

На правах рукописи



ВАЛЕКЖАНИН ИЛЬЯ ВЛАДИМИРОВИЧ

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ ИЗ
ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Уфа – 2024

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: доктор химических наук
Волошин Александр Иосифович

Официальные оппоненты: **Докичев Владимир Анатольевич**
доктор химических наук, профессор
Уфимский Институт химии – обособленное
структурное подразделение ФГБНУ УФИЦ РАН /
лаборатория биоорганической химии и катализа,
заведующий лабораторией.

Давлетшина Люция Фаритовна
доктор технических наук, доцент
ФГАОУ ВО «Российский государственный
университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) имени И.М.
Губкина» / кафедра технологии химических
веществ для нефтяной и газовой
промышленности, профессор кафедры.

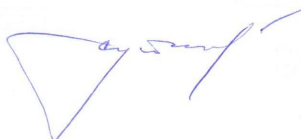
Ведущая организация Научно-Технический Центр «Газпром нефти»
(ООО «Газпромнефть НТЦ»), г. Санкт-Петербург

Защита состоится «5» декабря 2024 г. в 14.00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

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

Автореферат разослан « » _____ 2024 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

С ростом обводнённости добываемой продукции нефтяных скважин активизируются процессы образования неорганических солей в глубинно-насосном оборудовании (ГНО) и призабойной зоне пласта (ПЗП). Для ряда месторождений Восточной Сибири, разрабатывающих пласты Усть-Кутского горизонта, помимо «традиционных» солей, таких как карбонат и сульфат кальция, интенсифицируется процесс отложения солей хлорида натрия (галит). Отложения галита, как правило, наблюдаются на месторождениях, пластовые воды которых относятся к группе рассолов. На таких месторождениях кристаллизация солей вследствие пересыщения солеобразующими ионами в изменяющихся термобарических условиях приводит к тому, что в ПЗП и на ГНО одновременно могут образовываться и осаждаться галит, гипс и кальцит, образуя единый комплекс минеральных отложений.

В практике нефтедобычи галит считается «нетрадиционной» солью и вопросам его ингибирования уделяется недостаточно внимания, в первую очередь, вследствие того, что в Урало-Поволжском регионе и в Западной Сибири отложения галита практически отсутствуют. Однако с интенсификацией разработки месторождений Восточной Сибири, а также развитием шельфовых и морских проектов, проблема образования и отложения галита становится всё более актуальной.

Управление галитообразованием в скважине в большинстве случаев осуществляется постоянной или периодической обработкой проблемных зон пресной или менее минерализованной водой. Данный метод эффективен и экономически выгоден, однако не всегда может быть реализован ввиду ряда ограничений, например отсутствием на месторождении пресной воды в требуемом объёме. В этом случае применение ингибиторов галитообразования может быть приемлемой альтернативой.

В этой связи для повышения эффективности разработки месторождений и работы с осложнённым отложением различных минеральных солей механизированным фондом скважин актуальной задачей является разработка рецептуры реагента, обладающего комплексной ингибирующей способностью по отношению к хлориду натрия, карбонату и сульфату кальция, а также технологии его применения.

Степень разработанности темы

Вопросами изучения причин и механизма образования отложений неорганических солей, а также способов ингибирования или удаления солевых отложений в разное время занимались: Ю.В. Антипин, А.И. Волошин, А.А. Горланов, В.Е. Кащавцев, И.П. Лебедева, Е.Ю. Невядовский, В.В. Рагулин, А.Н. Черемисин, Е.О. Чертовских, T Chen, J.W. Cobble, E. Djamali, D.M. Frigo, G. Fu, H. Guan, A.T. Kan, R. Keatch, M.A. Kelland, H. Lu, E.J. Mackay, J.E. Oddo, C. Okocha, J.L. Przybylinski, J.L. Slayer, K. Smith, K.S. Sorbie, K. Spicka, M.B. Tomson, P.J. Turner, R. Wat, P.J. Webb, J.J. Wylde и другие исследователи. Однако проблема отложений минеральных солей сложного состава (с преобладанием галита) в условиях высокоминерализованных сред, а также эффективных способов ингибирования подобных отложений требует дополнительной проработки.

Основные решения, направленные на минимизацию рисков отложений минеральных солей при добыче углеводородного сырья, касались вопросов совершенствования, оптимизации и адаптации технологий применения фосфорсодержащих ингибиторов солеотложения, направленных в основном на ингибирование карбонатных и сульфатных солей кальция. Однако фосфорсодержащие ингибиторы солеотложения не обладают должной эффективностью ингибирования отложений хлорида натрия.

Таким образом, для месторождений, добывающие скважины которых осложнены одновременным образованием нескольких минеральных солей (галит, гипс, кальцит), требуется применение защитных технологий, использующих ингибиторы солеотложения комплексного действия.

Соответствие паспорту специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа. Технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и

промысловую подготовку нефти и газа к транспорту на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности эксплуатации добывающих скважин месторождений Восточной Сибири, пластовые воды которых относятся к категории «рассолов» и для которых характерно образование и выпадение солевых отложений сложного состава с преобладанием солей хлорида натрия, путём применения технологии предотвращения выпадения неорганических солей в системе «пласт-скважина».

Идея работы. Повышение эффективности эксплуатации добывающих скважин месторождений Восточной Сибири, пластовые воды которых относятся к категории «рассолов» (минерализация 250 г/л и выше) и для которых характерно образование и выпадение солевых отложений сложного состава может быть обеспечено использованием разработанного реагента и технологией его применения в системе «пласт-скважина» путем физико-химического воздействия на систему по технологии закачки разработанного реагента в пласт добывающих скважин.

Основные задачи исследования:

1 Выполнить анализ условий образования отложений хлорида натрия, сульфатов и карбонатов кальция из высокоминерализованных попутно-добываемых вод в скважинах, разрабатывающих пласты Усть-Кутского горизонта Восточно-Сибирского региона. Анализ мирового опыта по предотвращению и удалению отложений хлорида натрия в скважинном оборудовании.

2 Разработать нефтепромысловый реагент комплексного действия для предотвращения образования отложений хлорида натрия, сульфатов и карбонатов кальция, газовых гидратов в скважинах и ПЗП.

3 Обосновать применение разработанного реагента по технологии задавки в пласт добывающих скважин для комплексной защиты ПЗП и ГНО от отложений неорганических солей.

Объект исследования – система «пласт - нефтедобывающие скважины» месторождений Восточной Сибири, пластовые воды которых относятся к категории «рассолов» и для которых характерно образование и выпадение солевых отложений сложного состава.

Предмет исследований – физико-химические процессы, протекающие в системе «пласт-скважина», в условиях образования минеральных солей сложного состава.

Научная новизна

1 Рассмотрены особенности процессов солеобразования из высококонцентрированных рассолов, пересыщенных по NaCl, CaSO₄·2H₂O, CaCO₃, образующие сложные по составу отложения. Разработана методология исследования солеобразования гравиметрическим и капиллярно-динамическим методом.

2 Адаптирована технология задавки ингибирующих композиций в высокогалитизированные коллекторы, для сверхминерализованных пластовых вод под геолого-технические условия месторождений Восточной Сибири для защиты ПЗП и ГНО добывающих скважин от отложений сложных по составу неорганических солей.

3 Выявлена экспериментально и практически подтверждена способность разработанного реагента при применении по предлагаемой технологии замедлять темпы падения коэффициента продуктивности скважины в результате ингибирования образования неорганических солей в ПЗП.

4 Выполнено физическое моделирование процесса закачки реагента комплексного действия для получения параметров изотермы адсорбции на галитизированной породе пласта.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в выявлении закономерностей адсорбционно-десорбционных взаимодействий разработанного реагента с породой пористой среды месторождения.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 Разработан реагент комплексного действия, обладающий способностью ингибировать образование солей хлорида натрия, карбоната и сульфата кальция, а также снижающий температуру и давление образования газовых гидратов.

2 Реализован расчётный модуль, позволяющий производить расчёт необходимых объёмов технологических жидкостей для проведения задавки разработанного реагента в пласт в зависимости от технологических параметров работы скважин и минерализации попутно-добываемой воды на планируемый срок защиты от отложений минеральных солей в ПЗП добывающих скважин.

3 Разработана матрица совместимости ингибирующей композиции с попутно добываемыми водами рассматриваемого месторождения. Данная матрица позволяет в зависимости от минерализации и содержания ионов кальция попутно добываемой воды подбирать концентрацию ингибирующей композиции для оптимального срока защиты скважины от отложений солей.

4 Рекомендации диссертационных исследований могут быть использованы при эксплуатации месторождений, пластовые воды которых относятся к категории «рассолов», где существует риск образования и отложения хлоридных, сульфатных и карбонатных солей.

Методология и методы исследований

Поставленные в диссертационной работе задачи решались путём проведения лабораторных и аналитических исследований, использовались как стандартные, так и оригинальные методики исследования эффективности ингибиторов солеотложения с использованием оборудования для динамического тестирования и растровой электронной микроскопии. При планировании и обосновании экспериментов использовались методы математического моделирования, обработка результатов экспериментов выполнялась с использованием методов математической статистики.

Положения, выносимые на защиту

1 Разработка реагента комплексного действия, состоящего из феррицианида калия, НТФ, смеси одноатомных и многоатомных спиртов, этилцеллозольва, этаноламина и воды.

2 Исследование эффективности разработанного реагента для комплексной защиты ПЗП и ГНО от отложения солей хлорида натрия, карбоната и сульфата кальция, гидратообразования.

3 Определение параметров изотермы адсорбции комплексного реагента в условиях, моделирующих задавку реагента в пласт и последующую работу добывающей скважины.

4 Промысловые испытания комплексного реагента и разработка шаблона для расчета объемов технологических растворов для задавки и времени выноса комплексного реагента.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность полученных результатов обеспечивалась использованием стандартных методик тестирования ингибиторов солеотложения, сходимостью результатов компьютерного моделирования с промышленными данными.

Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на X юбилейной производственно-технической конференции «Эксплуатация осложнённого фонда скважин 2019» (г. Москва, 2019 г.), IX международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромышленной химии» (г. Уфа, 2019 г.), 2-ом научно-техническом семинаре «Повышение надёжности эксплуатации и проектирования трубопроводов, коррозионный мониторинг и защита от коррозии, а также вопросы химизации производственных процессов» (г. Уфа, 2019 г.), X международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромышленной химии» (г. Уфа, 2020 г.).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 8 научных трудах, в том числе 6 статьях в ведущих рецензируемых журналах, включённых в перечень ВАК Минобрнауки РФ. Результаты диссертационных исследований докладывались на российских и международных научно-практических конференциях и семинарах.

Личный вклад автора состоит в непосредственном участии во всех этапах диссертационного исследования: от постановки задач до выполнения экспериментальной части работы, анализа и интерпретации полученных результатов, а также подготовки материалов для публичных выступлений, написания статей и диссертации.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, основных выводов, библиографического списка использованной литературы из 151 наименования. Материал диссертационной работы содержит 189 страниц машинописного текста, 63 рисунка и 37 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность решаемой проблемы, сформулированы цель и задачи исследования, приведены основные положения, выносимые на защиту, научная новизна и практическая значимость работы.

В **первой** главе представлен анализ литературных данных и исследований по проблемам, связанным с отложениями минеральных солей при добыче углеводородного сырья механизированным способом в условиях высокоминерализованных сред.

Образование отложений неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования является одной из распространённых проблем в нефтяной и газовой промышленности. На месторождениях РФ наиболее распространены карбонатные и сульфатные отложения. Карбонатные отложения – карбонат кальция (кальцит, арагонит), реже карбонат железа (сидерит), образуются при изменении термобарических условий при движении добываемого флюида из пласта на поверхность, либо в трубопроводах поверхностной инфраструктуры. Сульфатные отложения в основном представлены сульфатом кальция (ангидрит, бассанит, гипс) и сульфатом бария (барит), в ряде случаев сульфатом стронция (цилестин). Основной причиной образования сульфатных солей является химическая несовместимость пластовых и закачиваемых вод.

В настоящее время в РФ введён в разработку ряд крупных месторождений в Восточной Сибири (Верхнечонское, Талаканское, Ярактинское и другие). На рассматриваемом в данной работе нефтегазоконденсатном месторождении проблемы солеотложения связаны в первую очередь с одновременным образованием и выпадением хлоридных (галит) и сульфатных солей (гипс). Источником галита являются попутно-добываемые воды двух типов. Первый представлен крепким пластовым природным рассолом с минерализацией до 600 г/л и плотностью до 1,3 г/см³. Второй представлен техногенными хлоридно-натриевыми водами, которые образуются вследствие рассолонения закачиваемой водой (смесь подтоварной и артезианской вод) содержащегося в поровом пространстве галита. Смешивание данных вод приводит к интенсификации галитообразования не только на ГНО, но и в ПЗП, что приводит к ухудшению ее фильтрационных характеристик и снижению коэффициента продуктивности скважин.

Управление галитообразованием осуществляется следующими методами:

- постоянное или периодическое дозирование низкоминерализованной воды;
- применение ингибиторов галитообразования по различным технологиям;
- снижение использования метанола в качестве ингибитора гидратообразования в нефтяных и газовых скважинах, или его замена на моноэтиленгликоль, оказывающий существенно меньшее влияние на растворимость хлорида натрия.

Растворы хлорида натрия при пересыщении нестабильны, процесс их кристаллизации имеет короткий индукционный период, скорость кристаллизации хлорида натрия на порядок выше скорости кристаллизации сульфата и карбоната кальция. В этой связи требуется существенно большее количество реагента для эффективного ингибирования процесса галитообразования, в отличие от предотвращения сульфатных или карбонатных солей. Обычный диапазон дозировок ингибиторов галита составляет 100 – 1000 мг/л и выше, что примерно в 10 раз больше, чем для ингибирования, например, кальцита. Тем не менее, несмотря на высокую базовую дозировку ингибиторов галитообразования и относительно невысокую эффективность, для предотвращения отложения галита в ПЗП и ГНО в ряде случаев применение ингибиторов целесообразно. В этой связи оптимизация и усовершенствование технологии задавки реагентов в пласт для защиты высокоминерализованных сред от солевых отложений сложного состава требует дальнейшей научной и практической проработки.

Во **второй** главе представлены методики проведения лабораторных экспериментов по исследованию процессов отложения солей и их предотвращению в пористой среде и скважинном оборудовании. Данные методики позволили определить основные физико-химические свойства разработанного реагента, в частности, такие как температура застывания, кинематическая вязкость, плотность, коррозионная агрессивность. Также представлено определение совместимости разработанного реагента с водой, нефтью и жидкостями глушения (ЖГ).

Существуют два подхода к моделированию в лабораторных условиях процесса образования галита, которые условно могут быть разделены на статические и динамические.

Статическое тестирование включает в себя насыщение водного раствора хлорида натрия при высокой температуре с последующим охлаждением раствора для его перенасыщения. Выпавший при охлаждении раствора осадок отфильтровывается, высушивается и взвешивается. Данная процедура проводится в присутствии и отсутствии ингибитора солеотложения, и по разнице масс образовавшегося отложения определяется его эффективность.

Динамическое тестирование используется в нефтепромысловой практике для определения минимальной рабочей концентрации (МРК) реагента при планировании его применения по технологии задавки в пласт добывающих скважин. Нагретый гомогенный раствор хлорида натрия пропускается через охлаждённый капилляр с постоянным измерением давления в системе, что позволяет зафиксировать начало процесса образования осадка галита и его отложения. Изменение давления в процессе прокачивания раствора в отсутствие и присутствии реагента позволяет определить его эффективность и установить МРК.

Для определения ингибирующего эффекта разработанного реагента относительно газовых гидратов использовали установку, состоящую из колонки, представляющей собой разделительную ёмкость, и прибора для определения реологических свойств – реометра. Использование разработанного реагента при данных условиях ($P = \text{const}$, снижение температуры) предполагает уменьшение температуры начала образования газогидратов, образование которых фиксировали по резкому изменению значения напряжения сдвига и эффективной вязкости тестируемой системы в зависимости от температуры.

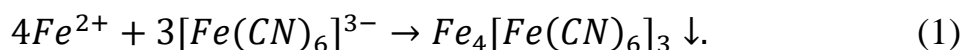
Для определения адсорбционно-десорбционных свойств разработанного реагента (изотерма адсорбции) с целью получения количественных данных, необходимых для расчёта объёмов задавки реагента в пласт и определения объёмов защищаемой воды, были проведены лабораторные фильтрационные эксперименты на естественных образцах керна рассматриваемого месторождения. Методика проведения исследований заключалась в прокачивании через пористую среду раствора реагента с его последующим вымыванием моделью пластовой воды. Полученные кривые выноса ингибиторов обрабатывались с использованием специализированного программного комплекса Squeeze V. Результаты обработки полученных данных

представлены в виде зависимости уравнения Фрейндлиха, связывающего величину адсорбции с концентрацией ингибитора.

Тестирование влияния реагента на процесс подготовки нефти проводилось в температурно-временных условиях, приближённых к условиям подготовки нефти на установке подготовки нефти (УПН-1). Морфология кристаллов хлорида натрия исследовалась на растровом электронном микроскопе (РЭМ) SEM JEOL JSM-6490LV. В принятых условиях обеспечивалось 100 – 1500 кратное увеличение изображения. Результаты проведенных экспериментов приведены в третьей главе.

В третьей главе приведена процедура разработки рецептуры реагента, ингибирующего отложения галита, гипса и кальцита, а также проявляющего ингибирующую способность к гидратообразованию. В качестве приоритетного направления исследований рассматривалась способность реагента ингибировать образование галита. Были учтены следующие аспекты: компоненты реагента должны быть доступными, иметь положительный опыт применения в нефтегазовой отрасли, иметь минимальный класс опасности и относительно невысокую стоимость.

В этой связи в качестве активной основы реагента был выбран *гексацианоферрат(III) калия (железосинеродистый калий, феррицианид калия)* – неорганическое комплексное соединение трёхвалентного железа $K_3[Fe(CN)_6]$, обладающее антигалитной активностью, относительно недорогостоящее и доступное. Одним из отличительных химических свойств гексацианоферрата калия является его взаимодействие с солями двухвалентного железа Fe^{2+} с образованием осадка тёмно-синего цвета



Данная реакция нежелательна, т.к. в реальных условиях на скважине может привести к процессам вторичного осадкообразования. Для предотвращения негативного сценария в рецептуру был добавлен стабилизатор железа, в качестве которого была выбрана нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ). Её выбор обусловлен несколькими факторами – во-первых, НТФ является эффективным стабилизатором железа, т.е. способна предотвращать процессы вторичного осадкообразования, во-вторых, является эффективным ингибитором отложений кальцита и гипса. Таким образом, добавление НТФ в рецептуру реагента позволит придать ему стабильность в условиях взаимодействия с соединениями железа, присутствующими в

пластовой воде, а также свойства ингибитора образования карбонатных и сульфатных солей.

Обязательным компонентом рецептуры должно быть вещество, обеспечивающее ингибирование образования газовых гидратов, а также понижающее температуру застывания реагента. В качестве такого вещества была выбрана смесь метанола (MeOH) и этиленгликоля (C₂H₆O₂). Подобран оптимальный состав смеси, обладающей наиболее низкой высаливающей способностью и не превышающей нормативную вязкость.

Для придания реагенту поверхностно-активных свойств и совместимости с пластовыми флюидами в рецептуру был добавлен *этилцеллозольв* (C₂H₅OC₂H₄OH) – моноэтиловый эфир этиленгликоля, преимуществом которого является широкий диапазон совместимости с водной и нефтяными фазами, что существенно снижает риски несовместимости при применении разработанного реагента по технологии задавки в пласт. Для снижения коррозионной агрессивности реагента в его состав введён *этаноламин* (*моноэтаноламин*, HO-CH₂CH₂-NH₂), являющийся эффективным компонентом широкого ряда ингибиторов коррозии.

Определены основные физико-химические свойства разработанного реагента в соответствии с локальными нормативными документами (ЛНД) ПАО НК «Роснефть» (Таблица 1).

Таблица 1 – Физико-химические свойства разработанного реагента

Наименование показателей	Фактические показатели	Методика тестирования
Внешний вид	Однородная жидкость тёмно-зелёного цвета	ЛНД ПАО «НК «Роснефть»
Температура застывания, °С	минус 20	ГОСТ 20287-91 метод Б
Кинематическая вязкость при +20 °С, мм ² /с	1,42 ± 0,0379	ГОСТ 33-2000
Кинематическая вязкость мм ² /с при – 40 °С	Не определено	ГОСТ 33-2000
Плотность, при 20 °С, г/см ³	1,105 ± 0,0038	ГОСТ 18995.1-73
Коррозионная агрессивность товарной формы г/(м ² · час)	0,080 ± 0,0025	ГОСТ 9.905-2007

Представлены результаты тестирования совместимости разработанного реагента с попутно-добываемой и пресной водами (вода для приготовления технических жидкостей и для промывок ГНО от галита), нефтью, и используемыми на месторождении ЖГ. По результатам тестирования

установлено отсутствие признаков несовместимости (расслоение, осадок, выделение газа).

Тестирование эффективности разработанного реагента относительно ингибирования выпадения галита проводилось по методике статического теста. В результате проведённых исследований было установлено, что максимальная эффективность ингибирования галита составляет 61% при дозировке реагента 1000 мг/л. При дальнейшем повышении дозировки (до 2000 мг/л) наблюдается снижение эффективности (Рисунок 1).

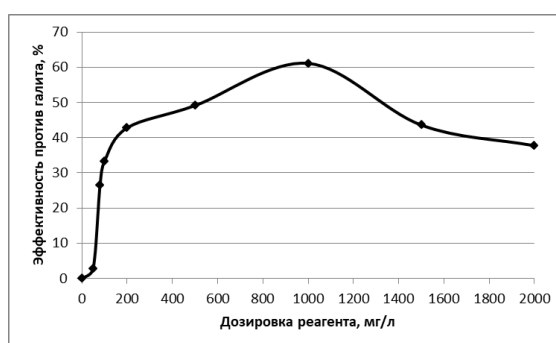


Рисунок 1 – Эффективность ингибирования галита в зависимости от дозировки разработанного реагента

Представлены результаты тестирования разработанного реагента по ингибированию образования кальцита и гипса. Установлено, что максимально достигнутая эффективность ингибирования кальцита составляет 61,5% при дозировке 1200 мг/л., гипса – 43,2% при дозировке 1200 мг/л. При дальнейшем повышении дозировки (до 2000 мг/л) наблюдается снижение эффективности (Рисунок 2).

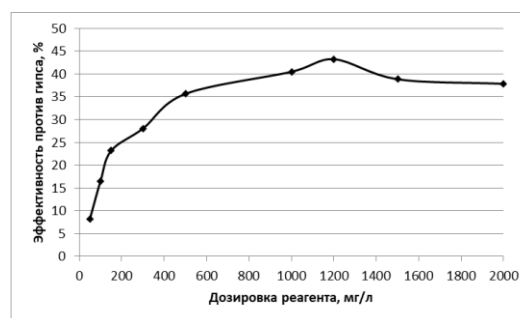
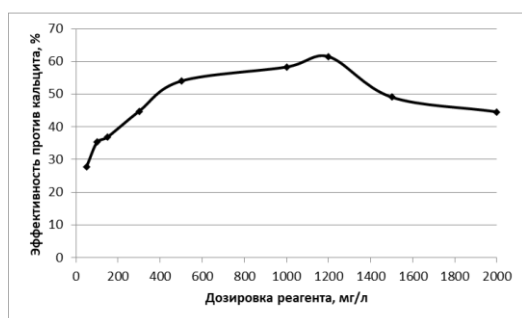


Рисунок 2 – Эффективность ингибирования кальцита (слева) и гипса (справа) в зависимости от дозировки разработанного реагента

Исследовано влияние разработанного реагента на морфологию кристаллов солей. Изображения поверхности кристаллов галита, кальцита и

гипса до и после взаимодействия с разработанным реагентом приведены на Рисунках 3 – 5.

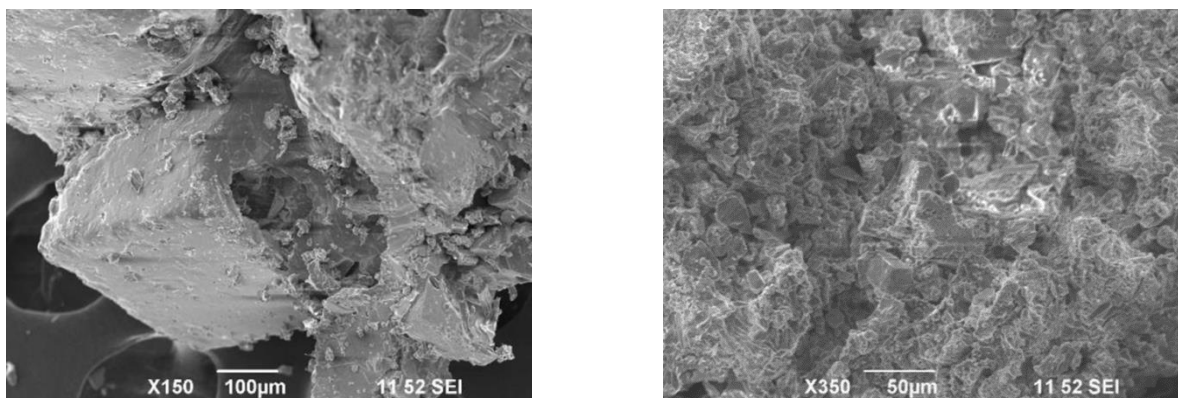


Рисунок 3 – Кристаллы галита до (слева) и после (справа) обработки разработанным реагентом

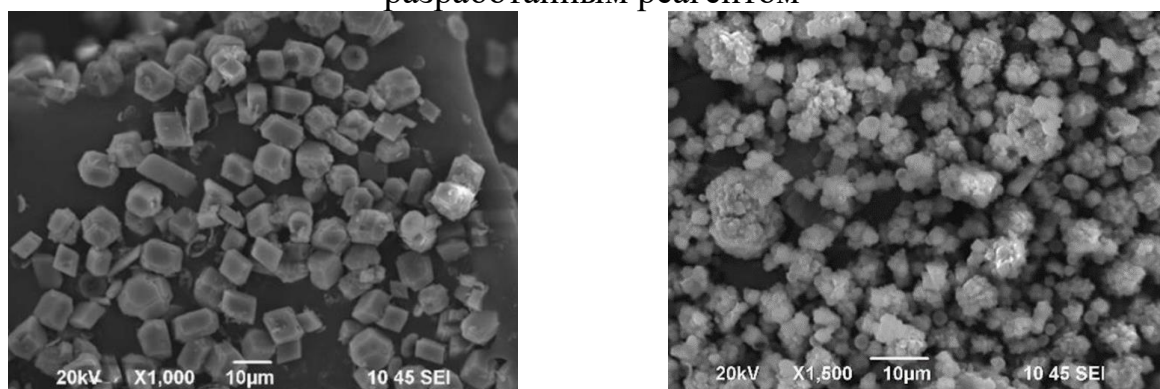


Рисунок 4 – Кристаллы кальцита до (слева) и после (справа) обработки разработанным реагентом

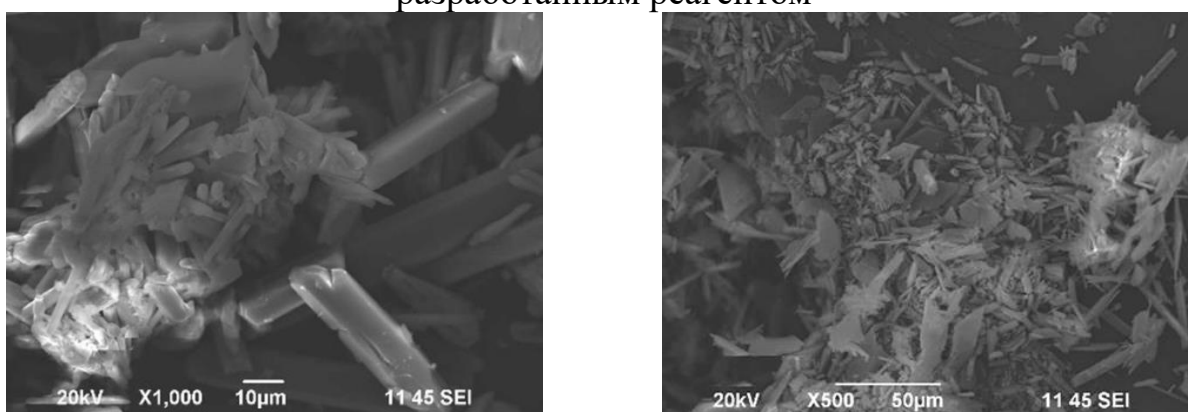


Рисунок 5 – Кристаллы гипса до (слева) и после (справа) обработки разработанным реагентом

Из представленных на Рисунках 3 – 5 данных видно, что после взаимодействия кристаллов солей (галит, кальцит, гипс) с разработанным

реагентом изменяется их морфология вследствие адсорбции ингибитора на их поверхности. Проанализированы размеры кристаллов галита до и после взаимодействия с разработанным реагентом (Рисунок 6), из данных которого видно, что после взаимодействия с реагентом размер основной фракции кристаллов галита уменьшается от 28 до 21 мкм, что также свидетельствует о том, что реагент замедляет процесс кристаллообразования и препятствует укрупнению кристаллов галита. Таким образом, эффект ингибирования достигается как вследствие изменения поверхности кристаллов и нарушения процесса образования упорядоченных структур, так и за счёт уменьшения площади поверхности кристалла, доступной для его роста.

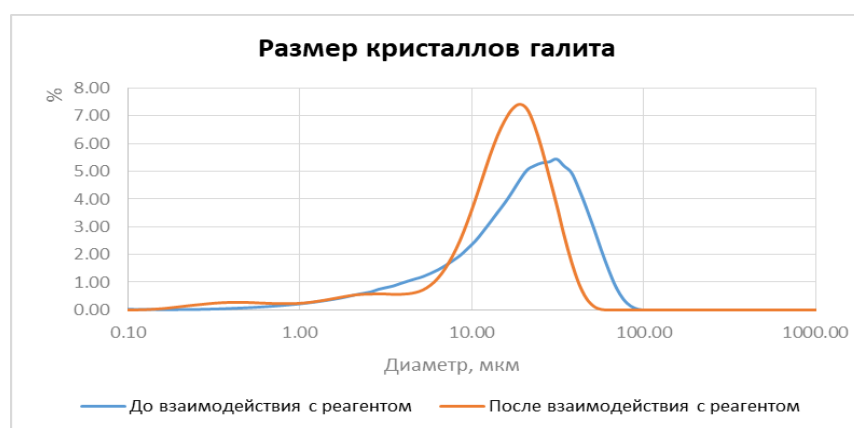


Рисунок 6 – Размеры кристаллов галита до и после взаимодействия с реагентом

Представлены результаты тестирования разработанного реагента относительно ингибирования образования газовых гидратов. Использование реагента в текущих условиях ($P = \text{const}$, снижение температуры) предполагает уменьшение температуры начала образования газогидратов. Образование газогидратов в настоящем эксперименте фиксировали по резкому изменению значения напряжения сдвига и эффективной вязкости в зависимости от температуры. Результаты тестирования (в сравнении с метанолом) приведены на Рисунке 7.

Согласно представленным на Рисунке 7 данным, можно утверждать, что наличие в составе разработанного реагента метанола и этиленгликоля придают ему свойства и ингибитора гидратообразования – температура начала гидратообразования была снижена на 6,2 °С в присутствии реагента с дозировкой 2 % об.

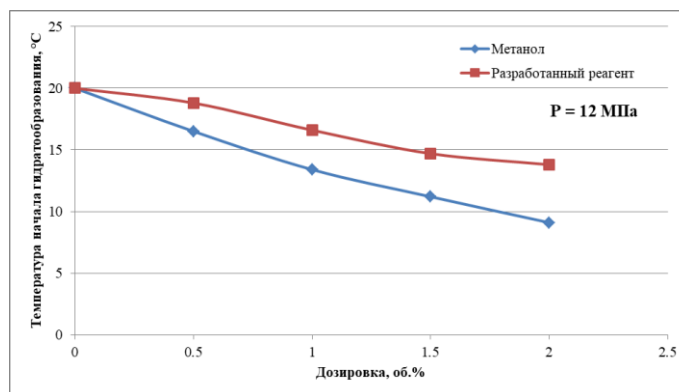


Рисунок 7 – Температура начала гидратообразования в зависимости от дозировки реагентов

Для выявления отсутствия негативного влияния разработанного реагента в рабочей дозировке на процесс подготовки нефти было исследовано его влияние (в дозировке 1000 мг/л) на базовый деэмульгатор (дозировка 38 г/т) объекта подготовки УПН-1. Установлено, что разработанный реагент в рабочей дозировке 1000 мг/л не оказывает негативного влияния на процесс подготовки нефти.

Для снижения риска несовместимости при контакте раствора реагента с пластовой водой в пластовых условиях при проведении его задавки в пласт была исследована совместимость растворов реагента различной концентрации с пластовыми водами различной минерализации. Для установления границ совместимости было разработана «матрица совместимости» с изменением минерализации и концентрации разработанного реагента в растворе для его задавки в пласт. Результаты тестирования совместимости, в соответствии с разработанной «матрицей совместимости», представлены в Таблице 3.

Таблица 3 – Матрица совместимости реагента с пластовой водой в зависимости от минерализации и концентрации реагента в растворе для задавки в пласт

Минерализация, мг/л	Концентрация реагента, %			
	3	5	7	10
200000 и менее	без осадка	без осадка	без осадка	осадок
200000 - 300000	без осадка	без осадка	осадок	осадок
300000 - 400000	без осадка	осадок	осадок	осадок
500000 и более	осадок	осадок	осадок	осадок

На основании приведённых данных можно утверждать, что разработанный реагент может быть рекомендован к применению по технологии

задавки в пласт с концентрацией 3% на скважинах, минерализация попутно-добываемых вод которых не превышает 500000 мг/л, а концентрация ионов кальция в попутно-добываемых водах не превышает 40000 мг/л. Задавка раствора реагента в пласт с более высокой минерализацией или большим содержанием ионов кальция в попутно-добываемых водах влечёт за собой повышение риска несовместимости и ухудшение фильтрационных свойств ПЗП скважин.

Для определения адсорбционно-десорбционных свойств разработанного реагента были проведены лабораторные фильтрационные эксперименты на естественных образцах керна рассматриваемого месторождения, по результатам которых для расчёта объёмов технологических жидкостей, необходимых для проведения процедуры задавки реагента в пласт конкретной скважины, разработан расчётный модуль, позволяющий определить необходимые объёмы технологических жидкостей и массу ингибитора для защиты скважин от отложений солей на предполагаемый срок.

В **четвёртой** главе представлены результаты опытного применения фосфорсодержащих ингибиторов для защиты горизонтальных добывающих скважин (ГС) от гипса по технологии задавки в пласт. По результатам комплексных лабораторных исследований для проведения процедуры задавки в пласт ГС были выбраны ингибиторы ИСО 1 (товарная форма реагента, действующая основа – смесь НТФ и оксиэтилидендифосфоновой кислоты (ОЭДФ)) и НТФ. Для данных реагентов разработаны дизайны технологии их задавки в пласт. Задавка реагентов в пласт была проведена после щелочно-кислотной обработки ПЗП для удаления образовавшегося гипса и замедления темпов падения коэффициента продуктивности скважин. Параметры работы двух скважин до и после задавок приведены на Рисунках 8 и 9.

Как видно из приведённых данных параметров работы скважин, после проведения обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) без задавки ингибитора солеотложения в пласт, возрастают дебиты по жидкости и нефти, коэффициент продуктивности увеличивается в 1,5 – 2 раза. Однако, практически сразу начинается снижение данных параметров, и в течение 1 – 2 месяцев режим работы скважин возвращается к исходным значениям, что обусловлено постепенным образованием солевых отложений в ПЗП после ОПЗ, что ухудшает фильтрационные характеристики пласта, снижает дебит и коэффициент продуктивности скважин.

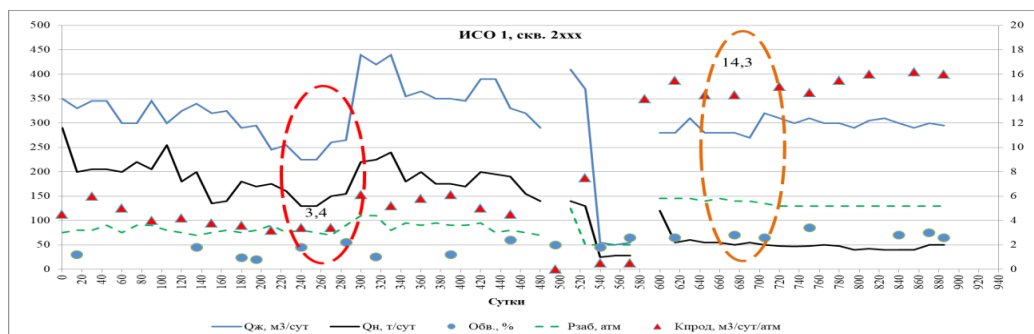


Рисунок 8 – Технологические параметры работы скважины 2xxx до и после задавок ИСО 1 (красным цветом выделена обработка ПЗП без задавки реагента, оранжевым – с последующей задавкой)

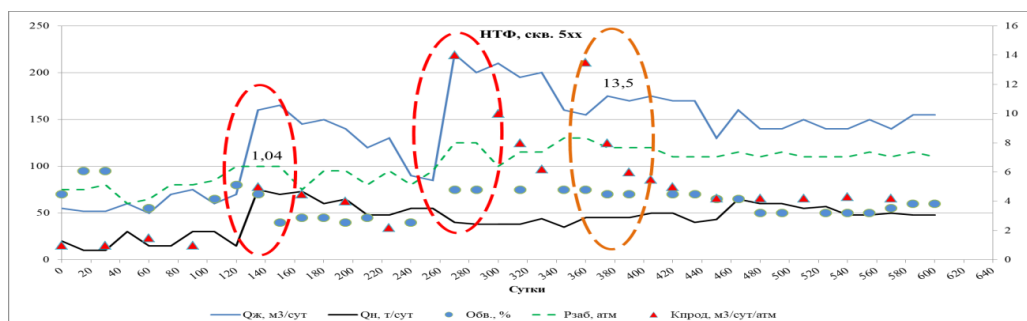


Рисунок 9 – Технологические параметры работы скважины 5xxx до и после задавок реагента НТФ (красным выделена обработка ПЗП без задавки реагента, оранжевым – с последующей задавкой)

При проведении ОПЗ с последующей задавкой в пласт ингибитора ИСО 1 коэффициент продуктивности скважины 2xxx увеличился более чем в 3 раза по сравнению с ОПЗ без ингибитора. При этом обводнённость скважины увеличилась от 50 до 70–75%, что может быть обусловлено, в частности, тем, что при задавке и продавке ингибитора солеотложения в пласт, происходит изменение смачиваемости породы околоскважинной зоны, увеличивая обводнённость скважинной продукции.

При проведении задавки ингибитора солеотложения НТФ на скважине 5xx коэффициент продуктивности увеличился более чем в 5 раз по сравнению с ОПЗ без ингибитора. При этом обводнённость скважины практически не увеличилась, дебит скважины по нефти вырос на 15 т/сут, и по ходу ОПЗ его снижения не наблюдалось, что обусловлено тем, что ингибитор, адсорбируясь

на породе пласта, препятствует кольматации солями порового пространства и способствует сохранению дебита нефти на текущем уровне.

В итоге, при планируемом сроке защиты скважин 90 сут, скважина 2xxx отработала 240 сут без солевых осложнений, скважина 5xx – 257 сут.

Для определения эффективности разработанного реагента по ингибированию отложений галита было проведено его тестирование по технологии добавления в промывочный раствор для промывки ГНО скважин от галита. Целью опытного применения реагента являлось увеличение межочистного периода (МОП) промывок скважин. Промывка ГНО скважин от отложений галита осуществлялась по технологии «обратной промывки» через затрубное пространство скважины без остановки УЭЦН. Базовая дозировка реагента составляла 1200 мг/л, фактические объёмы промывочной жидкости варьировались от 30 до 60 м³. Изменение МОП от отложений галита до и после ОПИ приведено в Таблице 4.

Таблица 4 – Изменения МОП по скважинам в ходе ОПИ

Скважина	Отказ оборудования по причине солеотложения в ходе ОПИ	МОП до ОПИ, сут	МОП после ОПИ, сут	Увеличение МОП, сут (%)
2xxx	Не зафиксирован	3	5	2 (67%)
4xxx	Не зафиксирован	8	12	4 (50%)
9xx	Не зафиксирован	5	8	3 (63%)

Таким образом, можно констатировать, что добавление реагента в жидкость для промывки от галита привело к увеличению МОП на тестируемых скважинах в среднем на 60%.

Также было проведено тестирование разработанного реагента по технологии задавки в ПЗП добывающих скважин для ингибирования отложений гипса. Параметры работы скважин до и после задавок приведены на Рисунках 10 и 11.

При проведении задавки разработанного реагента в скважину 2xxx коэффициент продуктивности увеличился на 75% (от 7,1 до 12,4), в скважину 5xx – на 248% (от 2,9 до 7,2) по сравнению с ОПЗ без ингибитора. Также наблюдалось сохранение эффекта от ОПЗ, снижение темпов падения дебита нефти относительно проведения ОПЗ без применения реагента.

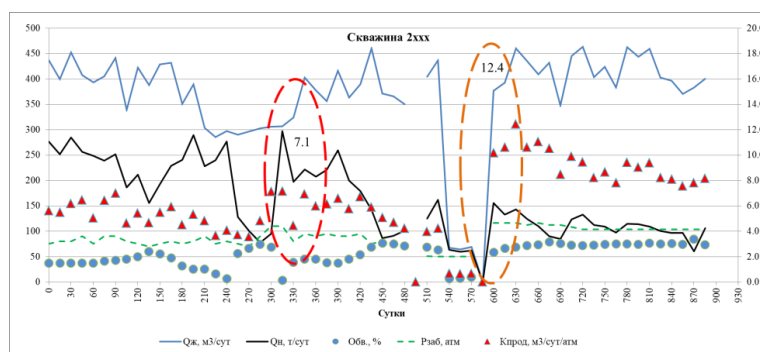


Рисунок 10 – Технологические параметры работы скважины 2xxx до и после задавок с разработанным реагентом (красным цветом выделено ОПЗ без задавки реагента, оранжевым – ОПЗ с последующей задавкой реагента)

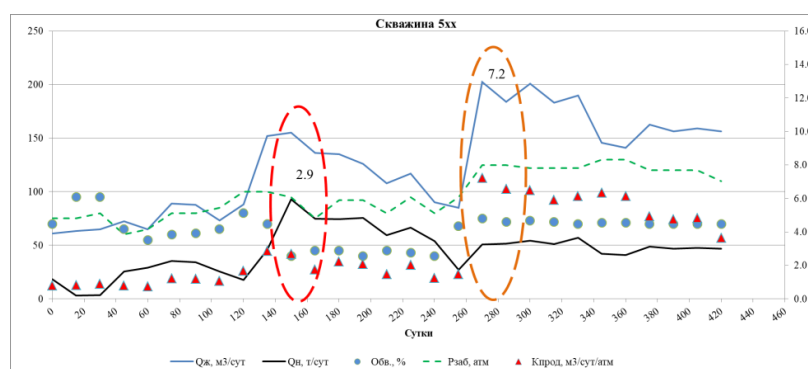


Рисунок 11 – Технологические параметры работы скважины 5xx до и после задавок с разработанным реагентом (красным цветом выделено ОПЗ без задавки реагента, оранжевым – ОПЗ с последующей задавкой реагента)

Остаточное содержание разработанного реагента (в пересчёте на фосфорсодержащие соединения) в попутно-добываемой воде после проведения процедуры задавки приведено на Рисунке 12.

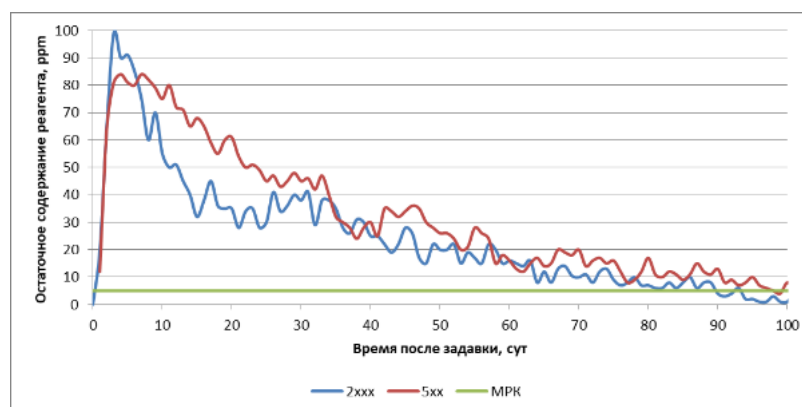


Рисунок 12 – Вынос реагента после его задавок

Из представленных на Рисунке 12 данных видно, что остаточное содержание реагента в попутно-добываемой воде на протяжении всего запланированного срока защиты (90 сут) находилось выше МРК, что говорит о правильно разработанном дизайне и проведении технологии. На протяжении всего запланированного срока защиты на рассматриваемых скважинах отсутствовали отказы и необходимость промывок ГНО и ПЗП от отложений гипса.

Таким образом, можно констатировать, что задавка разработанного реагента (после проведения щелочно-кислотного ОПЗ) способствует ингибированию образования и отложения в ПЗП солей гипса, что позволяет увеличить МРП, интервал между проведением щелочно-кислотных обработок ПЗП и замедлить темпы падения коэффициента продуктивности скважин, сократить затраты на борьбу с солеотложением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Проведен анализ условий образования отложений хлорида натрия, сульфата и карбоната кальция из высокоминерализованных попутно-добываемых вод, основные технологии предотвращения и удаления отложений хлорида натрия в скважинном оборудовании.

2 Разработан новый реагент комплексного действия для предотвращения образования солей хлорида натрия, карбоната и сульфата кальция, а также газовых гидратов. Реагент состоит из смеси гексацианоферрата(III) калия, НТФ, моноэтаноламина, этилцеллозольва, метанола, моноэтиленгликоля (МЭГ) и пресной воды. Статическими и динамическими тестами установлено, что при дозировке 1000 мг/л ингибирующая эффективность комплексного реагента составляет 61, 61,5 и 43% для галита, кальцита и гипса, соответственно. При дозировке 2 % разработанный реагент ингибирует образование газовых гидратов. Выявлено, что реагент полностью совместим с пластовой и пресной водами, нефтью рассматриваемого месторождения, а также с применяемыми на месторождении ЖГ. В рабочей дозировке 1000 мг/л реагент не оказывает негативного влияния на процесс подготовки нефти на УПН-1.

3 На основании адсорбционно-десорбционных исследований реагента, получении параметров изотермы адсорбции, моделирования и промышленной реализации показана перспективность использования реагента по технологии

задавки в пласт под давлением. Разработан модуль расчёта параметров задавки реагента в пласт. Представлены результаты испытания разработанного реагента по технологии задавки в ПЗП на двух добывающих скважинах для защиты от отложений гипса. Установлено, что задавка реагента в пласт (после проведения щелочно-кислотной ОПЗ) предотвращает образование и отложение в ПЗП гипса, что позволяет увеличить МРП скважин, интервал между проведением щелочно-кислотных обработок ПЗП, сокращает темп падения коэффициента продуктивности скважин, снижая материальные затраты на борьбу с солеотложением.

Список опубликованных работ

Статьи из журналов, рекомендованных ВАК РФ:

1 Валекжанин, И.В. Отложение гипса на Верхнечонском месторождении. Моделирование задавки ингибиторов в пласт / И.В. Валекжанин, А.И. Волошин, А.Р. Ахтямов, Д.В. Кушнарченко, Р.У. Кунаев, А.Н. Грунин // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4. – С. 36-40.

2 Валекжанин, И.В. Задавка ингибитора в пласт Верхнечонского месторождения для предупреждения отложения гипса из попутно-добываемых рассолов / И.В. Валекжанин, А.И. Волошин, Д.В. Кушнарченко, Р.У. Кунаев // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 5. – С. 55-58.

3 Валекжанин, И.В. Проблема отложения галита в высокоминерализованных средах: причины, механизм, управление / И.В. Валекжанин, Э.Р. Ишмияров, А.Ю. Пресняков, А.Р. Гарифуллин, А.И. Волошин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 10. – С. 65-78.

4 Валекжанин, И.В. Разработка и лабораторные испытания нефтепромыслового реагента комплексного действия, обладающего свойствами ингибитора солеотложений и гидратообразования / И.В. Валекжанин, Э.Р. Ишмияров, А.Ю. Пресняков, А.Р. Гарифуллин, А.И. Волошин // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 1. – С. 70-83.

5 Валекжанин, И.В. Адсорбционно-десорбционные исследования нефтепромыслового реагента комплексного действия, обладающего свойствами ингибитора солеотложений и гидратообразования / И.В. Валекжанин, Э.Р. Ишмияров, А.Ю. Пресняков, О.А. Латыпов, А.Р. Гарифуллин, А.И. Волошин // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 2. – С. 50-63.

6 Валекжанин И.В. Разработка и апробация модуля для расчетов параметров закачки ингибиторов солеотложения в пласт/ И.В. Валекжанин, А.И. Волошин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 3 (149). – С. 43-53.

В материалах конференций:

1 Валекжанин, И.В. Проблема отложения галита в высокоминерализованных средах: причины, механизм, управление / И.В. Валекжанин, А.Ю. Пресняков // Практические аспекты нефтепромысловой химии: Матер. IX Международной научно-практ. конф. – Уфа, 2019. – С. 156-160.

2 Валекжанин, И.В. О разработке нового нефтепромыслового реагента комплексного действия, обладающего свойствами ингибитора солеотложений и гидратообразования / И.В. Валекжанин, Э.Р. Ишмияров, А.Ю. Пресняков, А.Р. Гарифуллин, А.И. Волошин // Практические аспекты нефтепромысловой химии: Матер. X Международной научно-практ. конф. – Уфа, 2020. – С. 56-59.