

*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*

**А в т о р е ф е р а т**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**Санкт-Петербург – 2019**

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет»

*Научный руководитель –*  
кандидат технических наук, доцент

*Мардашов Дмитрий Владимирович*

*Официальные оппоненты:*

*Гуськова Ирина Алексеевна*

доктор технических наук, доцент, Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт», кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, профессор

*Лекомцев Александр Викторович*

кандидат технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», кафедра нефтегазовых технологий, доцент

*Ведущая организация –* Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет».

Защита состоится 25 апреля 2019 г. в 14 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.224.13 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. № 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте [www.spmi.ru](http://www.spmi.ru)

Автореферат разослан 25 февраля 2019 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ  
диссертационного совета



ТАНАНИХИН  
Дмитрий Сергеевич

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **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., Кащавцев 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.V. 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-спиртовой 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.

### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель, идея, задачи, излагаются защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость.

**В первой главе** выполнен анализ литературных источников по проблеме образования неорганических солей и протекания углекислотной коррозии в скважинах на нефтяных месторождениях Западной Сибири, рассмотрены современные методы предотвращения данных осложнений, а также проведена оценка взаимовлияния различных химических реагентов на их эффективность.

По результатам проведенного литературного обзора выявлено, что более 70 % нефти Западной Сибири добывается с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Анализ осложненного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, показал, что наиболее распространенной причиной их отказов являются отложения солей карбоната кальция и углекислотная коррозия.

На интенсивность процесса выпадения солей в добывающих скважинах значительное влияние оказывают повышение температуры, смешение несовместимых вод, содержание растворенного в воде углекислого газа, увеличение pH среды, а также присутствие природных соединений, переходящих из нефти в воду и др. К причинам, способствующим протеканию коррозионных процессов, относят, в основном, повышение содержания в перекачиваемой жидкости коррозионно-агрессивных компонентов, увеличение количества механических примесей, рост температуры и др.

В настоящее время существует большое количество методов защиты скважин от образования солевых отложений и коррозии ВСО, среди которых различают физические, технологические и химические. С точки зрения простоты реализации и объемов затрат на организацию защиты скважин, химические методы являются наиболее предпочтительными. На эффективность защиты скважин химическими методами оказывают влияние два основных фактора:

1) выбор оптимальной технологии закачки реагентов (ингибиторов) в соответствии с областью возникновения осложнений;

2) качество подбора реагентов под конкретные условия объекта защиты.

Проведенный анализ опыта применения различных способов закачки ингибиторов для защиты ВСО нефтяных месторождений показал высокую эффективность технологии задавки химического реагента в пласт. В отличие от других технологий, применение задавки ингибитора в пласт позволяет обеспечить защиту не только погружного оборудования, но и призабойной зоны пласта.

Следует отметить, что качество подбора и последующая эффективность реагентов зависит не только от характеристик добываемого флюида, но и от учета взаимного влияния всех закачиваемых в скважину ингибиторов. В ходе проведенных исследований установлено, что присутствие в жидкости ингибиторов солеотложений способно интенсифицировать коррозионные процессы. Для снижения риска негативного взаимного влияния реагентов в рамках диссертационной работы предложено разработать ингибитор комплексного действия, направленный на предупреждение возникновения отложений солей в системе «ПЗП – скважина» и коррозии ВСО.



По результатам проведенного анализа отмечена перспективность применения ингибиторов комплексного действия, направленных на предупреждение образования карбоната кальция и углекислотной коррозии на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Сделан вывод о целесообразности проведения экспериментальных исследований по разработке технологии защиты системы «ПЗП – скважина» и ВСО с использованием ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.

**Во второй главе** приводится описание методик проведения экспериментальных исследований по разработке ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия (ИКДСК); сформирован перечень контролируемых параметров и общие требования, которым должны соответствовать физико-химические и технологические характеристики разрабатываемого ингибитора, а также его защитные свойства; разработана программа проведения лабораторных исследований ИКДСК.

Экспериментальные исследования по разработке ингибитора солеотложения и коррозии комплексного действия проводились с моделированием условий эксплуатации скважин Приобского нефтяного месторождения. По результатам проведенного анализа установлено, что для эксплуатационных скважин данного месторождения проблема одновременного протекания процессов солеотложения и коррозии нефтегазопромыслового оборудования актуальна.

**В третьей главе** представлены результаты исследований по разработке и обоснованию технологии предупреждения образования солеотложений в «ПЗП – скважина» и коррозии ВСО с применением ингибитора комплексного действия.

В соответствии с основными требованиями, предъявляемыми к жидким ингибиторам солеотложений и коррозии, был разработан состав, который представляет собой водно-спиртовой раствор фосфоновых производных и жирных аминов. Добавление спиртовых соединений позволяет регулировать физико-химические и технологические характеристики реагента: повышает устойчивость состава к низким температурам (ниже минус 50 °С) и увеличивает его гидрофильные свойства. Углеводородные соединения, применяемые в качестве растворителей для «активной основы», также оказывают положительное влияние на растворимость ингибитора в нефтяной фазе. Добавление неионогенного поверхностно-активного вещества способствует как

улучшению смачиваемости поверхности металла, так и повышению адсорбции реагента на ВСО.

На начальном этапе разработки ИКДСК были приготовлены различные его композиции на основе водно-спиртовых растворов фосфоновых производных и жирных аминов, различающихся по рецептуре и количеству активных веществ. С целью установления оптимального соотношения компонентов был проведен комплекс испытаний по оценке эффективности ингибирования солеотложений и коррозии приготовленными композициями ИКДСК с моделированием условий Приобского нефтяного месторождения.

В результате проведенных исследований для дальнейших испытаний и адаптации к технологии закачки была выбрана композиция ИКДСК 79/1, показавшая максимальную эффективность ингибирования от солеотложений и коррозии в диапазоне концентраций 50 - 80 мг/дм<sup>3</sup>.

Кроме высоких защитных характеристик ИКДСК 79/1 должен быть технологичным и применимым в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири. В связи с чем при дальнейших исследованиях по его разработке особое внимание уделялось контролю физико-химических и технологических свойств. Согласно полученным результатам испытаний, разработанный ингибитор солеотложений и коррозии комплексного действия представляет собой однородную жидкость с допустимым значением вязкости, стабильную при пластовой температуре (83 °С) и устойчивую к отрицательной температуре (минус 50 °С), совместимую с моделью пластовой воды Приобского нефтяного месторождения и жидкостями глушения. Характеристики разработанного реагента удовлетворяют требованиям нефтяных компаний России, предъявляемым к физико-химическим и технологическим свойствам жидких ингибиторов.

На рисунке 1 представлены результаты исследований по определению оптимальной концентрации разработанного ИКДСК 79/1, обеспечивающего одновременную защиту от образования солеотложений и общей коррозии с эффективностью более 90 %.

Установлено, что при концентрациях от 45 мг/дм<sup>3</sup> (включительно) защитный эффект разработанного ингибитора комплексного действия превышает 90 %. Для обеспечения качественной защиты ВСО необходимо, чтобы ингибитор способствовал предотвращению не только общей, но и локальной

коррозии. Локальная коррозия является наиболее распространенной и представляет наибольшую опасность, так как характеризуется высокой скоростью растворения металла.

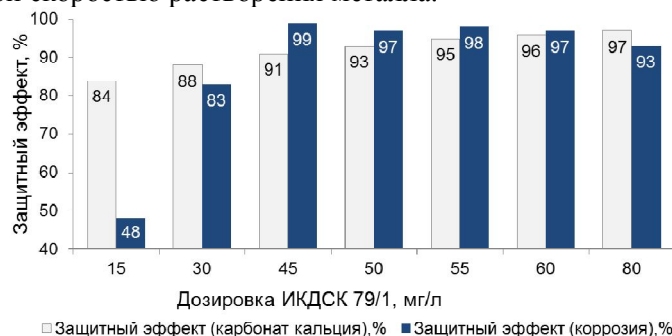


Рисунок 1 – Результаты исследований по определению оптимальной концентрации ИКДСК 79/1

Оценка эффективности предотвращения локальной коррозии разработанным ИКДСК 79/1 производилась методом вольтамперометрии при концентрации ингибитора, равной 45 мг/дм<sup>3</sup>. Анализ полученных результатов показал, что в пробе без ингибитора рост тока начинается сразу же с ростом потенциала. В присутствии ингибитора наблюдается определенный «инкубационный период» срыва пленки с поверхности металла. С увеличением потенциала плотность тока в неингибированном растворе достигает 0,187 мА/мм<sup>2</sup>, а в ингибированной пробе – 0,08 мА/мм<sup>2</sup>, что говорит о способности разработанного реагента подавлять локальную коррозию.

При реализации химических методов защиты нефтяных скважин от осложнений применяются различные технологии подачи реагентов, однако только способ задавки ингибитора в ПЗП позволяет обеспечить защиту в интервале «ПЗП – устье скважины». При задавке в пласт водные растворы реагента должны обладать способностью предотвращать создание дополнительных сопротивлений фильтрации углеводородной фазы, набухание глинистых частиц и, как следствие, снижение проницаемости ПЗП.

Согласно проведенному анализу в качестве задавочной жидкости (в случае применения технологии задавки ингибиторов в ПЗП) наиболее часто используется 1-3 % водный раствор хлористого калия, что позволяет минимизировать

возможное негативное влияние составов на фильтрационные характеристики породы.

Одним из показателей, влияющих на возникновение дополнительных фильтрационных сопротивлений при фильтрации углеводородной фазы в пористой среде, является межфазное натяжение.

На рисунке 2 представлены результаты исследования влияния ИКДСК 79/1 на межфазное натяжение на границе «вода – керосин» и определение критической концентрации мицеллообразования (ККМ). Исследования проводились для различных концентраций ИКДСК 79/1 в дистиллированной воде (а, б), а также в 2 %-ном растворе хлористого калия (в, г).

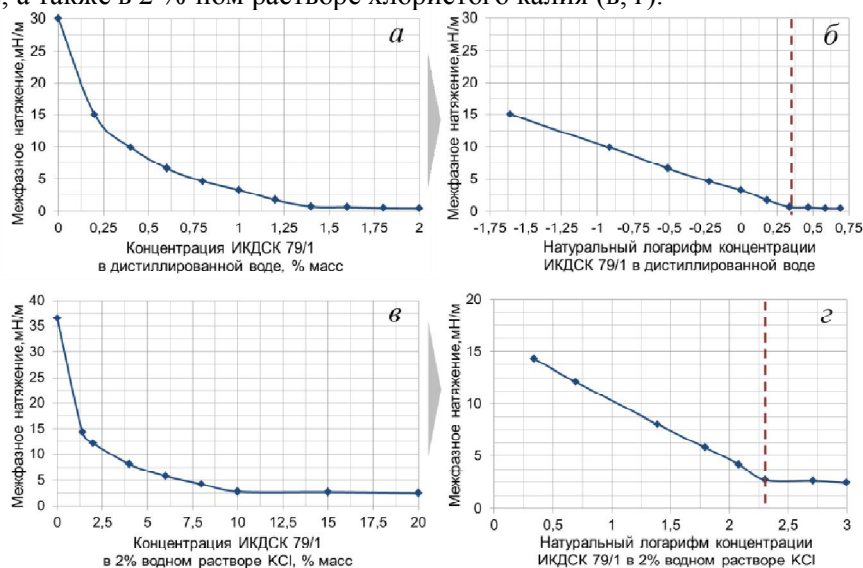


Рисунок 2 – Результаты измерения межфазного натяжения керосина на границе с раствором ИКДСК 79/1:  
 а – зависимость межфазного натяжения от концентрации ИКДСК 79/1 в дистиллированной воде; б – ККМ разработанного ингибитора в дистиллированной воде на границе с керосином; в – зависимость межфазного натяжения от концентрации ИКДСК 79/1 в водном растворе КСl; г – ККМ разработанного ингибитора в водном растворе КСl на границе с керосином

Установлено, что ККМ ингибитора комплексного действия в дистиллированной воде составляет 1,4 % (наблюдается снижение

межфазного натяжения на границе с керосином на 98 %); ККМ ингибитора комплексного действия в 2 %-ном растворе хлористого калия составляет 10 % (наблюдается снижение межфазного натяжения на границе с керосином на 92 %). Снижение межфазного натяжения углеводородной фазы на границе с водой способствует более легкому и глубокому проникновению задавливаемой жидкости в пласт, «отмыванию» поверхности минеральных частиц от пластового флюида и снижению фильтрационных сопротивлений.

Влияние закачиваемых в ПЗП реагентов на процесс набухания глинистых частиц породы является одним из основных и важных факторов для сохранения коллекторских свойств пласта. В связи с этим, была проведена оценка влияния водных растворов ИКДСК 79/1 с концентрациями 0,6; 0,8; 1,4; 2 и 10 %-ых растворов ингибитора в КС1 (1 %, 2 % и 3 % концентрации) на дезинтегрированные образцы породы-коллектора Приобского нефтяного месторождения (рисунок 3).

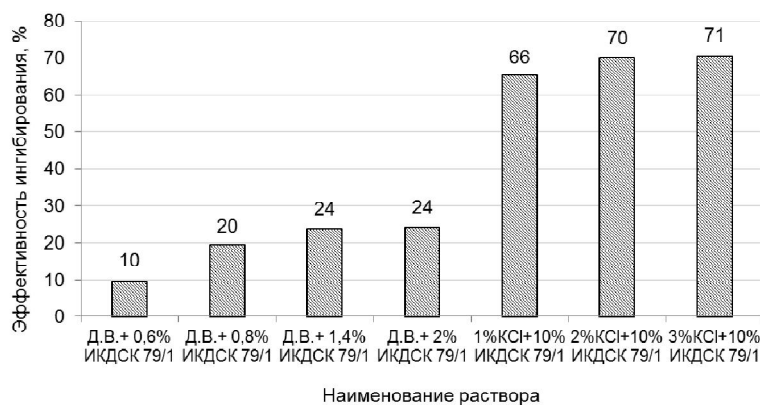


Рисунок 3 – Результаты оценки эффективности ингибирования глинистых частиц образцов керна:

Д.В. – дистиллированная вода

По результатам проведенных исследований установлено, что для предотвращения набухания глинистых частиц породы-коллектора Приобского нефтяного месторождения в качестве задавочной жидкости наиболее целесообразно применение 10 %-го

раствора ИКДСК 79/1 в 2 %-ном водном растворе хлористого калия.

Высокая эффективность ингибирования процесса набухания глинистых частиц данным реагентом связана со способностью раствора хлористого калия подавлять процессы гидратации и набухания глин.

Для выявления гидрофобизирующей способности разработанного ингибитора были проведены экспериментальные исследования с образцами керна Приобского нефтяного месторождения, обработанными водными растворами ИКДСК 79/1 различных концентраций методом самопроизвольного впитывания воды (Рисунок 4).

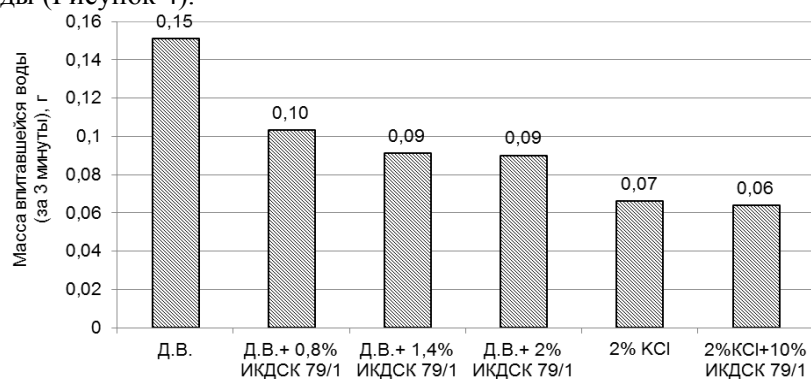


Рисунок 4 – Результаты исследований гидрофобизирующей способности разработанного ИКДСК 79/1

Анализ полученных результатов исследования показал, что обработка породы раствором ИКДСК 79/1 с дистиллированной водой в концентрациях от 0,8 до 2 % масс приводит к снижению скорости впитывания воды до 40 %. Максимальный гидрофобизирующий эффект наблюдается при обработке породы раствором 10 % ИКДСК 79/1 на основе 2 % КСl. Скорость впитывания воды снизилась на 60 % относительно необработанного образца насыпной модели керна.

Одним из возможных факторов снижения эффективности ингибиторной защиты внутрискважинного оборудования является частичное перераспределение ингибиторов из водной фазы

пластовой жидкости в нефтяную. Снижение концентрации ингибитора в водной фазе пластовой жидкости может способствовать снижению эффективности защиты оборудования и возникновению преждевременных его отказов.

Исследования склонности ИКДСК 79/1 к диффузии реагента из водной фазы в углеводородную проводились для пробы раствора ингибитора концентрацией 10 % масс в 2 % КСl с использованием нефти Приобского нефтяного месторождения. Данное перераспределение ингибитора оценивалось косвенным методом по изменению межфазного натяжения на границе с дистиллированной водой. Измерение межфазного натяжения углеводородной фазы подготовленной пробы на границе с дистиллированной водой производилось через каждые 24 часа до момента стабилизации концентрации ингибитора в нефти.

Согласно полученным результатам исследований установлено, что концентрация продиффундировавшего ИКДСК 79/1 составила 0,2 % (Рисунок 5).

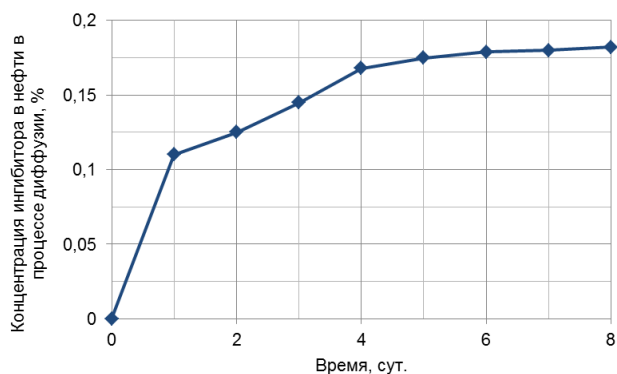


Рисунок 5 – Динамика изменения концентрации ингибитора ИКДСК 79/1 в нефти в процессе диффузии

Полученные результаты свидетельствуют о низкой склонности ИКДСК 79/1 к диффузии из исследуемого раствора (10 % раствор ИКДСК 79/1 в 2 % КСl) в нефтяную фазу, что снижает риск потери эффективности реагента в результате его перераспределения из ингибируемой жидкости в нефть.

Основным контролируемым показателем при применении ингибиторов по технологии закачки в ПЗП является продолжительность адсорбционно-десорбционных процессов. Кроме того закачка ингибиторов в ПЗП не должна негативно влиять на фильтрационно-емкостные свойства породы.

Возможность применения разработанного ингибитора по технологии закачки его в ПЗП оценивалась на основании коэффициентов восстановления фазовых проницаемостей, полученных при проведении фильтрационных исследований на естественных образцах породы-коллектора Приобского нефтяного месторождения, а также путем изучения его адсорбционно-десорбционных характеристик.

На рисунке 6 приведены обобщенные результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса обработки ПЗП добывающей скважины.

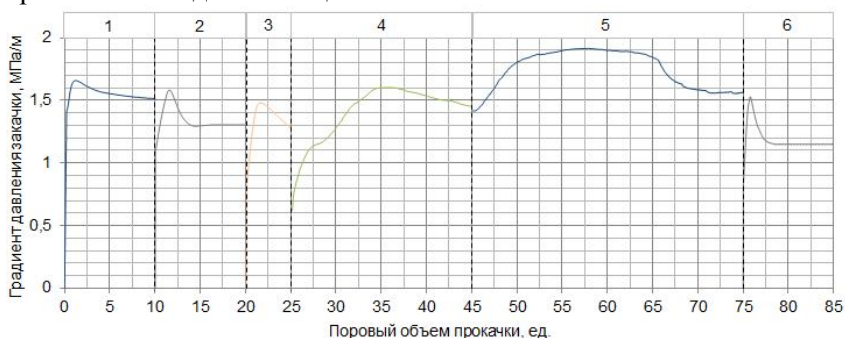


Рисунок 6 – Обобщенные результаты фильтрационных исследований при моделировании процесса обработки ПЗП добывающей скважины:

1 – фильтрация модели пластовой воды (МПВ); 2 – фильтрация керосина; 3 – фильтрация взаимного растворителя (диметилкарбинола); 4 – фильтрация водного раствора 2 % КС1 с 10 % ИКДСК 79/1; 5 – фильтрация модели пластовой воды; 6 – фильтрация керосина

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 зависимости объясняется



постепенным «отмывом» компонентов ИКДСК 79/1 с поверхности породы, в связи с чем, происходит плавное снижение гидрофобизирующего эффекта от закачки состава.

Проницаемость керна по углеводородной фазе увеличилась на 6 %, что подтверждает гидрофобизирующие свойства разработанного ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия.

Динамика адсорбции и десорбции реагента с поверхности породы в ходе фильтрационных исследований оценивалась на основании остаточного содержания ингибитора на выходе из керна. Остаточное содержание ИКДСК 79/1 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.

Динамика изменения концентрации ИКДСК 79/1 в отобранной жидкости при фильтрационных исследованиях на выходе из керна (4 и 5 этапы фильтрации) представлена на рисунке 7.



Рисунок 7 – Динамика изменения концентрации ИКДСК 79/1 в жидкости, отобранной на выходе из керна

По результатам исследований адсорбционно-десорбционных характеристик ИКДСК 79/1 установлена высокая адсорбционная и низкая десорбционная способности реагента по отношению к

породе-коллектору. Полученные результаты экспериментальных работ позволяют рекомендовать ИКДСК 79/1 для закачки в ПЗП с целью предотвращения образования карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования.

**В четвертой главе** приводится описание разработанной технологии защиты нефтяной скважины с использованием ингибитора солеотложений и коррозии комплексного действия ИКДСК 79/1. Технология рекомендуется к применению в добывающих скважинах, осложненных образованием солей карбоната кальция в системе «ПЗП – скважина» и ускоренной углекислотной коррозией погружного оборудования.

Согласно проведенному анализу затрат на реализацию технологий защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений и коррозии, установлена перспективность применения ингибиторов комплексного действия, позволяющая снизить стоимость защиты ВСО до 75 %.

### **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

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 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 задавке 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 ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

1. 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 (ВАК).

2. Султанова (Хусаинова) Д.А. Research of the effect of scale inhibitors on the effectiveness of corrosion inhibitors in oil wells / Д.А. Султанова (Хусаинова), Д.В. Мардашов // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – 11(18). – С. 9460-9463 (SCOPUS).

3. Султанова (Хусаинова) Д.А. Laboratory research on the effectiveness of the corrosion inhibitors application for the conditions of West Siberian oilfields / Д.А. Султанова (Хусаинова), А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов // Life Science Journal. – 2014. – 11(8). – С. 422-425 (SCOPUS).

4. 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 (Часть 1); URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=19029> (ВАК).

5. 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 (Часть 1); URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=19032> (ВАК).

6. Пат. 2599150 Российская Федерация, Состав для предотвращения образования отложений солей при добыче нефти и газа / Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова (Хусаинова) Д.А.; заявл. 03. 08. 2015, опубл. 10. 10. 2016, Бюл. №28.