф.М – Санкт-Петербург: Профессия, 2015. – 476 с.

98. Чапланов, П.Е. Ингибиторы отложений неорганических солей / П.Е. Чапланов, И.Т. Полковниченко, Н.А. Топоркова, Т.А. Пензенева //

Обзорная информ. Сер. «Нефтехимия и сланцепереработка». – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1989. – Вып. 5-59 с.

99. Шангараева, Л.А. Исследования адсорбционно-десорбционных свойств состава для предотвращения солеотложений в скважинном оборудовании / Л.А. Шангараева, А.В. Петухов // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – №6.; URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=8007> (дата обращения: 07.02.2019).

100. Шангараева, Л.А. Особенности процесса солеотложений в скважинном оборудовании на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / Л.А. Шангараева, А.В. Петухов // II Международная конференция «Ресурсно-геологические и методические аспекты освоения нефтегазоносных бассейнов»: Сборник научных трудов. – Спб., 2011. – С. 271-276.

101. Шангараева, Л.А. Кинетика формирования солеотложений сульфата бария при самопроизвольном его осаждении в пересыщенных водных растворах / Л.А. Шангараева, А.В. Петухов // Нефтегазовое дело, 2012, №1. – С. 22-27.

102. Шангараева, Л.А. Обоснование технологии предотвращения выпадения сульфата бария в скважинном оборудовании Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения: Дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17. / Л.А. Шангараева. – Санкт-Петербург, 2013. - 140 с.

103. Хусаинов, Р.Р. Обоснование комбинированной технологии повышения нефтеотдачи пластов с применением поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологии: Дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17. / Р.Р. Хусаинов. – Санкт-Петербург, 2014. – 146 с.

104. Якимов, С.Б. Виды коррозии корпусов ПЭД и ЭЦН на месторождениях ТНК-ВР. / С.Б. Якимов, В.В. Завьялов // Инженерная практика. – 2010. – № 6. – С. 48-56.

105. NACE 1F192 Use of Corrosion-Resistant Alloys in Oilfield Environments – Item No. 24010.

106. NACE 1G286 Oilfield Corrosion Inhibitors and Their Effects on Elastomeric Seals – Item No. 24016.

107. NACE 3T199 Techniques for Monitoring Corrosion and Related Parameters in Field Applications – Item No. 24203.

108. NACE 5A195 State-of-the-Art Report on Controlled-Flow Laboratory Corrosion Tests – Item No. 24187