

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

На правах рукописи

КУЗНЕЦОВА Александра Николаевна

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ
ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ**

Специальность 25.00.17 –

Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

научный руководитель:
д.т.н., профессор
Рогачев М.К.

Санкт-Петербург – 2018г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	11
1.1 Перспективные комплексы Западно-Сибирского нефтегазового бассейна	11
1.2 Особенности строения и разработки низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.....	13
1.3 Анализ существующих технологий разработки низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.....	15
1.4 Опыт применения поверхностно-активных веществ в системе поддержания пластового давления	20
1.5 Выбор воды для системы ППД	25
Выводы по главе 1	33
2. РАЗРАБОТКА СОСТАВА ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	34
2.1 Обоснование выбора компонентов состава ПАВ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов	34
2.2 Исследование влияния компонентов состава ПАВ на межфазное натяжение на границе «дистиллированная вода-керосин».....	38
2.3 Исследование влияния компонентов состава ПАВ на величину глинонабухания..	43
2.4 Определение влияния раствора ПАВ на пористость и удельную поверхность пород-коллекторов	52
2.5 Исследования растворимости разработанного состава ПАВ.....	57
2.6 Исследование кинетики процесса диффузии ПАВ	58
2.7 Определение влияния ПАВ на дисперсность асфальтенов.....	61
2.8 Исследование влияния состава ПАВ на процесс коррозии металла	63
2.8 Определение адсорбции ПАВ на полимиктовом коллекторе	65
2.9 Исследование влияния композиции ПАВ на механические свойства породы-коллектора.....	69
Выводы по главе 2	74
3. ФИЗИЧЕСКОЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ.....	76
3.1 Определение коэффициента вытеснения нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов водными растворами ПАВ	76

3.2 Моделирование процесса закачки разработанного состава ПАВ в призабойную зону нагнетательной скважины	79
3.3 Гидродинамическое моделирование процесса вытеснения нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с применением разработанного состава ПАВ	81
Выводы по главе 3	87
4. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАВОДНЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАВ	88
4.1 Закачка в пласт разработанного состава ПАВ.....	88
4.1.1 Оборудование, используемое при проведении технологического процесса закачки раствора ПАВ	89
4.1.2 Технологический процесс воздействия на пласт	90
4.1.3 Определение технологических параметров закачки	91
4.2 Обработка призабойной зоны нагнетательных скважин составом ПАВ повышенной концентрации.....	92
4.2.1 Технические средства для осуществления технологического процесса обработки призабойной зоны.....	93
4.2.2 Требования, предъявляемые к объекту применения технологии	94
4.2.3 Технологический процесс воздействия на призабойную зону скважины раствором ПАВ.....	94
4.3 Применение разработанной технологии на разных стадиях разработки месторождений	95
Выводы по главе 4	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ А	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	113

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

НГБ – нефтегазоносный бассейн

ПАВ – поверхностно-активное вещество

НПАВ – неионогенное поверхностно-активное вещество

АПАВ – анионное поверхностно-активное вещество

КПАВ – катионное поверхностно-активное вещество

ГРП – гидравлический разрыв пласта

КИН – коэффициент извлечения нефти

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НПК – низкопроницаемый коллектор

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы

ПЗП – призабойная зона пласта

ППД – поддержание пластового давления

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ТВВ – твердые взвешенные вещества

ОФП – относительная фазовая проницаемость

КНС – кустовая насосная станция

СВБ – сульфатовосстанавливающие бактерии

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне содержится около двух третей отечественных запасов нефти. Важнейшим как по запасам, так и по добыче нефти в регионе является раннемеловой неокомский нефтегазовый комплекс (НГК), включающий более 37% запасов нефти Западной Сибири. Нефтяные залежи здесь характеризуются крупным размером и относительно простым строением, однако степень их выработанности в среднем превышает 60%, обводненность также очень высока – в среднем 94%. Всё большее значение приобретают комплексы средне-верхнеюрского глинисто-песчаного васюганского НГК и подвасюганского ниже-среднеюрского НГК, включающего тюменскую свиту. Совместные запасы юрских отложений тюменской и васюганской свит составляют 27% от запасов Западной Сибири. Однако полимиктовые породы-коллекторы этих свит отличаются высокой глинистостью и низкими фильтрационными характеристиками. Несмотря на это, перспектива прироста запасов нефти в Западной Сибири связана именно с этими низкопроницаемыми полимиктовыми коллекторами.

Процесс добычи нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов обладает рядом особенностей и сопряжен с целым рядом проблем. Особенно это касается процесса заводнения, потому как при заводнении коллекторов такого типа происходит набухание глинистых минералов, что вызывает закупорку низкопроницаемых поровых каналов.

Нефтепромысловый опыт свидетельствует о том, что на современном этапе развития нефтедобывающей отрасли страны одними из наиболее эффективных и технологичных методов повышения нефтеотдачи пластов являются физико-химические методы, позволяющие направленно регулировать фильтрационные характеристики пород коллекторов путем закачки в них различных химических реагентов и технологических жидкостей.

Вопросами разработки методов и технологий физико-химического воздействия на нефтяной коллектор занимались отечественные и зарубежные

ученые: Алтунина Л.К., Амиян В.А., Андреев В.Е., Антипин Ю.В., Ахметов А.А., Бабалян Г.А., Басарыгин Ю.М., Блажевич В.А., Валеев М.Д., Газизов А.А., Газизов А.Ш., Гайворонский И.Н., Девликамов В.В., Дияшев Р.Н., Зейгман Ю.В., Кудинов В.И., Ленченкова Л.Е., Мусабилов М.Х., Муслимов Р.Х., Овнатанов Г.Т., Позднышев Г.Н., Рогачев М.К., Ребиндер П.А., Рябоконь С.А., Саркисов Н.М., Сидоровский В.А., Телин А.Г., Уметбаев В.Г., Фахретдинов Р.Н., Хавкин А.Я., Хисамутдинов Н.И., Ali S., Boney K., Economides M., Fogler H.S., Smith C. и др.

При этом Хавкин А.Я. уделил особое внимание процессам добычи нефти из глинизированных коллекторов. Амиян В.А., Бабалян Г.А., Девликамов В.В., Ребиндер П.А., Сидоровский В.А. посвятили множество своих трудов изучению физических процессов в нефтяном пласте при воздействии на него поверхностно-активными веществами (ПАВ). В работах Зейгмана Ю.В., Муслимова Р.Х., Рогачева М.К., Kline W.E., McLeod G. и др. отмечается влияние ПАВ и их растворов не только на нефтяной коллектор, но и на свойства пластовых флюидов.

Но вышеперечисленные авторы не рассматривали особенности заводнения полимиктовых коллекторов с использованием ПАВ с одновременным учетом их влияния и на глинистую составляющую пород коллекторов (с целью ингибирования глинонабухания), и на процесс вытеснения из них нефти (с целью уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз в системе «нефть-вода-порода»).

Целью диссертационной работы является повышение эффективности извлечения нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов при их искусственном заводнении.

Идея работы

Поставленная цель достигается использованием разработанной технологии физико-химического воздействия на нефтяной пласт, основанной на закачке через нагнетательные скважины системы ППД разработанного состава ПАВ.

Задачи исследований

1. Проанализировать особенности разработки низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, а также существующие технологии их разработки.
2. Изучить эффективность применения растворов ПАВ при искусственном заводнении низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.
3. Разработать состав ПАВ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.
4. Исследовать физико-химические свойства разработанного состава ПАВ.
5. Показать эффективность разработанного состава ПАВ на физической и гидродинамической моделях низкопроницаемого полимиктового пласта.
6. Разработать технологию заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с использованием разработанного состава ПАВ.

Методы решения поставленных задач

1. Физическое и гидродинамическое моделирование изучаемых процессов.
2. Методы математической статистики.
3. Лабораторные исследования.

Научная новизна работы

1. Установлена зависимость изменения функциональных свойств водного раствора композиции двух ПАВ: неионогенного (N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15) и катионного (алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14) – от соотношения компонентов в растворе, а именно таких свойств как: способность снижать межфазное натяжение на границах раздела нефть-вода-порода; способность диффундировать из водного раствора в нефть; способность оказывать диспергирующее действие на основные структурообразующие компоненты пластовой нефти – асфальтены и ингибирующее действие на гидратацию глинистых минералов в составе породы-коллектора.

2. Выявлена способность разработанного состава ПАВ, представляющего собой водный раствор композиции двух ПАВ - неионогенного (N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15) и катионного (алкилдиметилбензиламмоний хлорид С12 - С14), повышать коэффициент вытеснения нефти из модели низкопроницаемого полимиктового коллектора.

Защищаемые положения

1. Добавление катионного ПАВ (алкилдиметилбензиламмоний хлорид С12 - С14) к водному раствору неионогенного ПАВ (N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амина на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15) улучшает функциональные свойства исходного раствора, что позволяет рекомендовать применение получаемого таким образом химического состава для повышения эффективности использования ПАВ при искусственном заводнении низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.

2. Использование разработанной технологии физико-химического воздействия на низкопроницаемые полимиктовые коллекторы, основанной на закачке через нагнетательные скважины системы ППД разработанного состава ПАВ, позволит повысить коэффициент извлечения нефти из коллекторов данного типа.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций

подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного высокотехнологичного оборудования (производства компаний CoretestSystems, MessgerateMedingen, Kruss, Zeiss, VinciTechnologies), высокой сходимостью расчетных величин с фактическими данными, воспроизводимостью полученных результатов.

Практическое значение работы

1. Разработан и запатентован состав поверхностно-активных веществ, предназначенный к практическому применению при искусственном заводнении низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с целью повышения их нефтеотдачи - «Состав для вытеснения для закачки в глинизированный нефтяной

пласт», патент РФ 2655685 С1 (Приложение А).

2. Освоено промышленное производство поверхностно-активных веществ – основных компонентов разработанного состава ПАВ (ООО «Синтез-ТНП, г. Уфа) (Приложение Б).

3. Разработана и рекомендуется к промышленному внедрению на нефтяных месторождениях с низкопроницаемыми полимиктовыми коллекторами технология физико-химического воздействия на нефтяной пласт, основанная на закачке через нагнетательные скважины системы ППД разработанного состава ПАВ.

Апробация работы

Основные положения, результаты экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на: 55 Научной студенческой сессии горняков (Горно-металлургическая академия, г. Краков, Польша, 2014 год); VI International Student Petroleum Congress & Career Expo «East meets West» (AGH, Краков, апрель 2015); Всероссийском молодежном форуме «Нефтегазовое и горное дело» (ПНИПУ, Пермь, ноябрь 2015г.); XVII Международной молодежной научная конференция «Севергеоэкотех-2016» (УГТУ, Ухта, март 2016г.); Международной конференции «West Siberian Petroleum Congress 2016» (Тюмень, май, 2016г.); на XIX Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники-2016» (Уфа, УГНТУ, ноябрь 2016г.); на конференции с международным участием «Неделя науки СПбПУ» (Санкт-Петербург, СПбПУ им. Петра Великого, ноябрь 2016г.); на VIII международной конференции «Oil and gas Horizon» (Москва, РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, ноябрь 2016 г.); на 71 международной конференции "Нефть и газ - 2017" (РГУ нефти и газа им. Губкина, апрель 2017г.); Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых, посвященной 35-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, апрель 2017г.; Международном форуме-конкурсе молодых ученых «Проблемы недропользования» (Горный университет, Санкт-Петербург, апрель 2017г.); II

Международной научно-практической конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (Альметьевск, октябрь, 2017г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 27 научных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации, 2 статьи в изданиях, входящих в базу данных Scopus, 1 патент.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, заключения, списка литературы, включающего 104 наименований. Материал диссертации изложен на 113 страницах машинописного текста, включает 9 таблиц, 32 рисунка, 2 приложения.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность за неоценимую помощь, постоянную поддержку и внимание в процессе подготовки работы и при обсуждении ее результатов научному руководителю, заведующему кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», д.т.н., профессору Рогачеву М.К. Автор признателен доценту кафедры Петракову Д.Г. за актуальные и своевременные замечания. Отдельная благодарность за помощь и советы А.С. Гунькину, А.С. Сухих и всем сотрудникам кафедры РНГМ Санкт-Петербургского горного университета.

1. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

1.1 Перспективные комплексы Западно-Сибирского нефтегазового бассейна

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (НГБ), по данным [1], содержится около 2/3 запасов и около половины всех ресурсов нефти Российской Федерации. Бассейн состоят из 8 комплексов, среди которых выделяют неокомский: именно к нему относятся основные крупные месторождения, такие как Самотлорское, Усть-балыкское, Приобское и другие. Комплекс включает в себя треть запасов нефти России и 80% накопленной добычи страны. Но этот комплекс на данный момент характеризуется высокой выработанностью, в том числе, поэтому доля Западно-Сибирского бассейна в суммарном производстве нефти к 2015 году составила всего 61%, в то время как в 2005 было 70% (рисунок 1.1.).

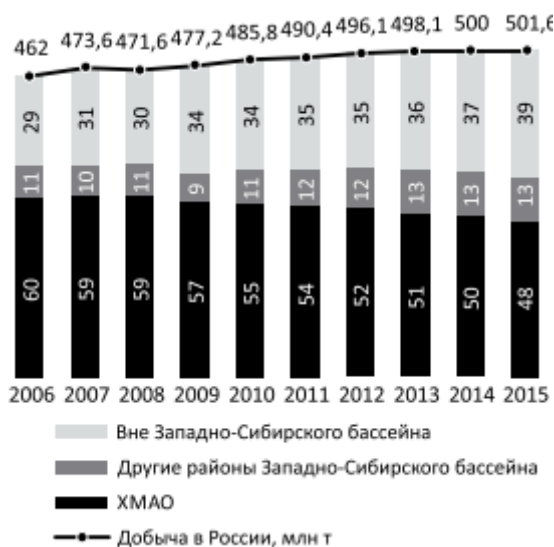


Рисунок 1.1 – Динамика доли Западно-Сибирского НГБ (%) в российской добыче (млн. т) в 2005-2015 гг. [1]

Ниже неокомского нефтяного комплекса располагаются юрские залежи васюганской и тюменской свит, которые распространены в Западной Сибири повсеместно. Здесь содержится около 25% запасов нефти бассейна. Добыча в них незначительна, потому как залежи характеризуются сложным строением, высокой глинистостью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Васюганская свита сложена в основном массивными глинистыми песчаниками. Песчаники образуют пласты толщиной от 2 до 20 - 25 м. Породы

преимущественно мелкозернистые, в разной степени алевритистые, вплоть до алевропесчаников. Цемент глинисто-карбонатный, карбонатно-глинистый, реже карбонатный и глинистый. В составе глинистых минералов преобладает иллит, менее распространены каолинит и хлорит. Коллекторами являются песчаники и алевролиты с межзерновым типом порового пространства.

Песчаники серые до буровато-серого средне-мелкозернистые, с намывами углисто-глинистого материала, с линзами и прослойками аргиллита черного углистого, с включениями обугленных растительных остатков, сидерита. Толщина прослоек и линз достигает до 2 см. Алевролиты серые разнозернистые, часто карбонатные с прослойками темно-серого глинистого материала.

По вещественному составу породы относятся к полимиктовому типу. Основными породообразующими компонентами являются кварц (30 - 49 %), полевые шпаты (34 - 51 %) и обломки горных пород (14 - 19 %), второстепенными - слюды (0,2 - 2,2 %).

Обломки пород представлены кварцитами, алевролитами, основными эффузивами, глинистыми и кварц-серицитовыми сланцами, гранитоидами. По обломкам пород (за исключением кварцитов) обычно развивается хлорит или глинистые минералы.

Глинистый цемент характеризуется полиминеральным составом и неравномерно-сгустковым пленочно-поровым распределением. Основным минералом глинистого цемента является каолинит, который отмечается в мелкоагрегатной модификации. Отдельные поры выполнены гидрослюдой и хлоритом, обычно в ассоциации. Повсеместно развит пленочный хлорит-гидрослюдистый цемент [2].

Проблема разработки юрских залежей нефти и газа в Западной Сибири обусловлена не только большой глубиной залегания продуктивных пластов, но и высокой степенью их неоднородности и резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных песчаников. Сложность строения залежей во многом объясняется фациальной и литологической изменчивостью пород-коллекторов, а неоднородность продуктивных пластов связана с неравномерной

карбонатизацией, сортировкой зерен и их упаковкой, типом цемента, разнонаправленностью ориентировки минеральных зерен, а также пустот между ними. Кроме того, многими исследователями отмечается, что неравномерное развитие разномасштабных трещин в юрских песчаниках также является одним из ведущих факторов, изменяющих ФЕС коллекторов [3,4].

Разработка описанных выше комплексов является наиболее перспективным направлением не только для Западной Сибири, но и для России в целом. А для эффективной добычи нефти из коллекторов такого типа необходимо создание новых и совершенствование уже существующих технологий их разработки.

1.2 Особенности строения и разработки низкопроницаемых полимиктовых коллекторов

Основные особенности, которые влияют на процесс разработки низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, – это их структура и состав. Особенности строения заключаются в том, что поровое пространство характеризуется высоким содержанием пор малого диаметра: субкапиллярных и капиллярных. С точки зрения состава, и породообразующая часть и цементирующая имеют крайне неоднородный состав. В том числе, в составе присутствует большое количество глинистых минералов, которые обладают способностью к гидратации, степень которой зависит от строения минералов и их типа. Следовательно, для коллекторов такого типа характерны высокая водоудерживающая способность, удельная поверхность и адсорбция. А значит, в процессе их разработки главную роль будут играть капиллярные и межмолекулярные силы, а не гидродинамические.

Взаимодействие глинистых минералов с водами вызывает увеличение их объема, а соответственно, и коагуляцию поровых каналов. В случае низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, в которых большинство пор представлено капиллярами и субкапиллярами, даже незначительное увеличение объема глинистых минералов приводит к существенному уменьшению проницаемости по нефти. Поэтому на таких месторождениях необходимо уделять

повышенное внимание качеству подготовки воды, а также учесть возможность применения химических композиций с целью ингибирования гидратации глинистых минералов [5,6].

Разработка низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, как правило, сопряжена с проведением процесса гидроразрыва пласта (ГРП). Но при проектировании ГРП для коллекторов такого типа необходимо учитывать высокую сжимаемость глин и их пластичность. Указанная особенность приводит к негативным последствиям для многих технологических процессов, а в частности для ГРП, не только на основных скважинах, но и на уплотняющих. Также в случае больших расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами, а также при наличии трещин, уменьшается влияние нагнетательных скважин на добывающие. Это происходит по причине ухудшения процесса перераспределения давления из-за уменьшения коэффициента пьезопроводности всего пласта под влиянием глинистых пропластков [7]. Еще одно негативное действие глинистых минералов проявляется в результате изменения напряженно-деформированного состояния пласта, проявленного в увеличении эффективных напряжений. В результате чего происходит необратимое снижение проницаемости породы-коллектора. Например, на образцах керна пласта ЮВ₁ Хохряковского месторождения наблюдается увеличение эффективных напряжений более чем на 25% [8].

Традиционно считается, что глинистые пласты являются качественными флюидоупорами вследствие своей непроницаемости. Но эта точка зрения не учитывает свойства покрышек: толщину пласта, его проницаемость, состав. А они могут оказать значительное влияние на процессы разработки залежей [9,10]. К примеру, каолинитовые глины обладают не только низкими флюидоупорными свойствами, но и низкой способностью к гидратации. Указанные особенности необходимо учитывать при разработке залежей в полимиктовых коллекторах.

Обобщая вышесказанное, можно сделать вывод о том, что высокое содержание глин в продуктивном пласте приводит к двум разным, но одинаково негативным, с точки зрения разработки нефтяной залежи процессам.

Во-первых, с течением времени наблюдается падение пластового давления, но, из-за восприимчивости глинистых минералов к внешним нагрузкам, возникает градиент давления. Это провоцирует дополнительный приток воды из подстилающих или перекрывающих водоносных горизонтов в пласт-коллектор через глинистые экраны. Указанный процесс приводит к начальному высокому обводнению добываемых флюидов по причине донасыщения коллектора в прискважинной зоне уже на начальном этапе. Но при повышении пластового давления в области добывающих скважин из-за появления вала нефти, вытесняемой химическими композициями, возникает эффект, так называемого «запирающего» давления, что помогает избавиться от негативных последствий указанного эффекта.

Во-вторых, возможна произвольная закачка жидкости для поддержания пластового давления в зоне воронки репрессии нагнетательных скважин, так как из-за повышения пластового давления наблюдается отток воды через глинистые экраны в водоносные проницаемые горизонты [9].

Одними из особенностей строения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов является их микронеоднородность, высокая глинистость, влияние капиллярных сил и сил межмолекулярного взаимодействия. Всё это приводит к тому, что при фильтрации жидкости в таких коллекторах возникает отклонение от линейного закона фильтрации Дарси [11,12,13]. В том случае, если абсолютная проницаемость коллектора меньше, чем $10 \cdot 10^{-3}$ мкм², указанные эффекты могут оказать заметное влияние на процесс извлечения нефти.

Таким образом, при разработке технологии добычи нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов необходимо учесть весь спектр представленных в данном разделе особенностей.

1.3 Анализ существующих технологий разработки низкопроницаемых полимиктовых коллекторов

В настоящее время в рамках российской практики оптимальным методом разработки месторождений с низкопроницаемыми и сверхнизкопроницаемыми

коллекторами преимущественно считается массовое применение технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) во всем фонде добывающих и нагнетательных скважин. Представленная технология является эффективной с точки зрения увеличения коэффициента охвата продуктивного пласта воздействием, что в свою очередь улучшает фильтрационные свойства пласта.

Для низкопроницаемых коллекторов существенное значение имеют как капиллярные силы, так и силы межмолекулярного взаимодействия: между жидкостями (система жидкость-жидкость) и между жидкостями и породой. Однако влияние этих сил указанная технология не учитывает. В результате моделирования изменения полей давления для разных систем разработки месторождения [14] было определено, что в условиях нелинейной фильтрации контур питания значительно меньше, поэтому происходит уменьшение области фильтрации вокруг трещин. Поэтому наличие трещин ГРП не гарантирует улучшения условий разработки месторождения.

В статье [7] представлены результаты численного моделирования влияния проницаемости и песчаности пласта на эффективность системы ППД при наличии техногенных трещин в добывающих и нагнетательной скважинах. Показательным является следующая зависимость: со снижением коэффициента песчаности пласта, т.е. с увеличением доли глинистых пропластков, все меньшее влияние оказывает нагнетательная скважина на давление вокруг добывающих скважин при неизменной проницаемости пористой среды. Это связано со сжимаемостью системы, которая значительно выше при увеличении доли глинистых пропластков в продуктивном пласте и влечет за собой уменьшение коэффициента пьезопроводности, т.е. замедление процессов перераспределения давления в пласте. Подобная зависимость наблюдается при снижении эффективной проницаемости в случае неизменного коэффициента песчаности пласта. Таким образом, при нагнетании воды в низкопроницаемые коллекторы или при добыче нефти из них происходит локальное повышение и понижение давления соответственно на небольших расстояниях от скважин с техногенными трещинами ГРП.

При значительных расстояниях между скважинами система ППД (т.е. нагнетательные скважины) не оказывает влияния на работу окружающих добывающих скважин. Например, это наблюдается на залежах ЮВ₁₋₂ Хохряковского месторождения. По этой причине на месторождениях с такими коллекторами применяют бурение уплотняющего фонда скважин с последующим проведением в нем ГРП [15]. Но кроме этого необходимо учитывать изменение напряженно-деформированного состояния продуктивного пласта. При бурении новых скважин азимут трещины ГРП совпадает с направлением регионального напряжения. Появление скважин уплотняющего фонда значительно изменяет поле пластового давления, что при проведении ГРП может привести к распространению трещины в направлении, не совпадающим с региональным стрессом. Представленное явление имеет два развития события, с одной стороны, трещина может охватить зоны, которые ранее не были охвачены разработкой, а с другой – к преждевременному прорыву воды в добывающие скважины [16, 17]. Вероятнее всего, по данной причине на эксплуатационном объекте ЮВ₁₋₂ наблюдается значительный рост обводненности добываемой продукции.

В условиях низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов, где нагнетательные скважины с ГРП выступают в качестве базы системы ППД, актуальным является вопрос самопроизвольного роста трещины ГРП при превышении давления нагнетания воды выше давления образования и развития уже имеющихся трещин, что в литературе известно как эффект авто-ГРП [16, 17].

В отношении рассматриваемых коллекторов особое внимание следует уделить качеству закачиваемой воды, поскольку несовместимость нагнетаемой воды с пластовой приводит к снижению проницаемости пласта вследствие набухания глин, а наличие в ней различных примесей способствует закупорке порового пространства призабойной зоны, что в совокупности обуславливает создание дополнительных фильтрационных сопротивлений и снижение приемистости нагнетательных скважин.

Для разработки низкопроницаемых коллекторов в России применение ГРП считается базовым вариантом, и данная технология дает положительные

результаты в увеличении коэффициента охвата воздействием на пласт, а также в изменении фильтрационных свойств коллектора. Но на поведение сил межмолекулярного взаимодействия и на капиллярные силы указанная технология не влияет. Однако при разработке низкопроницаемых коллекторов эти силы играют существенную роль.

По вышеуказанным причинам не стоит говорить об универсальности технологии ГРП и указывать на её безальтернативность для низкопроницаемых глинистых коллекторов, а необходимо рассмотреть, если не ее замену, то использование в комбинации с другими технологиями. В условиях таких коллекторов необходима оптимизация системы ППД. А повысить эффективность системы заводнения возможно, как показывает отечественный и зарубежный нефтепромысловый опыт, за счет изменения свойств закачиваемой воды путем добавления к ней поверхностно-активных веществ (ПАВ). Закачка в пласт водных растворов ПАВ позволяет не только снизить поверхностное натяжение на границах раздела фаз в системе «нефть-газ-вода-порода», обеспечивая тем самым повышение коэффициента извлечения нефти, но и позволяет решать проблему набухания глинистых минералов. Известно, что определенные ПАВ способны подавлять гидратацию и набухание глин, что в пластовых условиях должно привести к увеличению фазовой проницаемости полимиктовых пород-коллекторов по нефти и в целом повысить эффективность системы заводнения [18, 19]. Кроме того, закачка в пласт раствора ПАВ позволит снизить проявление в нем капиллярных и межмолекулярных сил и, таким образом, позволит значительно уменьшить отрицательные результаты и последствия применения технологии ГРП [17,20].

Ингибирование набухания глин достигается различными путями: уменьшением поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимся; преобразованием глинистых минералов и устранением межплоскостной гидратации; модифицированием поверхности глин минералов за счет молекулярного поглощения гидроокисей двух- и

трехвалентных металлов, а также за счет гидрофобизации поверхности глинистых минералов.

Границы критериев применимости ПАВ при заводнении нефтяных пластов по мере совершенствования составов и внедрения новых технологий их использования в различных геолого-физических условиях продуктивных коллекторов постоянно расширяются. По этой причине в литературе встречаются различные точки зрения относительно величин, характеризующих применимость данного метода физико-химического воздействия на пласт. В обзорной статье [21] предлагаются следующие значения параметров, удовлетворяющих условию применимости ПАВ при заводнении (Таблица 1.1). Стоит отметить, что приведенные значения данных параметров являются осредненными, поскольку существуют примеры, отмеченные в самой статье, успешного применения ПАВ в условиях, не удовлетворяющих представленным критериям.

Таблица 1.1 – Критерии применимости ПАВ при заводнении [21]

Наименование критерия	Значения
Коэффициент проницаемости, 10^{-15} м^2	> 10
Пластовая температура, °C	$< 93,3$
Минерализация пластовой воды, мг/дм ³	< 50
Жесткость пластовой воды, ммоль/дм ³	< 1
Тип горной породы	Песчаник
Содержание глинистой фракции	Низкое
Динамический коэффициент вязкости нефти в пластовых условиях, мПа·с	< 35
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	$> 0,3$
Наличие водоносных горизонтов	Не активные
Наличие газовой шапки	Не активная
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	Не критично
Глубина залегания продуктивного пласта, м	Не критично

В качестве осложняющих факторов применения ПАВ могут выступить адсорбция на поверхности горной породы и развитая система техногенных трещин.

1.4 Опыт применения поверхностно-активных веществ в системе поддержания пластового давления

Поверхностно-активные вещества обладают способностью снижать межфазное натяжение на границе нефть-вода, а также изменять свойства поверхностного слоя горной породы. Добавление таких веществ в закачиваемую воду системы ППД позволяет усовершенствовать метод заводнения, улучшая свойства воды. Улучшение происходит за счет того, что ПАВ в пористой среде проявляют отмывающее и проникающее действия. Отмывающее действие проявляется как результат снижения межфазного натяжения, размеров капель нефти, а также скорости их коалесценции и прилипания к твердой поверхности, увеличения интенсивности диспергирования нефти, что приводит к росту относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти. Улучшение впитывания воды в пористую среду, насыщенную нефтью, становится результатом проникающего действия [25, 26, 27, 28].

Академик П.А. Ребиндер является родоначальником применения ПАВ в российской нефтяной промышленности. Именно он создал теоретические основы применения ПАВ для многих технологических процессов.

В первых работах по применению ПАВ, которые относятся к 50-ым годам XX века, анализируются результаты лабораторных исследований влияния ПАВ на способность воды отмывать нефть, на то, как изменяются ее свойства в зависимости от компонентного состава.

Так, в работе [29] представлены результаты испытаний 20 синтетических ПАВ, 13 из которых являлись неионогенными (НПАВ), 6 – анионными (АПАВ), и 1 – катионными (КПАВ). Результаты исследований показали, что с повышением концентрации ПАВ всех изученных растворов увеличиваются их поверхностная активность и нефтеотмывающая способность. При этом самая высокая

нефтеотмывающая способность соответствует самому низкому значению межфазного натяжения. Согласно полученным результатам исследованные АПАВ (детергент-ДС и мылонафт) и НПАВ (ОП-7 и ОП-10) при определенных концентрациях в водном растворе были рекомендованы для проведения дальнейших испытаний. Стоит отметить, что последний из перечисленных НПАВ является наиболее распространенным, с его применением связано наибольшее число лабораторных и промышленных испытаний [30].

Результаты проведения лабораторных экспериментов по вытеснению моделей нефти водами различного компонентного состава из однородных и неоднородных песчаников показали, что при вытеснении нефти из коллектора моющее действие растворов ПАВ оказывает влияние именно на капиллярные процессы в пористой среде. При этом было отмечено [31], что их роль в однородных и неоднородных пористых средах различна. Например, в неоднородных коллекторах воды, у которых значения натяжения смачиваемости ниже, вытесняют нефть эффективнее.

В начале 60-х годов XX века появилась идея использования смесей различных ПАВ, потому как разные ПАВ, которые могут входить в состав композиции, обладают разными свойствами и выполняют конкретные функции [31]. Таким образом, достигался синергетический эффект – совместное использование каждого ПАВ с другими эффективнее по сравнению с их одиночным использованием.

Первые опытно-промышленные работы по применению ПАВ в качестве добавки к нагнетаемой в пласт воде проводились на Нагаевском куполе Арланского месторождения в 1964 г. (коллектор приурочен к угленосной толще нижнего карбона). По методике, разработанной институтом БашНИПИ, как агент вытеснения использовался водный раствор неионогенного поверхностно-активного вещества ОП-10. Полученные в ходе работ результаты, а именно увеличение нефтеотдачи за безводный период добычи, были признаны положительными и позволили приступить к испытанию представленного метода в

промышленных масштабах на месторождениях Татарстана, Башкирии, Азербайджана, Западной Сибири и Украины [32, 30].

Дальнейшие промышленные работы были связаны с изучением эффективности применения ПАВ при заводнении в различных геолого-физических условиях на разных стадиях разработки месторождений.

Эффективность использования ПАВ с начала разработки исследовали на Николо-Березовской площади Арланского месторождения (1967 г.). В качестве критериев, по которым определялась результативность добавления ПАВ к нагнетаемой воде по сравнению с применением традиционного заводнения, рассматривали охват пласта закачкой по толщине в нагнетательных скважинах, удельный коэффициент приемистости, ОФП для нефти и воды и технологические показатели разработки отдельных участков. По всем представленным критериям были получены положительные результаты: отмечен рост охвата пласта закачкой, особенно в пластах, характеризующихся малыми толщинами; увеличение удельного коэффициента приемистости и ОФП для нефти; более высокие темпы разработки и текущая нефтеотдача и более низкие обводнение продукции и нарастание водонефтяного фактора (ВНФ) [30].

Возможность применения ПАВ при очаговом заводнении также изучали на Арланском месторождении. В результате промышленных испытаний было установлено, что в имеющихся условиях закачка раствора ПАВ в очаговые скважины увеличивает безводную и текущую нефтеотдачу, резко снижает ВНФ, значительно сокращает расход воды на добычу одного и того же количества нефти [32, 30].

Эффективность применения водного раствора НПАВ (ОП-10) на поздней стадии заводнения исследовали как в промысловых, так и в лабораторных условиях. Испытание метода проводили для мало- и высоковязкой нефти, соответственно, на опытном участке Туймазинского и Ашитском участке Арланского месторождений (1972 г.). Обводненность добываемой продукции на обоих участках к началу эксперимента составляла 60 – 70 %. Результаты

экспериментов характеризовались увеличением приемистости нагнетательных скважин и охвата пласта заводнением [32, 30].

Лабораторные испытания, проведенные авторами в работе [33], наоборот показали отрицательные результаты применения водных растворов НПАВ (ОП-10) на поздних стадиях разработки, а именно отсутствие дополнительного извлечения нефти на поздней стадии заводнения. Они осуществлялись путем закачки данного реагента в пористую среду, промытую неактивной водой. Было проведено 7 опытов, результат которых, независимо от концентрации ПАВ в водном растворе, объемов закачки, условий пласта, характеризовался отсутствием снижения остаточной нефтенасыщенности и в условиях ее постоянного значения – увеличением относительной проницаемости для воды, обогащенной ОП-10.

С 1980 по 1985 годы на Узеньском месторождении применяли растворы ПАВ для воздействия на низкопроницаемые полимиктовые коллекторы (породы среднеюрского возраста). Производилась закачка низкоконцентрированных растворов поверхностно-активного вещества ОП-10 по методике БашНИПИнефти. Как показано в работах [34,35], при внедрении данной технологии в разработку были вовлечены новые участки залежи, не участвующие в фильтрации ранее, вследствие чего снизилась обводненность добываемой продукции, увеличилась приёмистость нагнетательных скважин, а также выросла добыча нефти. Поэтапная закачка высококонцентрированных растворов (6%,8%) неионогенного ПАВ АФ 9-12 также привела к аналогичным результатам [36].

В условиях Узеньского месторождения проводились работы по снижению величины адсорбции ПАВ на поверхности горной породы – основного фактора, осложняющего применение технологий заводнения с использованием растворов ПАВ особенно для условий полимиктовых коллекторов. Как известно, адсорбционная ёмкость полимиктовых песчаников значительно выше, чем у кварцевых из-за высокого содержания субкапиллярных пор, и глинистых минералов в таких породах [37]. Поэтому на данном месторождении использовались бактерицид ЛПЭ-11 и отход синтетического производства глицерина как добавки для снижения адсорбции и химической деструкции ПАВ.

В результате использования этих добавок совместно с растворами ОП-10 и неонола АФ 9-12 в отбираемой из добывающих скважин жидкости увеличилась концентрация ПАВ по сравнению с применением растворов ПАВ без добавок. Снижение потерь представленных НПАВ привело к росту их отмывающей способности [38, 39].

Так закачка НПАВ типа ОКМ, разработанного СибНИИНП, на опытном участке Западно-Сургутского месторождения (1977 г.) в условиях пласта БС₁₀, представленного полимиктовыми песчаниками и алевролитами с проницаемостью $80 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, привела к увеличению охвата пласта воздействием и приемистости нагнетательных скважин [40, 30]. В 1984 г. в тех же условиях была испытана технология, базирующаяся на закачке более дешевых химических реагентов в чистом виде или в комбинациях с ПАВ. Например, добавление к нефтяному сульфонату картаролу, получаемому нейтрализацией кислого гудрона аммиаком при производстве сульфонатной присадки, ПАВ, привело к дополнительной добыче нефти [41, 42].

Несмотря на преимущественно успешные результаты промышленных работ, в настоящее время использование ПАВ при заводнении в российской практике повышения нефтеотдачи не является массовым. Это связано с такими факторами, осложняющими их использование, как значительная адсорбция на поверхности горной породы, химическая нестабильность в пластовых условиях, недостаточное снижение поверхностного натяжения на границе между вытесняющей и вытесняемой фазами, а также их высокая стоимость. Поэтому в последнее время предпочтение отдается комбинированным видам заводнения, одновременно воздействующим на несколько составляющих КИН, таким как ПАВ-полимерное, ПАВ-щелочное и щелочно-ПАВ-полимерное заводнение. Последнее известно за рубежом как технология ASP (alkaline/surfactant/polymer), пилотный проект которой реализуется на опытном участке Западно-Салымского месторождения [43].

1.5 Выбор воды для системы ППД

Для нефтегазовых коллекторов характерно установившееся равновесие между насыщающей их водной средой и глинистыми минералами, цементирующими коллектор. При изменении ионного равновесия в системе «вода – глинистый минерал» реализуется основная особенность глинистых минералов – их способность к ионному обмену. Динамика этого процесса определяется минералогическим составом глин, их специфическими свойствами, а также химическим составом закачиваемой воды. Именно поэтому правильный выбор воды для системы ППД является одной из важнейших задач эффективной разработки нефтяных месторождений.

Тюменская и васюганская свиты сложены полимиктовыми песчаниками с высоким содержанием глины. Глина представлена преимущественно такими минералами как каолинит, иллит, гидрослюда.

Каолинит ($\text{Al}_4[\text{Si}_4\text{O}_{10}][\text{OH}]_8$) – это глинистый минерал, который входит в группу водных силикатов. Состоит из мелких шестигранных кристаллов. Кристаллы состоят из тетраэдрических листов оксида кремния, которые имеют три общих кислорода, а свободными вершинами связаны с алюминием и гидроксогруппами. Листы связаны между собой слабо, именно поэтому каолинит имеет весьма совершенную спайность. В целом образует землистые массы, но отдельные чешуйки представляют собой гексагональные, ромбические или тригональные пластинки. Минералы каолинитового типа почти не набухают в воде, обладают малой адсорбционной способностью и малой емкостью поглощения. Но при заводнении низкопроницаемых пластов существенное влияние будет оказывать набухание даже малонабухаемых хлоритов, гидрослюд и каолинитов.

Для системы поддержания пластового давления (ППД) в Западной Сибири активно используют воду из сеноманских горизонтов, а также пресную воду открытых водоемов. В исследованиях [46] показано, что даже при фильтрации чистой минерализованной воды через образец песчаника проницаемостью

0,150 мкм² критическая скорость, когда минеральные частицы становятся подвижными, т.е. начинают перемещаться вместе с водой, составила около 0,007 см/с (2200 м/год). При фильтрации с такой скоростью проницаемость образца может уменьшиться на 30-40%. Когда же через образец фильтруется менее минерализованная вода, а тем более пресная, то срыв минеральных частиц может происходить даже при очень малых скоростях. Причем перемещение мобилизованных частиц в этом случае может приводить к резкому, а чаще полному затуханию фильтрации.

Чтобы определиться с типом воды для заводнения, в лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета были проведены специальные исследования. В рамках данной работы образцы кернового материала верхнеюрских залежей Западной Сибири были предварительно дезинтегрированы и просеяны через сита. В экспериментах использовалась фракция менее 0,16 мм.

При моделировании пластовых условий в качестве объекта исследований были выбраны верхнеюрские отложения васюганской свиты, а именно продуктивный пласт Ю₁. Степень набухания образцов горной породы определялась в пресной воде, в сеноманской, в модели пластовой воды, а также в воде с КНС.

Таблица 1.2 – Основные свойства моделей воды, используемых для экспериментов

Модель воды	Минерализация, г/л	Вязкость, мПа*с (при 100 °С)	Плотность, г/см ³ (при 100 °С)
Пластовая	36	0,370	0,993
Сеноманская	17	0,362	0,972
Подтоварная	8	0,353	0,971
Пресная	<1	0,310	0,963

Количественная оценка набухаемости глинистой фракции месторождения проводилась объемным методом, когда количество поглощенной образцом дезинтегрированного керна жидкости определяется по увеличению объема керна

на приборе Жигача-Ярова [47]. Данный прибор состоит из перфорированного цилиндра с поршнем, соединенным с измерительным устройством. В цилиндр помещается мембрана, состоящая из слоя глины, заключенного между двумя бумажными фильтрами, и система погружается в исследуемый раствор. Поскольку диаметр цилиндра постоянен, для регистрации изменения объема достаточно измерять утолщение мембраны, которое регистрируется по движению поршня. Измерение утолщения мембраны производится до достижения постоянного значения, соответствующего предельному набуханию глины [48].

По полученным результатам вычисляется коэффициент набухания $K_{наб}$ по формуле:

$$K_{наб} = V_{наб}/V_0, \quad (1.1)$$

где V_0 - начальный объем глинопорошка;

$V_{наб}$ – объем набухшего глинопорошка.

Произведения высоты пробы глины, определенной по показаниям прибора до и после набухания, на площадь цилиндра прибора принимаются за величины начального (V_0) и набухшего ($V_{наб}$) объемов глинопорошка.

Полученные результаты представлены в виде кривых набухания на рисунках 1.2–1.4.

Общее время проведения теста по определению набухания глинистой фракции кернов в каждом растворе составляло около 24 часов. Отмечено, что через 8-15 минут (500-800 секунд) происходило существенное замедление скорости прироста объема глины.

На рисунке 1.2 представлены кривые кинетики набухания глины образца керна в течение 24 часов.

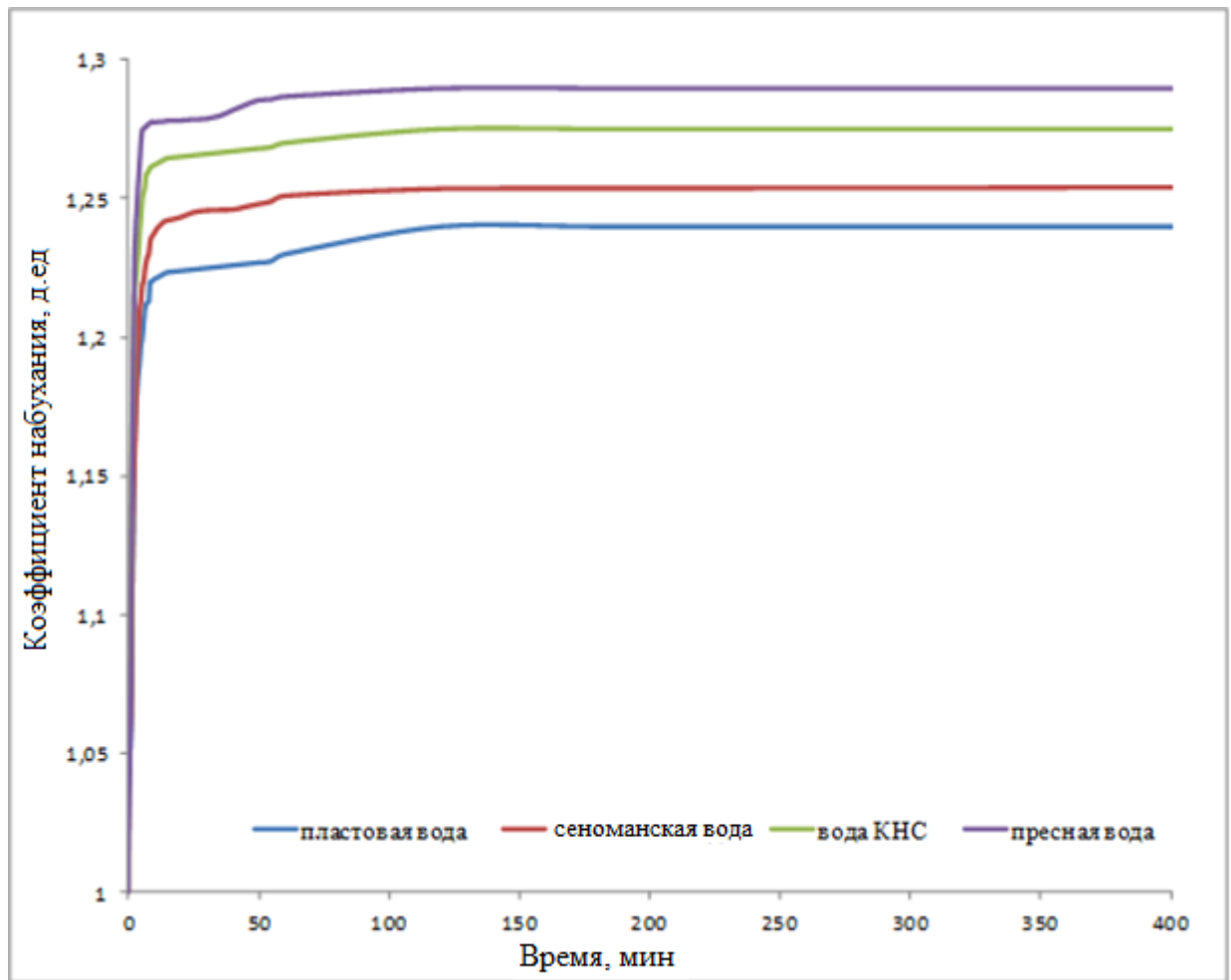


Рисунок 1.2 – Кинетика набухания глинистой фракции керна в водах различной минерализации в течение 24 часов

В пресной воде наблюдается наиболее высокая скорость набухания глины, которая практически прекращается через ~ 6 минут (300 секунд).

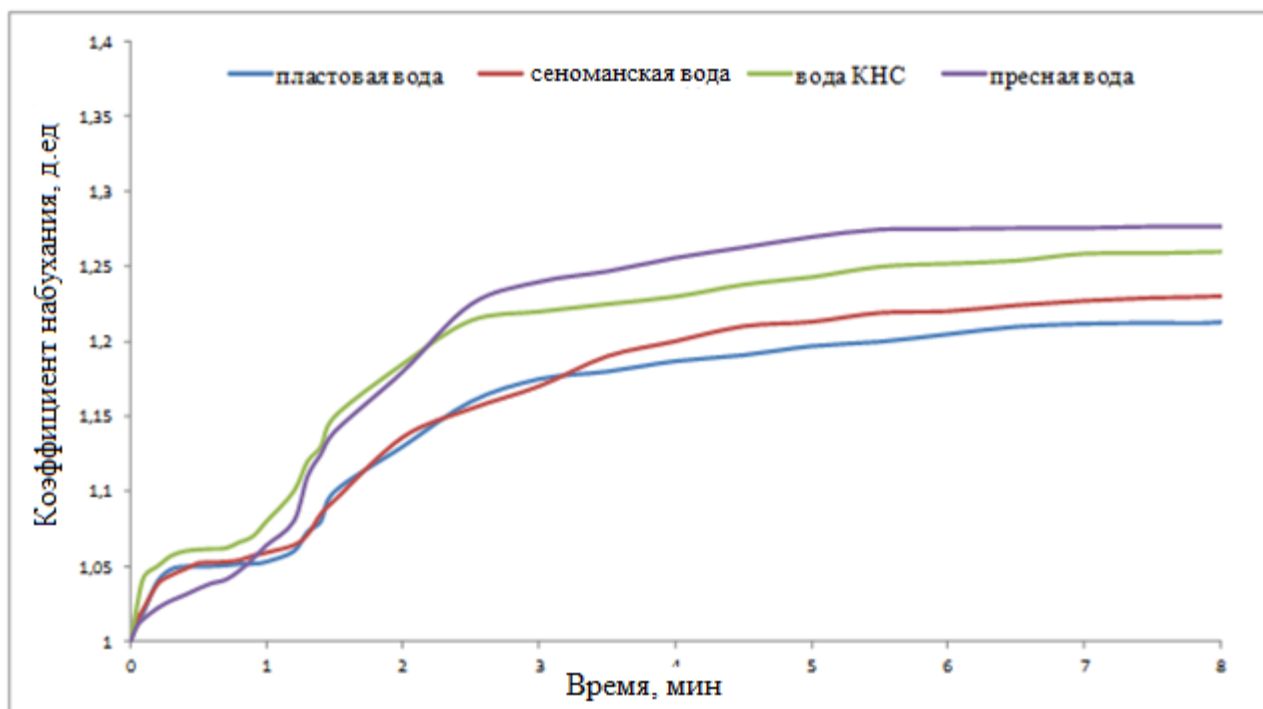


Рисунок 1.3 – Кинетика набухания глинистой фракции ядра в водах различной минерализации в течение первых восьми минут

Через 24 часа степень набухания образца в воде КНС становится несколько ниже (коэффициент набухания $K_{наб}=1,26$), чем в пресной воде ($K_{наб}=1,28$). Коэффициент набухания глины в модели пластовой воды составляет 1,23.

Наименьшая как скорость, так и степень набухания образца наблюдается в модели соленой воды.

Поскольку наиболее интенсивное поглощение воды глиной происходило в первые 8 минут теста после погружения образцов ядра в исследуемые воды, а также для наглядности протекания процесса поглощения воды образцом горной породы представлены кривые набухания за первые 1 и 8 минут (Рисунок 1.3, 1.4).

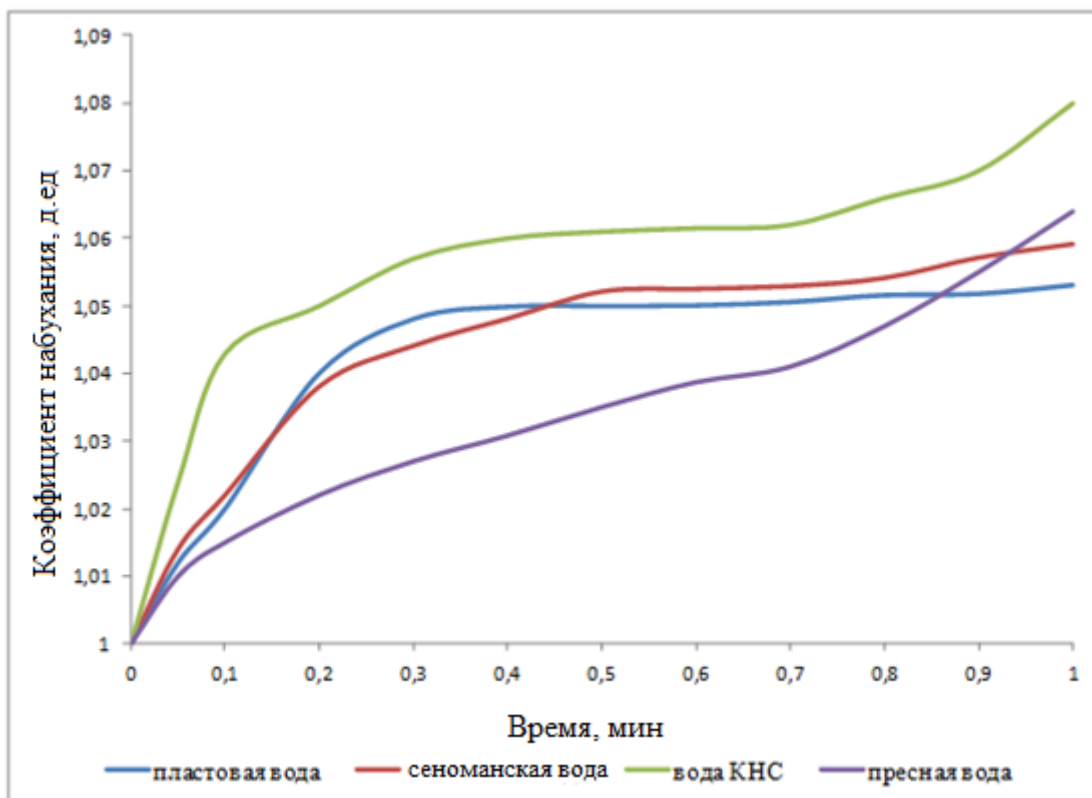


Рисунок 1.4 – Кинетика набухания глинистой фракции керна в водах различной минерализации в течение первой минуты

Как видим, вначале, через 1 минуту, наблюдается наименьшее поглощение пресной воды, а наиболее высокое – воды с КНС. Однако скорость набухания в пресной воде увеличивается уже через ~ 2 минуты.

Из представленных на рисунках 1.2-1.4 данных видно, что в результате взаимодействия с менее минерализованными водами, такими как сеноманская или пресная, происходит набухание глинистых частиц, даже каолинового типа.

Глинистые минералы обладают способностью изменять поровое пространство, вследствие своей способности к набуханию и метаморфизации. Увеличенный глинистый объем может как оставаться на скелете породы, так и отрываться от него, приводя к диспергации глин. Эти процессы возможны из-за характерного для глинистых минералов ионного обмена, а также поглощения воды из порового пространства – её адсорбции. Таким образом, в результате глинонабухания проницаемость коллектора может быть снижена в десятки раз [46,51].

Ресурс минерализованных пластовых вод ограничен, поэтому на месторождениях для системы ППД экономически целесообразно по-прежнему использовать воду низкой минерализации - пресную или сеноманскую. Также нужно учитывать, что закачка минерализованной воды, даже близкой по составу к пластовой, может приводить к взаимодействию вод между собой и выпадению в поровом пространстве малорастворимого осадка в виде новых фаз, например, гипса, которые способны дополнительно понижать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) разрабатываемых пластов. Таким образом, для низкопроницаемых полимиктовых коллекторов совершенствование существующей системы заводнения становится первоочередной задачей.

Качество воды для закачки в систему ППД на предприятиях определяется отраслевым стандартом, который действует с начала 90-х годов прошлого века - ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения пластов. Требования к качеству» [52]. Указанный ОСТ обязателен для всех предприятий и организаций, которые занимаются проектированием и реконструкцией установок подготовки воды для заводнения. Несмотря на то, что стандарт регламентирует все основные характеристики, такие как: водородный показатель pH, фильтрационные характеристики, совместимость с пластовой водой и породой, размер частиц механических примесей, содержание нефти и механических примесей, содержание растворенного кислорода, набухаемость пластовых глин, коррозионная активность, содержание сероводорода, наличие сульфатовосстанавливающих бактерий, содержание трехвалентного железа, чаще всего контроль осуществляется только по двум показателям: содержание в воде нефти и механических примесей [52]. А данные характеристики регламентируются с помощью специальных стандартов предприятий по содержанию твердых взвешенных веществ (ТВВ) и нефтепродуктов в воде. Следовательно, качество подготовки воды, соответствующее указанному ОСТ, будет значительно выше. А для того чтобы достичь высокого качества необходимо изменить технологию подготовки воды, а также расширить работы по контролю качества.

По данным [46], при введении в разработку пластов с проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$ уже требуется очистка воды от частиц диаметром менее 100 нм. Если этого не делать, то КИН для таких пластов будет на 0,08-0,12 ниже потенциальных его возможных значений и не будет превышать 0,3. Но на практике это реализуется достаточно редко. Например, на Приобском месторождении допустимые нормы твердых взвешенных веществ (ТВВ) в закачиваемых водах рассчитываются по СТП 0148463-007-88 «Временные нормы содержания ТВВ и нефтепродуктов в воде, используемой в системах ППД» [53], далее они корректируются на основании данных по приемистости нагнетательных скважин. В итоге, к примеру, для низкопроницаемого пласта АС₁₀ (средняя проницаемость $0,045 \text{ мкм}^2$) содержание ТВВ составляет 20 мг/л, а для АС₁₁ ($0,035 \text{ мкм}^2$) - 30 мг/л [54].

Из этого можно сделать вывод, что система очистки воды для закачки в низкопроницаемые глинизированные пласты в целях поддержания пластового давления, применяемая на большинстве нефтяных месторождений, недостаточно эффективна и должна быть усовершенствована за счет введения нового, современного оборудования, которое позволит очищать пресную воду до необходимых условий. Кроме того, повысить эффективность системы ППД можно с помощью изменения свойств закачиваемой воды, а именно добавлением поверхностно-активных веществ, потому что ПАВ, помимо известной способности снижать межфазное натяжение на границе «нефть-вода», также способны ингибировать глинонабухание. А это позволит использовать пресную и опресненную воду для заводнения низкопроницаемых полимитовых коллекторов.

Выводы по главе 1

1) Анализ текущего состояния и особенностей разработки нефтяных месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна показал актуальность исследований, направленных на повышение эффективности искусственного заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, отличающихся, как известно, высокой глинистостью.

2) Выполнен анализ основных технологий заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов. Из-за ограниченности ресурса попутных пластовых вод традиционным для месторождений Западной Сибири остается закачка в пласт пресной или сеноманской воды для поддержания пластового давления. Но результаты исследований показали, что взаимодействие породообразующих глинистых минералов с менее минерализованными водами, чем пластовая, такими как сеноманская или пресная, приводит к их набуханию и, как следствие, к снижению проницаемости пород коллекторов.

3) Повысить эффективность искусственного заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов можно путем закачки в пласт водных растворов специально подобранных многофункциональных ПАВ, способных, помимо улучшения нефтевытесняющих свойств воды и реологических свойств нефти, снижать интенсивность набухания глин в составе пород коллекторов. Результаты анализа позволили выделить основные недостатки традиционно используемых при заводнении нефтяных месторождений типов вод и растворов ПАВ и сформулировать основные требования к разрабатываемому составу ПАВ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.

2. РАЗРАБОТКА СОСТАВА ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

2.1 Обоснование выбора компонентов состава ПАВ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов

Выбор ПАВ (из широкого спектра известных реагентов) для системы заводнения (системы ППД) конкретного месторождения является непростой задачей. До сих пор не существует единой системы критериев, по которой можно сделать однозначные выводы об эффективности и области применения того или иного реагента. В справочнике [55] приводятся следующие возможности оценки действия растворов ПАВ: непосредственная оценка действия; использование критериев, основанных на качественных представлениях, например, гидрофильно-липофильный баланс; использование физико-химических показателей эффективности.

С практической точки зрения, в первую очередь необходимо, чтобы раствор ПАВ оказывал влияние на процессы смачивания пород-коллекторов и обладал нефтеотмывающими способностями. Для выполнения этих условий необходимо, чтобы растворы ПАВ могли участвовать в диспергации гетерогенных систем, в процессах образования или разрушения гидрофобизирующих пленок, а также обладали стабилизирующим или же наоборот дестабилизирующим свойствами. Оценить эффективность этих действий можно по физико-химическим показателям, таким как: $\Delta\sigma$ – изменение поверхностного натяжения, $KKM_{(C_p)}$ – критическая концентрация мицеллообразования, $\frac{\Delta\sigma}{C_p}$ – максимальный удельный эффект, $\Delta\cos\theta$ – изменение косинуса угла смачивания, Γ – адсорбция, W – работа адсорбции, $K_{уст}$ – коэффициент устойчивости системы, S_{∞} – максимальная поверхность, которую может стабилизировать ПАВ и в каких концентрационных пределах. Представленные показатели определяются экспериментально, а прочие характеристики рассчитываются с помощью этих.

По мнению исследователей [56, 57, 58], эффективный ПАВ должен удовлетворять следующим требованиям:

- растворяться в пластовой воде;
- снижать межфазное натяжение на границе раздела фаз «вода – нефть»;
- иметь минимальную адсорбцию;
- полностью не терять свою активность при контакте с флюидами, поверхностями скважинного оборудования;
- предотвращать набухание глинистых пород;
- быть доступным;
- быть экологически безопасным.

В отечественной и зарубежной практике искусственного заводнения нефтяных коллекторов широкое применение получили неионогенные ПАВ, наиболее полно отвечающие этим требованиям. Кроме того, как показали исследования [59], неионогенные ПАВ способны диффундировать в нефть из закачиваемых в пласт водных растворов, оказывая диспергирующее действие на основные структурообразующие компоненты нефти – асфальтены, вследствие чего улучшаются ее реологические и фильтрационные свойства. Однако, неионогенные ПАВ заметно уступают катионным ПАВ в способности предотвращать набухание глинистых минералов.

В работе [60] механизм действия ПАВ на глинистые минералы описывается следующим образом. Неионогенные (НПАВ) и анионные (АПАВ) поверхностно-активные вещества препятствуют адсорбции молекул воды на поверхности глинистых минералов и их попаданию в межпакетное пространство глин. Но после промывки пресной водой активность глин восстанавливается. Катионные ПАВ (КПАВ) действуют по-другому. У них адсорбция происходит как на внешней базальной поверхности, так и в межпакетном пространстве глинистого минерала, что приводит к модифицированию поверхности глины. Прочность связи с глинистыми минералами у КПАВ значительно выше, чем у двух других

видов ПАВ. При этом последующие многократные промывки пресной водой дают лишь частичную десорбцию катионов [60].

Применение сочетаний двух или нескольких ПАВ позволяет изменить или расширить качественные показатели и свойства итоговой композиции. Смеси, по сравнению с индивидуальными ПАВ, часто оказываются эффективнее при снижении поверхностного и межфазного натяжения. Большинство исследователей связывает это с наличием специфических взаимодействий между молекулами или ионами различной природы [46]. И эти взаимодействия могут, как усиливать (синергизм), так и ослаблять (антагонизм) действие смеси на границах раздела фаз.

Анионоактивные ПАВ обладают максимальной способностью снижать межфазное натяжение, но их использование с пластовыми водами сопряжено с рядом трудностей, а именно они вступают в реакцию с минералами, содержащимися в пластовых водах, что приводит к выпадению осадков, а значит к околматации низкопроницаемых коллекторов.

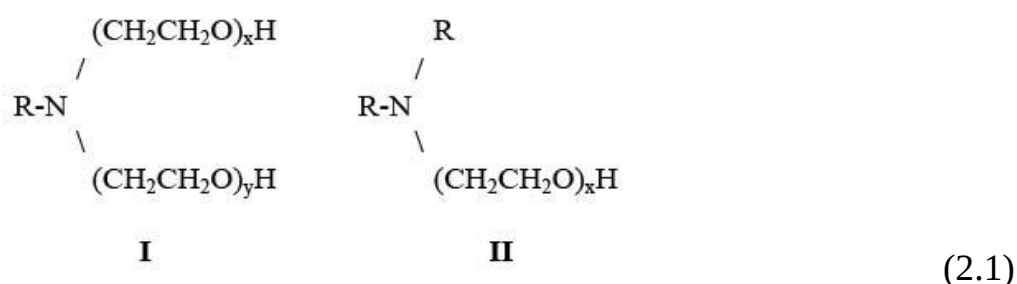
Неионогенные ПАВ, как правило, не вступают в реакцию с солями пластовых вод и не теряют свою поверхностную активность. Благодаря этому свойству они получили большое распространение в нефтедобывающей промышленности. ПАВ такого типа эффективно снижают межфазное натяжение. Величина ККМ неионогенных ПАВ, по сравнению с ионными, как правило, на два порядка меньше [62].

Из выше отмеченного можно сделать вывод о том, что для повышения эффективности заводнения низкопроницаемых глинистых коллекторов необходимо использовать добавление к закачиваемой воде композиции ПАВ двух видов – НПАВ и КПАВ, способной одновременно снижать межфазное натяжение на границе раздела фаз в системе «нефть – вода» и предотвращать гидратацию глинистых минералов.

Катионные ПАВ делятся на две большие группы: азотосодержащие соединения и не содержащие азот. К первым относятся, в том числе, и соли аминов. На их основе существует реагент, выпускаемый в России по ТУ 2482-003-

04706205-2004 под товарным названием КАТАПАВ, представляющий собой алкилдиметилбензиламмоний хлорид. Алкилбензилдиметиламмоний хлориды предназначены для использования в качестве активной основы в производстве дезинфицирующих средств широкого назначения, в составах для обработки воды, в качестве функциональных добавок в производстве технических моющих средств, а также в составах для нефтегазодобычи, в качестве биоцидов сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), гидрофобизаторов, ингибиторов коррозии. Данный реагент широко доступен на рынке. По ТУ этот реагент не совместим с анионными ПАВ и их запрещено использовать вместе, следовательно, необходимо проверить совместимость реагента с НПАВ [61].

В качестве НПАВ мы выбрали также азотосодержащие соединения, подходящие по всем вышеперечисленным пунктам. В результате нами был выбран реагент под условным названием НГ-2. Он эффективно снижает межфазное натяжение на границе «нефть-вода», а также является ингибитором коррозии [18]. Это вещество представляет собой оксиэтилированные амины на основе жирных кислот $C_{10} - C_{17}$, содержащие 6-15 групп (CH_2CH_2O) . В качестве оксиэтилированных аминов на основе жирных кислот реагент содержит первичные или вторичные моноамины жирных кислот общей формулы:



где R - углеводородный радикал $C_{10}-C_{17}$; $x+y=6 - 15$ [55].

Эти продукты выпускаются под названием Ethomeen C, Ethomeen T, Lutensol FA, Mazeen C, Araphen K [63].

Этоксифицированные амины в кислых средах протонируются и проявляют антикоррозионные, антистатические, бактерицидные и другие свойства, характерные для катионных поверхностно-активных веществ. Продукты

характеризуются высокой устойчивостью к разложению в кислых и щелочных средах. Полиэфирная цепь этоксилированных аминов придает ПАВ устойчивость к электролитам и повышенную водорастворимость за счет появления водородных связей между водой и эфирным атомом кислорода [55]. Поэтому предполагается совместимость этоксилированного амина (НПАВ) и алкилбензилдиметиламмонийного хлорида (КПАВ). В большинстве случаев в хорошо подобранной системе ПАВ (смеси) между компонентами возникает синергетический эффект. Синергизм в смесях ПАВ проявляется в улучшении свойств смеси [64].

На величину ККМ может оказывать влияние множество факторов. Определяющим является природа ПАВ, а именно соотношение их гидрофобных и гидрофильных свойств. Критическая концентрация мицеллообразования ПАВ, как правило, значительно уменьшается при добавлении соли. Это связано с экранированием электростатического отталкивания между концевыми группами (головами) ПАВ растворенными электролитами. В результате ПАВ становятся в большей степени гидрофобными. Наблюдаемое увеличение гидрофобного взаимодействия ПАВ приводит к их агрегации при более низких концентрациях [62]. А реагент КАТАПАВ в данном случае и является солью (алкилдиметилбензиламмоний хлорид), влияние которой приводит к снижению ККМ.

2.2 Исследование влияния компонентов состава ПАВ на межфазное натяжение на границе «дистиллированная вода-керосин»

Чтобы оценить эффективность полученной смеси ПАВ, определяли величину межфазного натяжения как для её компонентов отдельно, так и для смеси в целом, а также сравнили полученные данные с рядом наиболее известных и применяемых на промысле ПАВ.

Методика исследований

Межфазное натяжение определяли с помощью автоматизированного прибора для измерения поверхностного/межфазного натяжения EASYDROP (система анализа формы капли), с помощью чего были построены графики экспериментальных зависимостей межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – керосин» от массовой концентрации реагентов в воде. Определение оптимальной концентрации ПАВ проводится согласно ГОСТ 29232-91 «Определение критической концентрации мицеллообразования» [65]. Методика позволяет определить критическую концентрацию мицеллообразования (ККМ) по перегибу на графике зависимости межфазного натяжения от натурального логарифма массовой концентрации ПАВ в растворе.

Для экспериментов готовили водные растворы ПАВ концентрацией от 0,01% до 10%, которые затем помещались в шприц, который закреплялся в установке. Из шприца капли жидкости выдавливались в кювету с керосином. С помощью компьютерной программы DSA-209 этот процесс, предварительно записанный в видеофайл, обрабатывался следующим образом. Программа рассчитывала не менее 6 значений межфазного натяжения, далее из них удаляли максимальное и минимальное значения. Из оставшихся значений определяли среднее арифметическое. Далее из этих средних значений строили график зависимости межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – керосин» в зависимости от массовой концентрации ПАВ в воде.

Результаты исследований

На рисунке 2.1 представлены графики экспериментальных зависимостей межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – керосин» от массовой концентрации реагентов (ПАВ) в воде. Помимо выше перечисленных реагентов НГ-2 и КАТАПАВ на графиках представлены зависимости для следующих веществ.

Неонол АФ 9-6 – оксиэтилированный моноалкилфенол на основе тримеров пропилена является высокоэффективным неионогенным поверхностно-активным

веществом. Изготавливается по ТУ 2483-077-05766801-98. Используется при заводнении нефтяных пластов для интенсификации нефтедобычи [66].

Гидрофобизатор НГ-1 (ТУ 229-002-22650721-2002) представляет собой по составу смесь продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот с растворителями и добавками. Гидрофобизатор предназначен для обработки призабойной зоны пластов с целью ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пластов [67].

Смачиватель ОП-10 (ГОСТ 8433-81 «Вещества вспомогательные ОП-7 и ОП-10») - неионогенное поверхностно-активное вещество, представляет собой продукт обработки смеси моно - и диалкилфенолов окисью этилена. Применяется в качестве смачивающего и эмульгирующего поверхностно-активного вещества в различных технологических процессах [68].

«Нефтенол МЛ» - универсальный ПАВ для очистки призабойной зоны и отмыва асфальто-смолистых и парафинистых отложений. Выпускается по ТУ2481-056-17197708-00. Продукт представляет собой композицию неионогенных и анионактивных веществ с модификаторами [69].

Сульфонол – натриевая соль алкилбензолсульфокислоты. Сульфонол марки "технический" предназначен для применения в нефтегазодобывающей промышленности для увеличения отдачи пластов, а также в других отраслях промышленности в качестве поверхностно-активного вещества. Выпускается по ТУ 2481-135-07510508-2007 сульфонол порошок [70].

Гидрофобизатор ГФ-15 (ТУ 2458-014-92627037-2012) используется в нефтедобывающей промышленности и применяется для устранения причин преждевременного обводнения, для изменения смачиваемости поверхности породы [71].

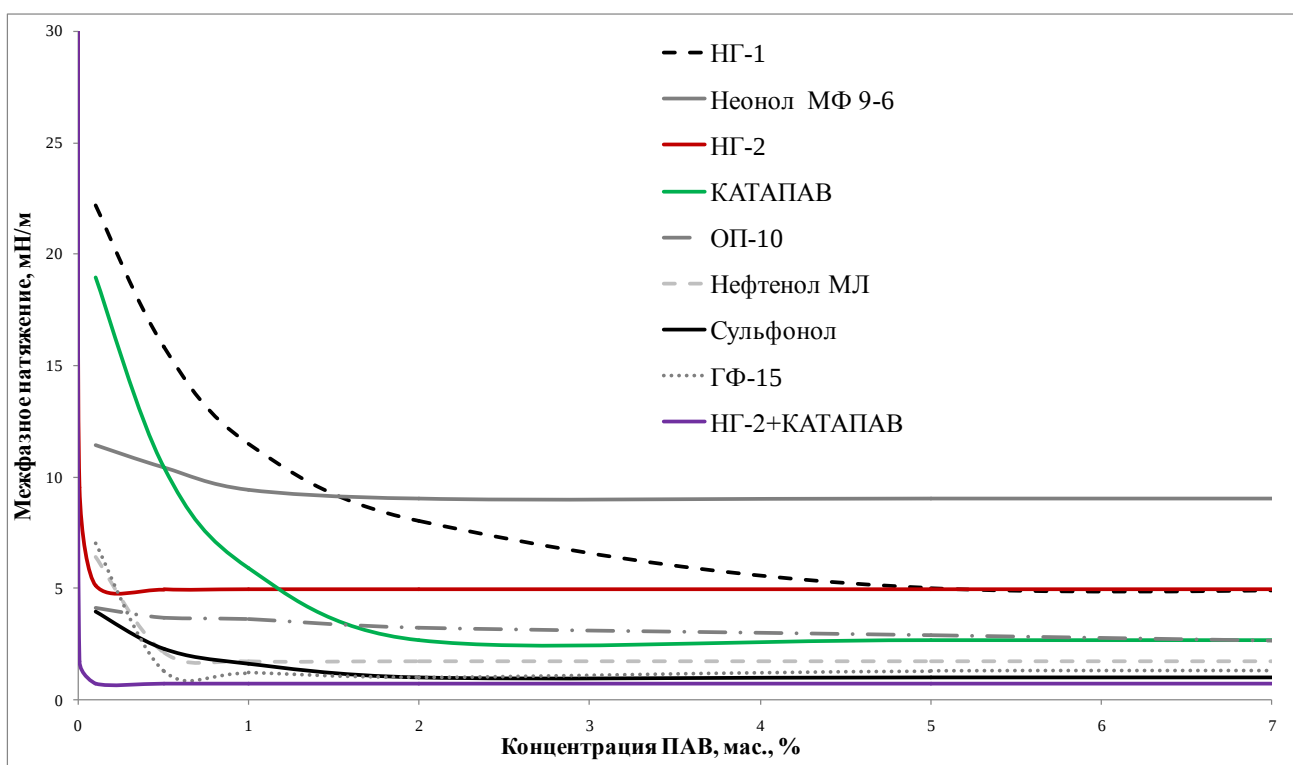


Рисунок 2.1– Изотермы межфазного натяжения растворов ПАВ с керосином

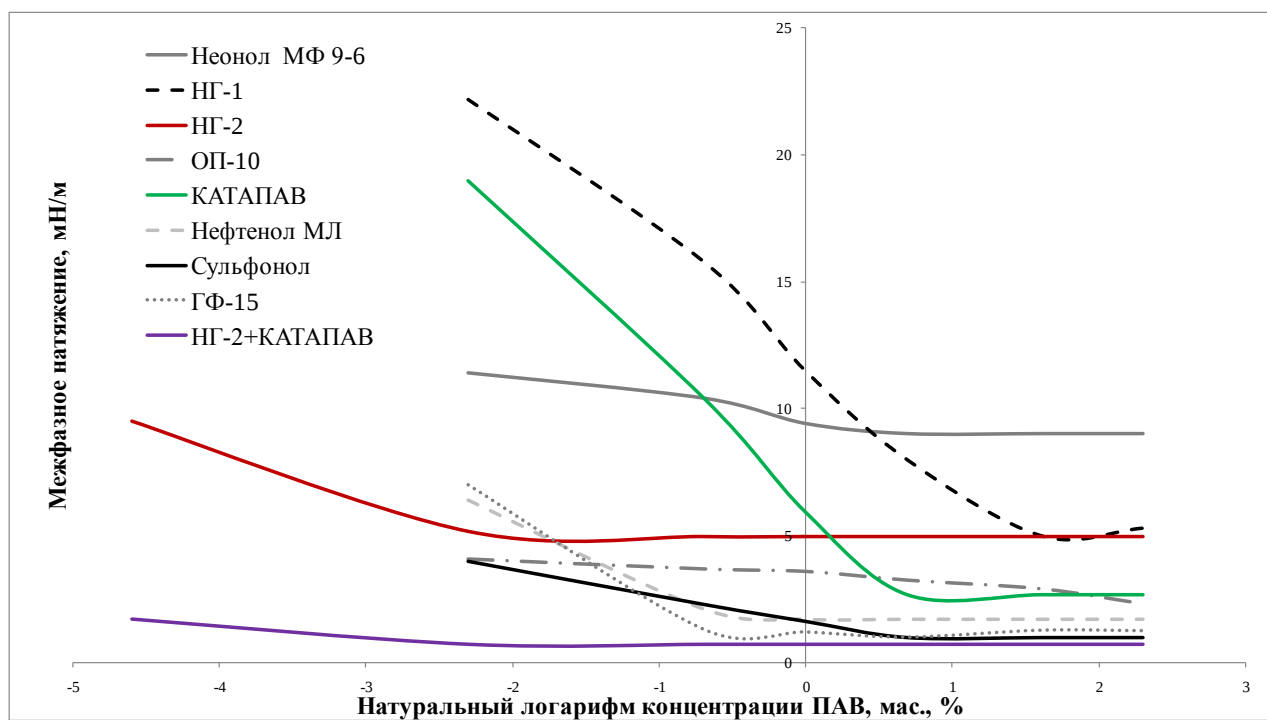


Рисунок 2.2 – Изотермы межфазного натяжения растворов ПАВ с керосином в полулогарифмических координатах

Из графиков видно, что с ростом концентрации ПАВ в воде межфазное натяжение на границе раздела фаз снижается. При этом оказалось, что для реагента НГ-2 ККМ в 20 раз ниже, чем для КАТАПАВ (0,1% и 2%), но, в тоже

время, КАТАПАВ снижает межфазное натяжение сильнее. В смеси реагенты НГ-2 (НПАВ) и КАТАПАВ (КПАВ) проявили синергетические свойства: их совместная ККМ оказалась в 2 раз ниже, чем ККМ для НГ-2 (0,05% и 0,1%), а величина межфазного натяжения в случае добавления смеси реагентов оказалась ниже, чем при раздельном добавлении компонентов этой смеси (в 7 и 3,8 раза соответственно, по сравнению с НГ-2 и КАТАПАВ).

В таблице 2.1 приведены результаты определения межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – керосин» для различных сочетаний НГ-2 и КАТАПАВ. Из таблицы видно, что оптимальная концентрация для КПАВ – 0,1% масс., а для НПАВ от 0,01 до 0,1% масс.

Таблица 2.1 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации реагентов НПАВ и КПАВ, % масс.

НПАВ,% КПАВ,%	0,005	0,01	0,05	0,1	0,25
0,01	9	4,5	3	3	3
0,1	3,4	1,7	0,7	0,7	0,7
0,25	3,4	1,7	0,7	0,7	0,7
0,5	3,4	1,7	0,7	0,7	0,7
1	3,4	1,7	0,7	0,7	0,7

Для смешивания КПАВ и НПАВ были выбраны их массовые концентрации 0,1% и 0,01% соответственно. В смеси реагенты проявили синергетические свойства, и их совместная ККМ оказалась в 2 раз ниже, чем ККМ для НПАВ (0,05% и 0,1%), при этом величина межфазного натяжения ниже по сравнению с НПАВ более чем в 7 раз, по сравнению с КПАВ в 3,8 раз и с другими ПАВ, которые были проанализированы.

Полученные данные показывают, что добавка в дистиллированную воду разработанной композиции ПАВ приводит к снижению поверхностного натяжения. Поверхностное натяжение на границе «водный раствор ПАВ – нефть» в 17 раз ниже, чем на границе «вода – нефть».

2.3 Исследование влияния компонентов состава ПАВ на величину глинонабухания

Методика исследования

Для определения влияния компонентов состава, а также разработанной смеси в целом на величину глинонабухания были проведены эксперименты двух видов.

Первые эксперименты проводились на приборе Жигача-Ярова [47] (рисунок 2.3) согласно СТО Газпром 2-3.2-020-2005 [72]. Этот прибор определяет коэффициент набухания сухой глины (глинопорошка) в исследуемой жидкости, определяя изменение объема глинопорошка по мере его набухания.

Для корректности измерений глина должна быть просушена, до приобретения постоянной массы, а также измельчена, лишена комков и крупных включений (до размера частиц, проходящих через сито с сеткой № 0,1). Для достижения более точного результата, измерения целесообразно проводить не менее чем на двух приборах Жигача-Ярова параллельно.

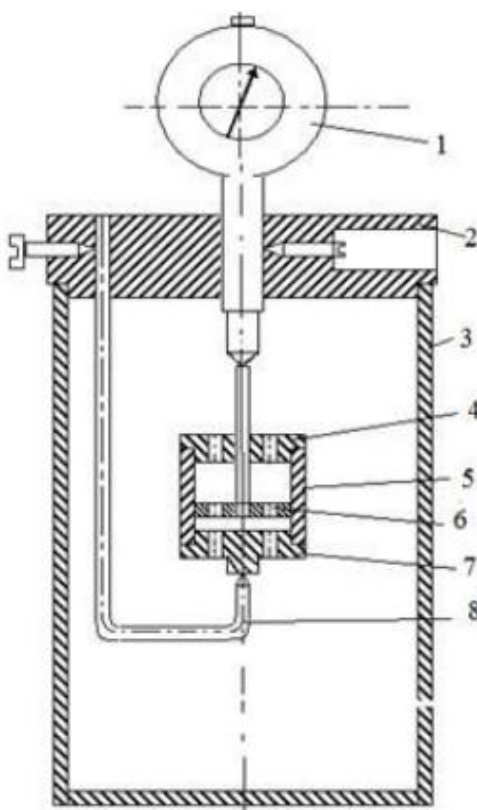


Рисунок 2.3 – Схема прибора Жигача-Ярова [47]

1 – индикатор; 2 – крышка прибора; 3- стакан; 4 – крышка цилиндра; 5 – цилиндр;
6 – поршень; 7 – дно цилиндра; 8 - скобка

Перед проведением эксперимента на дно каждого цилиндра укладываются кружки фильтровальной бумаги, установленного диаметра 24,8 мм, а для уплотнения бумаги устанавливают поршень и крышку. Движением скобы индикатор устанавливается в нулевое положение, а после помещения в мерное устройство цилиндра, снимают показание индикатора до 0,01 мм, которое соответствует незаряженному прибору. Значение фиксируют. Далее между кружкой фильтровальной бумаги помещают навеску глинопорошка, масса которого составляет 1 грамм. При установке цилиндра в мерное устройство, глину уплотняют с помощью ручного пресса, контролируя степень уплотнения по индикатору (до получения стабильных показателей).

Во время проведения эксперимента стакан заполняют исследуемой жидкостью, далее в него помещают мерное устройство с установленным в него цилиндром. Жидкости в стакане должно быть столько, чтобы её уровень был на 1-1,5 см выше поршня. В дне цилиндра есть отверстия, через которые жидкость и поднимается к пробе глинопорошка, через фильтровальную бумагу. Воздух постепенно вытесняется и происходит смачивание всего слоя. Время начала смачивания – это и есть время начала эксперимента, оно фиксируется как рывок стрелки индикатора. Таким образом, в процессе фиксируются значения индикатора с точностью до 0,01 мм через 1, 3, 5, 10, 20, 25, 30 мин, затем через 1, 2, 3, 4, 5, 6 ч и через 1, 2, 3, 4, 5, 6 суток.

Коэффициент набухания глины или глинопорошка определяют по формуле, рассмотренной в разделе 1.5.

В ходе первого этапа эксперимента определяли коэффициент глинонабухания для НПАВ, КПАВ и для разработанной композиции.

На втором этапе использовались более точные методы, чтобы оценить влияние разработанной смеси ПАВ на обратимость процесса глинонабухания и определить размер глинистых частиц. Для этого в Центре коллективного пользования Горного университета проводились исследования с помощью универсального лазерного анализатора размера частиц LA-950 (лазерный гранулометр). Принцип его работы основан на рассеянии и детектировании

отраженного/преломленного лазерного света, красного и синего спектров (650 и 405 нм), в соответствии с ISO 13320-1.

Измерения и гранулометрический анализ осуществлялись по ГОСТ Р 8.777-2011 «Дисперсный состав аэрозолей и взвесей. Определение размеров частиц по дифракции лазерного излучения» [73].

Метод измерений основан на измерении интенсивности углового рассеяния плоской монохроматической электромагнитной волны на частицах аэрозоля или взвеси. На основе индикатрисы рассеяния, регистрируемой многоэлементным фотоприемным устройством, решением обратной задачи рассеяния для моделей частиц сферической формы определяют средний размер частиц и счетную концентрацию. В зависимости от размера частиц, индикатриса рассеяния изменяется, причем, чем меньше размеры частиц, тем более симметричным становится рассеяние под углами 0° и 180° [73].

Результаты исследований

На рисунке 2.4 показаны результаты определения коэффициента глинонабухания на приборе Жигача-Ярова в растворе КПАВ, НПАВ, в разработанной композиции ПАВ и с пресной водой для сравнения. Как видно из графиков, $K_{наб}$ достиг своего максимального значения за первые 10 минут и составил для пресной воды - 1,26; для НПАВ - 1,2; для КПАВ - 1,13, а для разработанного состава ПАВ - 1,03. Соответственно, в чистом виде НПАВ подавляет гидратацию глин на 23%, КПАВ на 50%, а разработанный состав ПАВ - более чем на 90%.

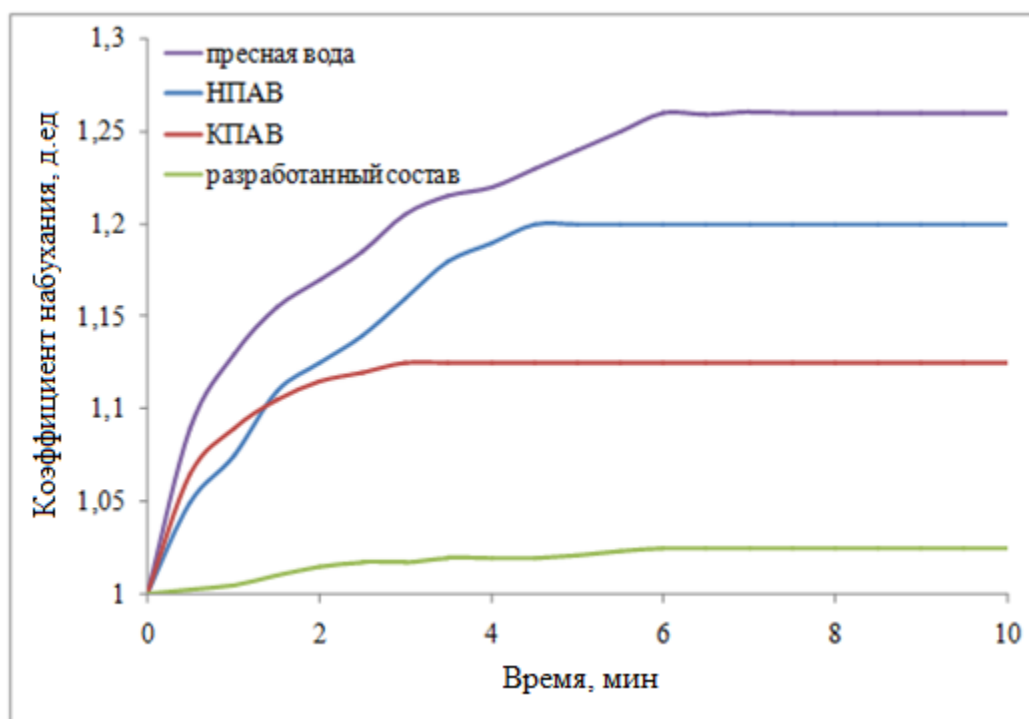


Рисунок 2.4 – Зависимость коэффициента глинонабухания от времени в разных растворах ПАВ

Для того чтобы определить оптимальную концентрацию реагентов смеси по их влиянию на величину глинонабухания были проведены дополнительные эксперименты на приборе Жигача-Ярова (результаты представлены в таблице 2.2.). Из таблицы 2.2 видно, что за оптимальную концентрацию КПАВ в смеси можно принять 0,1%. А для НПАВ концентрация от 0,01% до 0,1% является оптимальной.

Таблица 2.2 – Зависимость коэффициента глинонабухания от концентрации реагентов, масс. %

НПАВ,% КПАВ,%	0,005	0,01	0,05	0,1	0,25
0,01	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
0,1	1,24	1,03	1,03	1,03	1,03
0,25	1,24	1,03	1,03	1,03	1,03
0,5	1,24	1,03	1,03	1,03	1,03
1	1,24	1,03	1,03	1,03	1,03

Следующим этапом было более точное определение размеров глинистых частиц в составе ПАВ, разработанном на предыдущем этапе. Размер глинистых частиц определялся с помощью лазерного гранулометра. Было важно определить

несколько моментов: во-первых, на сколько в пресной воде набухает каолинит; во-вторых, насколько разработанный состав ПАВ подавляет набухание каолина и, в-третьих, является ли процесс набухания обратимым.

Результаты представлены на рисунках 2.5 – 2.8 и в таблице 2.3. На рисунках приведены интегральные и дифференциальные кривые распределения размера частиц каолинита в различных жидких средах: сразу после добавления в пресную воду (Рисунок 2.5); в пресной воде спустя 24 часа (Рисунок 2.6); в растворе разработанного состава ПАВ спустя 24 часа (Рисунок 2.7); после нахождения в пресной воде 24 часа с последующей заменой жидкости на раствор ПАВ на 24 часа (Рисунок 2.8).

В таблице 2.3 указаны параметры по результатам всех 4 опытов, а именно распределение частиц по их размеру, а также квантили объёмного распределения частиц по размерам.

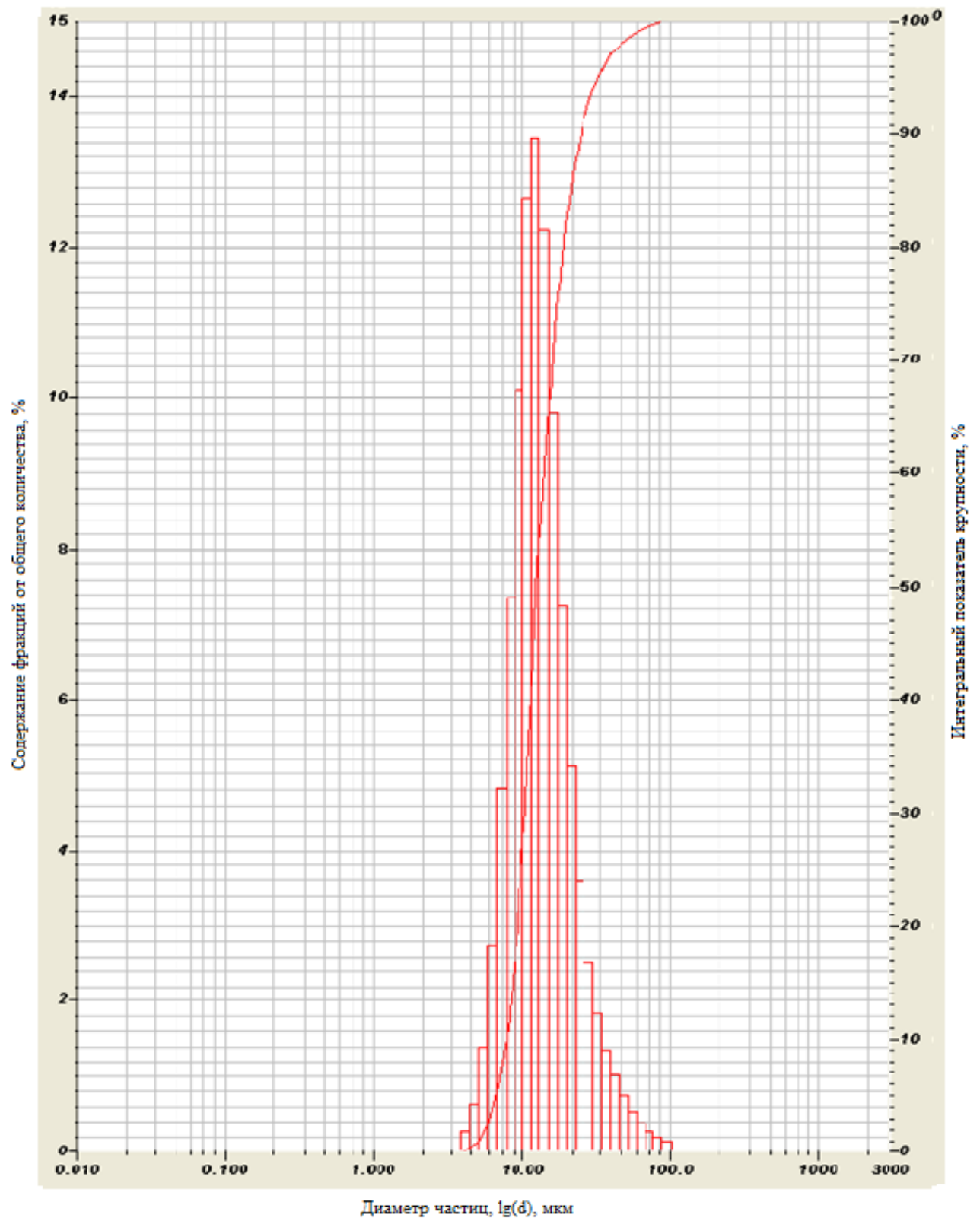


Рисунок 2.5 – Распределение частиц каолинита по диаметру в момент добавления в пресную воду

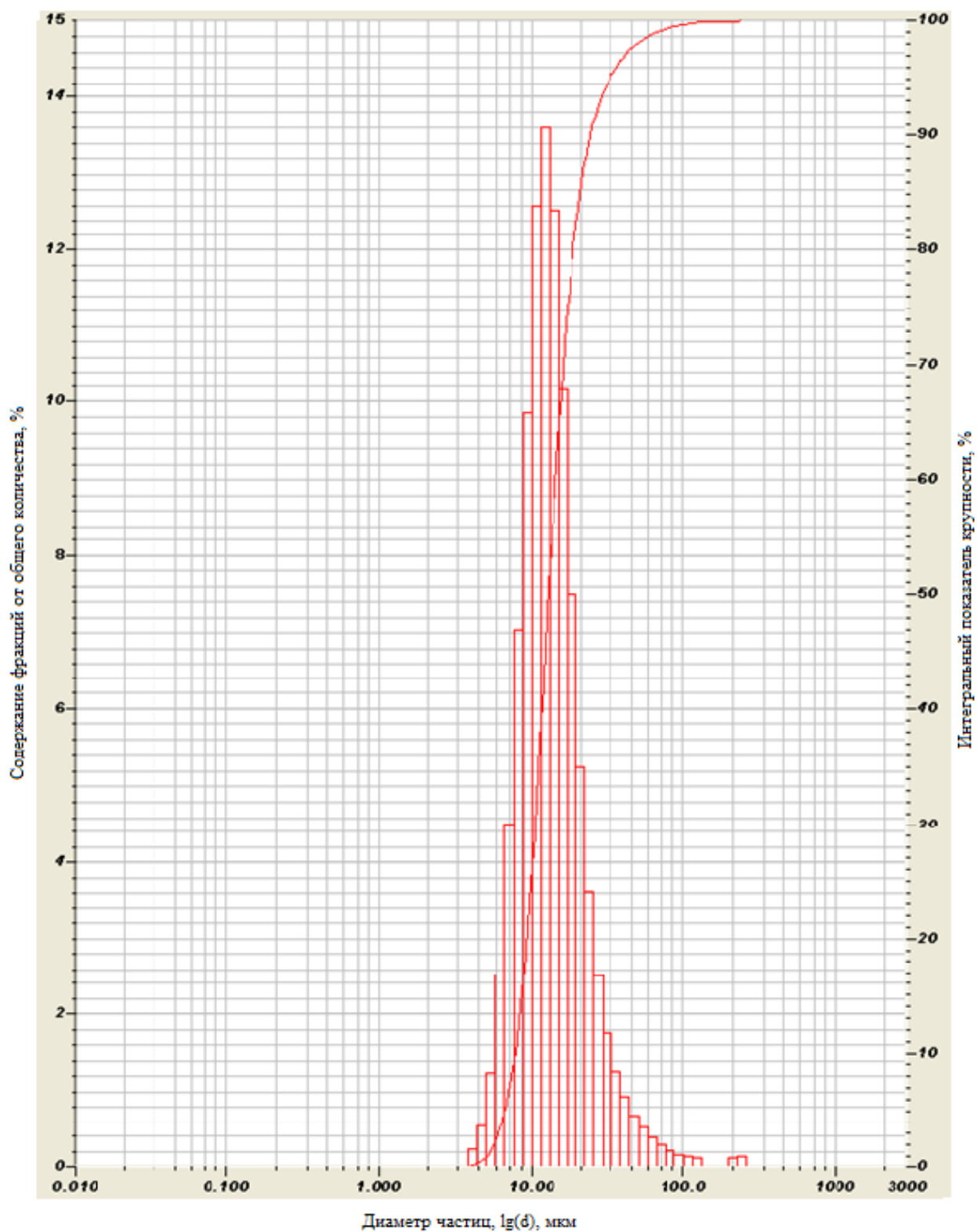


Рисунок 2.6 – Распределение частиц каолинита по диаметру в пресной воде через 24 часа с момента начала эксперимента.

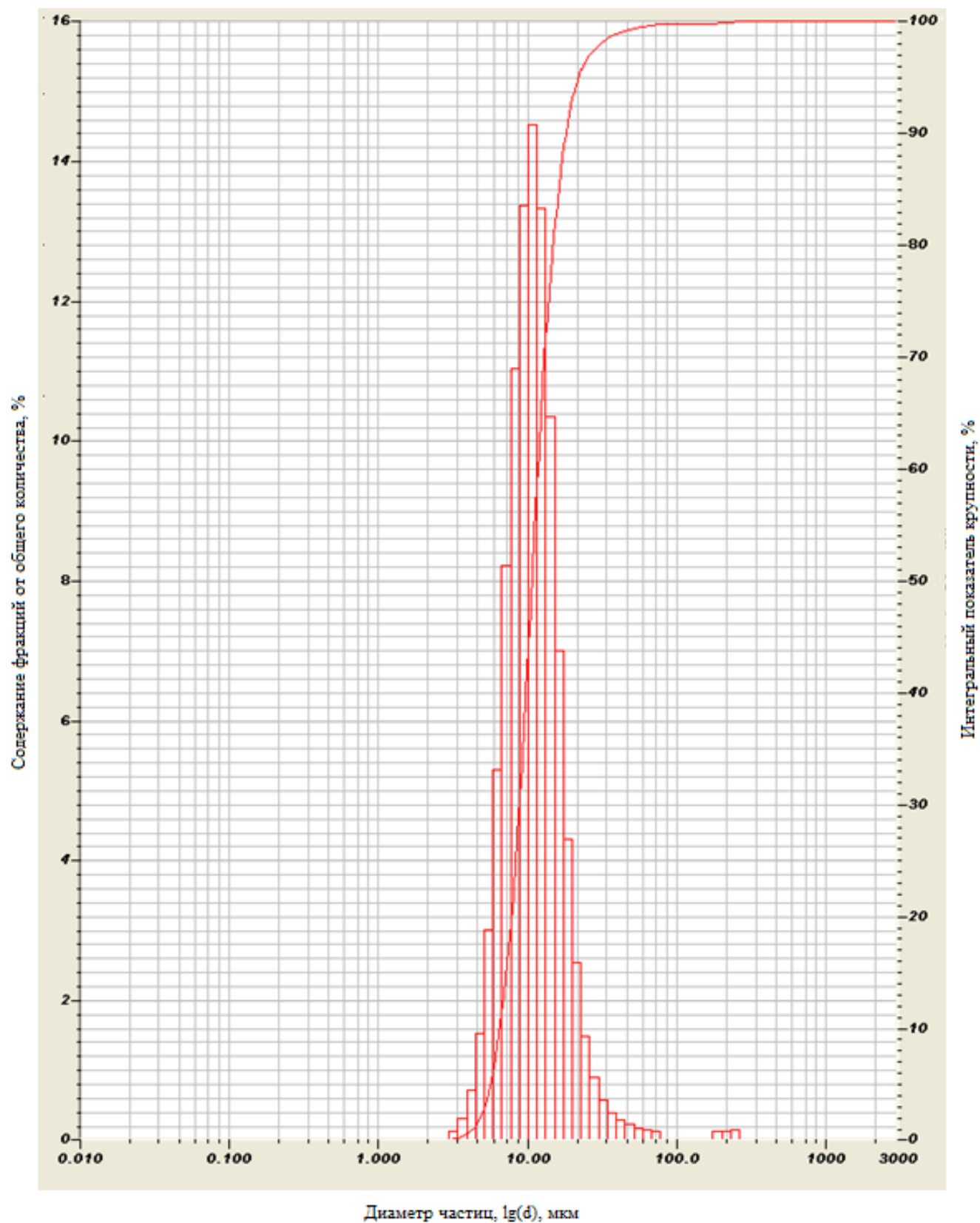


Рисунок 2.7 – Распределение частиц каолинита по диаметру в растворе ПАВ через 24 часа с момента начала эксперимента.

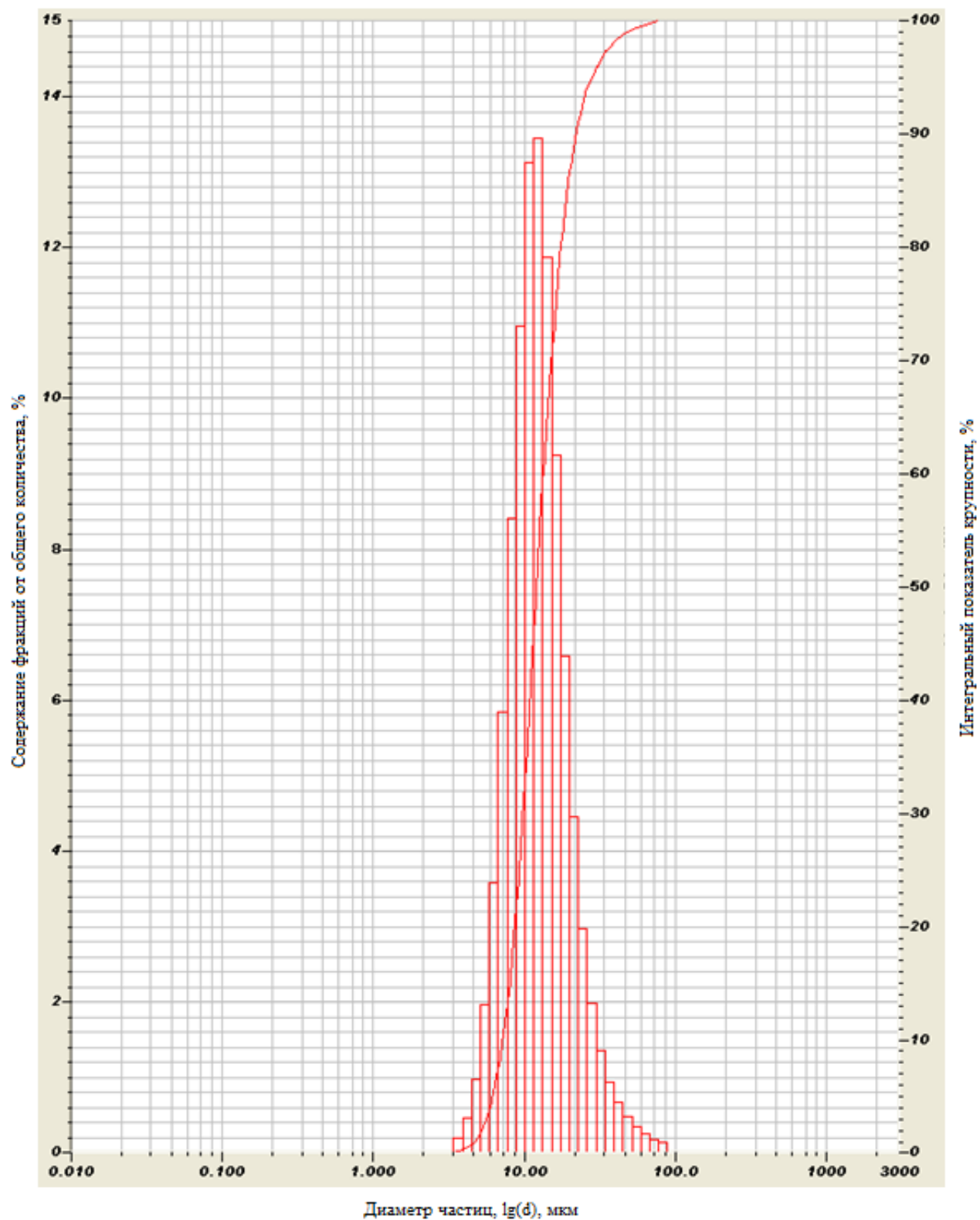


Рисунок 2.8 – Распределение частиц каолинита по диаметру при замене пресной воды через 24 часа на раствор ПАВ (через 48 часов после начала эксперимента).

Как видно из графиков, представленных на рисунках 2.5-2.8, и из таблицы 2.3, размер частиц каолинита в пресной воде значительно выше, чем в растворе ПАВ. 90% частиц в пресной воде увеличивают свой размер на 39%, в то время как в разработанном растворе ПАВ только на 0,1%. Из последней строки таблицы 2.3 видно, что раствор ПАВ приводит к обратимости процесса набухания, потому как размер уже набухших в воде частиц после взаимодействия с раствором ПАВ уменьшился, и увеличение размера по сравнению с начальным происходит только на 23%.

Таблица 2.3 – Параметры распределения частиц каолинита при взаимодействии с пресной водой и разработанным составом ПАВ

Размер частиц	Квантили распределения			Средний диаметр частиц, мкм
	10%	50%	90%	
Сухие частицы, мкм	6,5	10,7	18,1	10,7
Через 24 часа в пресной воде, мкм	7,89	13,0	25,18	14,2
Через 24 часа в растворе ПАВ, мкм	6,6	10,7	18,1	10,7
Через 24 часа в пресной воде и 24 часа после замены воды на раствор ПАВ, мкм	7,2	12,1	22,2	12,1

2.4 Определение влияния раствора ПАВ на пористость и удельную поверхность пород-коллекторов

Для оценки влияния разработанной композиции на глинистые минералы, которые находятся непосредственно в пласте, и составляют неотъемлемую часть порового пространства, с помощью методов сорбции определялись пористость и удельная поверхность образцов полимиктового песчаника после взаимодействия с пресной водой и с разработанным составом ПАВ.

Методика исследований

Пористость, удельная поверхность образцов и распределение пор по размерам определялись с помощью метода сорбции и капиллярной конденсации

газов. Наиболее употребительным адсорбатом для этих целей является азот. Исследование сорбции проводится при температуре кипения жидкого азота в диапазоне давлений от минимально возможного до давления насыщенных паров при данной температуре. В качестве прибора для измерения сорбции использовался анализатор сорбции газов NOVA 1000e фирмы Quantachrome.

Данная модель прибора совмещает в себе как установку для подготовки образцов к съемке (станция дегазации), так и измерительную часть (станция съемки). Станция дегазации снабжена двумя нагревательными оболочками, позволяющими проводить дегазацию при температурах от комнатной до 450° С, а также набором дополнительных приспособлений для активации поверхности образца в токе газа – адсорбата.

При определении адсорбции паров и газов, можно получить информацию о пористости твердых тел и её структуре и об удельной поверхности. В зависимости от площади поверхности тела и от его пористости, твердые тела могут поглощать большее или меньшее количество газа. Также количество газа, которое твердые тела могут поглощать, зависит от свойств и природы газа и от материала самого тела.

Международный союз по теоретической и прикладной химии (IUPAC) утвердил классификацию пор по размерам, которая выражается в изотермах адсорбции, соответствующих характерным адсорбционным свойствам для каждого интервала размеров пор. По данной классификации микропоры – это поры, размер которых меньше 2 нм; макропоры – более 50 нм; поры, размер которых от 2 до 50 нм называются мезопоры [74].

Процессы адсорбции, протекающие в разных по размерам порах также различны. Например, в мезопорах возникает капиллярная конденсация, это можно заметить по петле гистерезиса на изотермах. А в микропорах, при прочих равных условиях, величина адсорбции больше, потому что из-за близкого расположения стенок пор относительно друг друга, потенциал взаимодействия с адсорбированными молекулами также выше. Для макропор точность

определения их диаметра напрямую связана с точностью определения давления, потому что их диаметр соответствует давлению около $P/P_0 = 1$.

Результаты исследований

Исследования по определению пористости низкопроницаемых полимиктовых коллекторов проводились на нескольких образцах. Первый – керн проэкстрагированного образца, второй – керн, предварительно насыщенный пресной водой, а третий – предварительно насыщенный разработанным составом ПАВ. Второй и третий образец в течение суток находились в воде или растворе ПАВ соответственно. Все образцы перед началом исследований подвергались предварительной сушке в установке NOVA 1000e на станции подготовки. На рисунках 2.9 – 2.11 и в таблице 2.4 представлены результаты измерений.

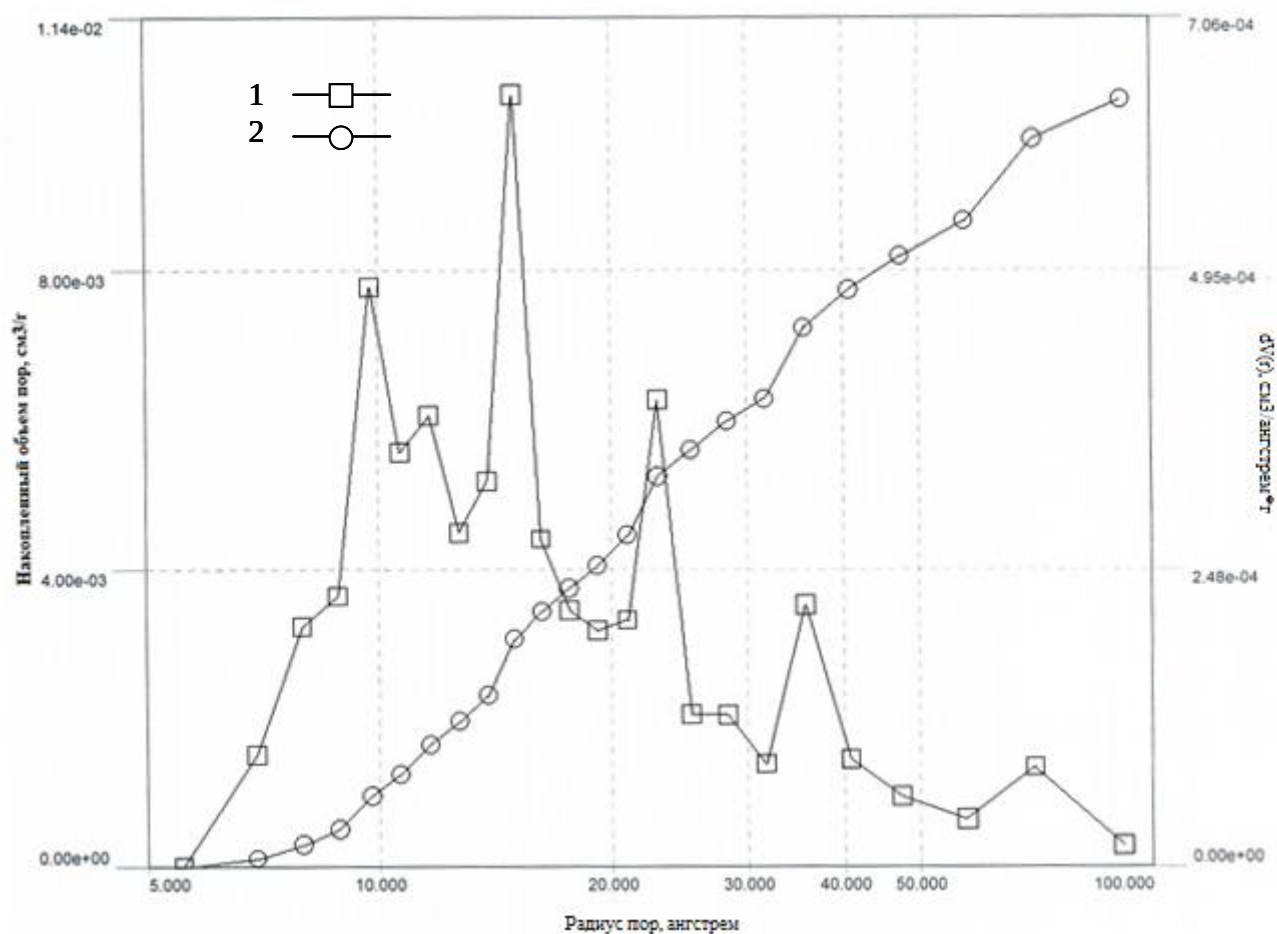


Рисунок 2.9 – Дифференциальная (1) и интегральная (2) кривые зависимости накопленного объема пор ($\text{см}^3/\text{г}$) от радиуса пор (ангстрем) сухого образца

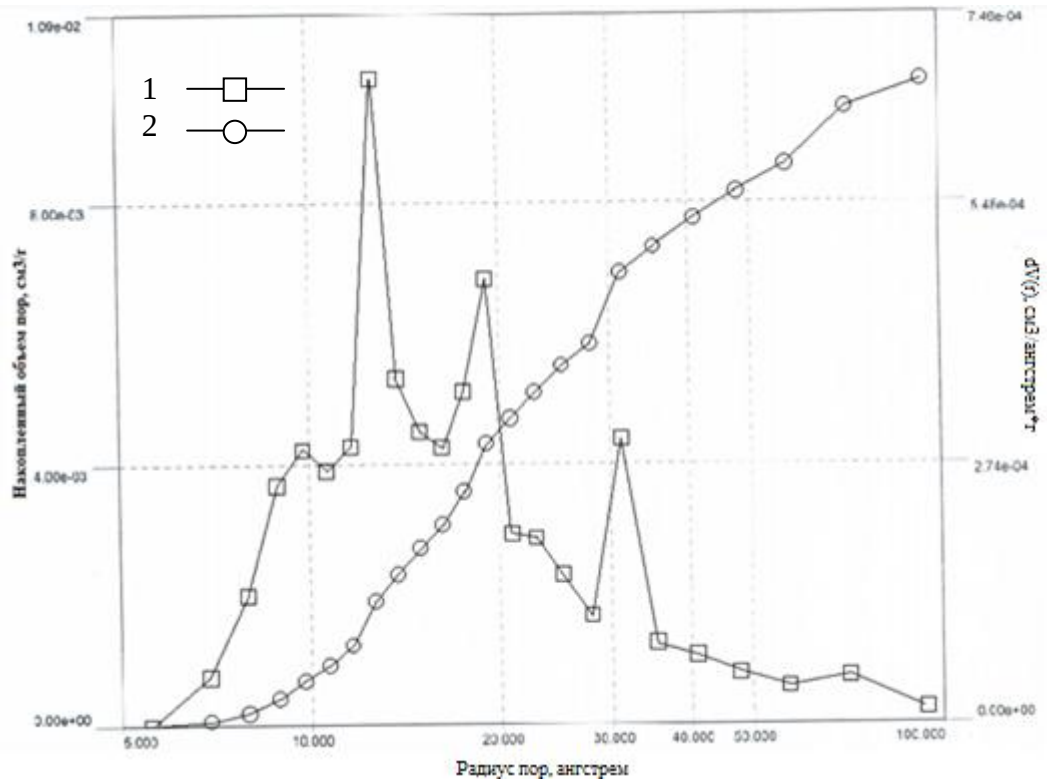


Рисунок 2.10 – Дифференциальная (1) и интегральная (2) кривые зависимости накопленного объема пор ($\text{см}^3/\text{г}$) от радиуса пор (ангстрем) при взаимодействии породы с разработанным составом ПАВ

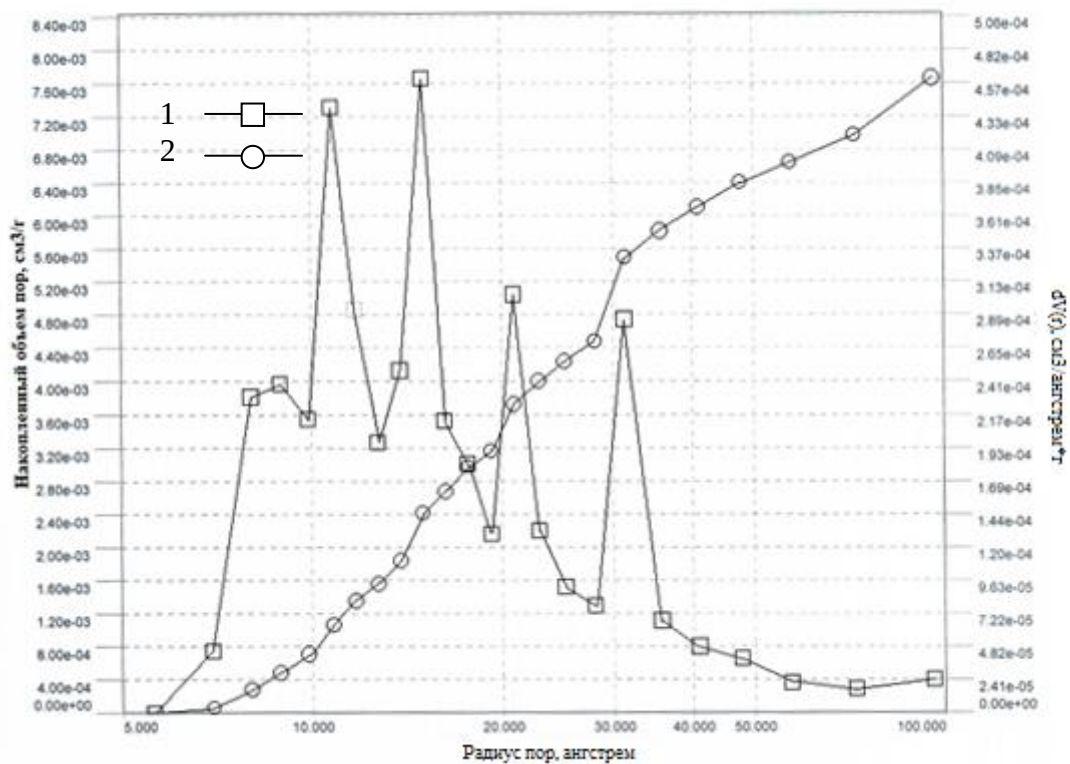


Рисунок 2.11 – Дифференциальная (1) и интегральная (2) кривые зависимости накопленного объема пор ($\text{см}^3/\text{г}$) от радиуса пор (ангстрем) при взаимодействии породы с пресной водой

То, что график распределения представляет собой тонкий пик на рисунке 2.9, говорит об узком распределении пор по размерам. Широкий пик на Рисунок 2.10 говорит о наличии в образце большого количества более крупных пор.

Таблица 2.4 – Результаты определения пористости и удельной поверхности образцов.

Средний показатель	Сухой образец	Насыщенный пресной водой	Насыщенный раствором ПАВ
Удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{г}$	9,881	7,682	9,562
Объем пор, $\text{см}^3/\text{г}$	0,010	0,008	0,010
Радиус пор, нм	1,5	1,3	1,5
Коэффициент проницаемости, мкм^2	0,006	0,003	0,006

Из таблицы 2.4 очевидно, что у образца, насыщенного пресной водой удельная поверхность имеет минимальные значения, а это значит, что именно в этих условиях породообразующие минералы имеют больший размер. А у образца, насыщенного разработанным составом ПАВ размер пор больше, чем у образца, насыщенного пресной водой. Последнее можно объяснить тем, что поверхностно-активные вещества, адсорбируясь из водного раствора ПАВ на поверхность глинистых минералов, подавляют их гидратации и, как следствие, повышается поровый объем по сравнению с образцами, насыщенными пресной водой.

По формуле 2.2 [75] полученные значения пористости и радиусов поровых каналов пересчитали в коэффициент проницаемости. Результаты этих расчетов приведены в таблице 2.4.

$$k = \frac{mr^2}{8} \quad (2.2)$$

В итоге, по рассчитанным значениям получилось, что коэффициент проницаемости при насыщении образца пресной водой в результате гидратации глин уменьшается в 2 раза. Но в результате насыщения разработанным раствором ПАВ гидратация глинистых минералов не происходит, что подтверждается данными по величине пористости и проницаемости исследованных образцов пород.

2.5 Исследования растворимости разработанного состава ПАВ

На месторождениях Западной Сибири традиционно для заводнения используют воду сеноманского горизонта или пресную, потому как ресурс воды более высокой минерализации (пластовой) ограничен. Но при взаимодействии глинистых минералов с водой минерализацией меньше, чем пластовая, происходит их гидратация, как показано в разделе 1.5. Разработанный состав ПАВ проявил себя как ингибитор глинонабухания, способный подавлять увеличение объема глин более чем на 90%. Таким образом, необходимо, чтобы разработанный состав ПАВ был растворим как в пресной, так и в сеноманской воде.

Оценка стабильности растворов проводилась как при комнатной, так и при пластовой температурах (20°C и 90°C соответственно). Раствор считался стабильным, если не наблюдалось выпадение осадка, образования пленки на поверхности или же до полного его высветления. Определение стабильности проводилось визуальным методом. Результаты исследований приведены в таблице 2.5.

Плотность измерялась с помощью плотномера DE 45 (Metler Toledo), принцип работы которого основан на определении периода колебаний U-образной трубки. Данный прибор позволяет работать с малым количеством вещества – 1-2 мл, возможно определение плотности, как жидкостей, так и газов. Измерения можно проводить при температуре от 4 до 90°C благодаря встроенному терморегулятору.

Таблица 2.5 – Результаты исследований устойчивости водных растворов ПАВ, приготовленных с использованием разработанного состава.

№ состава	Модель воды	концентрация НПАВ, %	Концентрация КПАВ, %	Плотность состава, г/см ³	Агрегативная устойчивость при 20°C, сут	Агрегативная устойчивость при 90°C, сут
1	пластовая	0,01	0,1	0,9932	>7	>7
2	пластовая	0,05		0,9933	>7	>7
3	пластовая	0,1		0,9933	>7	>7
4	сеноманская	0,01	0,1	0,9715	>7	>7
5	сеноманская	0,05		0,9715	>7	>7
6	сеноманская	0,1		0,9715	>7	>7
7	подтоварная	0,01	0,1	0,9708	>7	>7
8	подтоварная	0,05		0,9708	>7	>7
9	подтоварная	0,1		0,9709	>7	>7
10	пресная	0,01	0,1	0,9630	>7	>7
11	пресная	0,05		0,9631	>7	>7
12	пресная	0,1		0,9631	>7	>7

Как видно из таблицы, все составы с концентрацией НПАВ от 0,01% до 0,1% и с концентрацией КПАВ 0,1%, приготовленные в разной по минерализации воде, показывают свою стабильность, как при комнатной, так и при пластовой температурах.

2.6 Исследование кинетики процесса диффузии ПАВ

Один из недостатков применения растворов ПАВ – высокая адсорбция. Но, как показано в исследованиях [59], компоненты поверхностно-активных вещества из водных растворов могут адсорбироваться как на пористой поверхности горных пород, так и диффундировать в нефть.

Определение количества и концентрации вещества, диффундирующего в нефть, является важной частью правильного выбора концентрации ПАВ в растворе.

С помощью измерения межфазного натяжения на границе нефти с водным раствором ПАВ можно косвенно определить и диффузию в нефть нефтерастворимых компонентов ПАВ.

Межфазное натяжение определяли с помощью автоматизированного прибора для измерения поверхностного/межфазного натяжения EASYDROP (система анализа формы капли), с помощью полученных данных были построены графики экспериментальных зависимостей межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – нефть» от массовой концентрации реагента в воде.

Данное лабораторное исследование проводилось отдельно для НПАВ, для КПАВ и для их смеси. Для разработанной композиции ПАВ концентрация КПАВ оставалась не изменяемой – 0,1 %, а концентрация НПАВ изменялась. Исходные концентрации для НПАВ, КПАВ и для НПАВ в смеси брались одинаковые и соответствовали 0,01; 0,05; 0,1; 0,5 и 1%масс.

Для построения калибровочного графика для каждого ПАВ и определения концентраций поверхностно-активных компонентов, продиффундировавших из водных растворов в нефть, приготовили первый ряд проб – 5 водных растворов на основе исходных концентраций (рисунок 2.12).

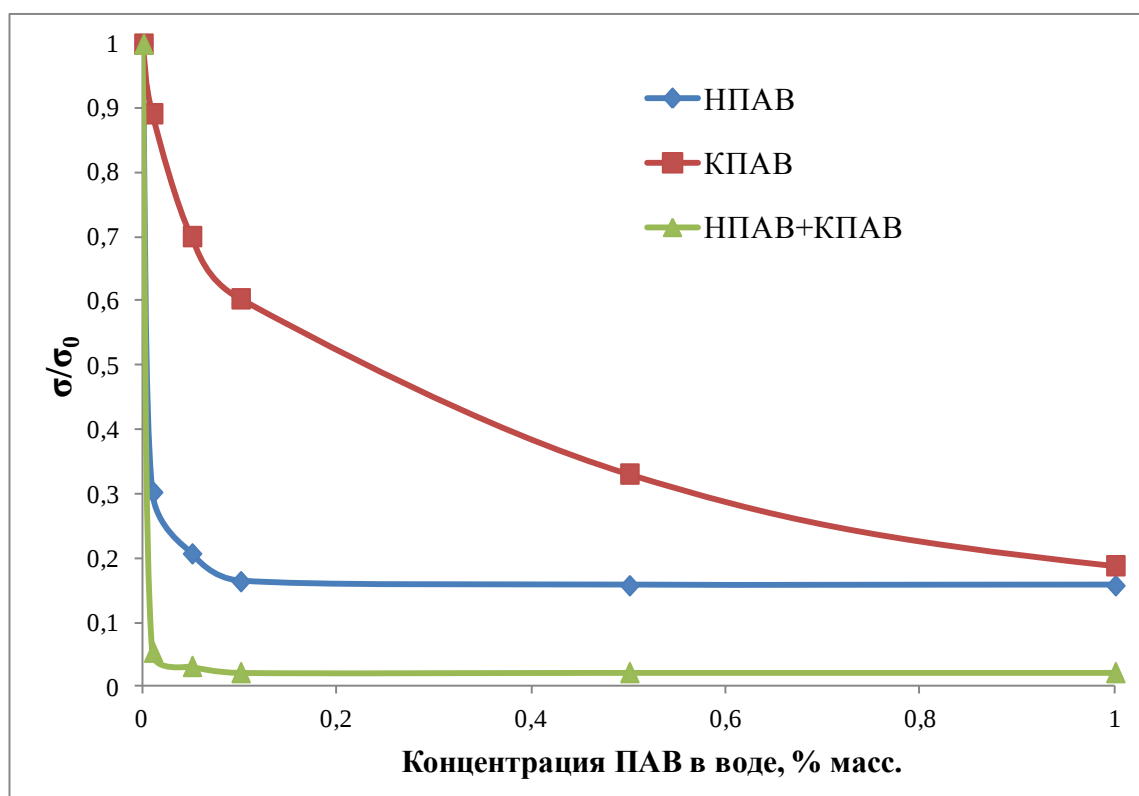


Рисунок 2.12 – Изотермы относительного межфазного натяжения водных растворов ПАВ на границе с нефтью (σ_0 – межфазное натяжение исходной нефти)

По остаточной концентрации ПАВ в воде определяли, сколько ПАВ диффундировало в нефть. Для осуществления этого приготовили шесть разнokonцентрированных растворов ПАВ в дистиллированной воде, далее к ним добавили нефть, не перемешивая. Объем нефти брали равным объему раствора ПАВ. Для того чтобы диффузия происходила равномерно по всему объёму, а также для ускорения процесса, всплывающую нефть периодически помешивали. Через 5, 10, 15 и 20 суток из растворов отбирали пробы для определения межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – нефть».

После каждого измерения определялось изменение относительного межфазного натяжения σ/σ_0 на границе дистиллированная вода – нефть. По его уменьшению определялся переход нефтерастворимых компонентов раствора ПАВ в нефть и, соответственно, рассчитывалась текущая концентрация ПАВ в нефти. Результаты представлены на рисунке 2.13.

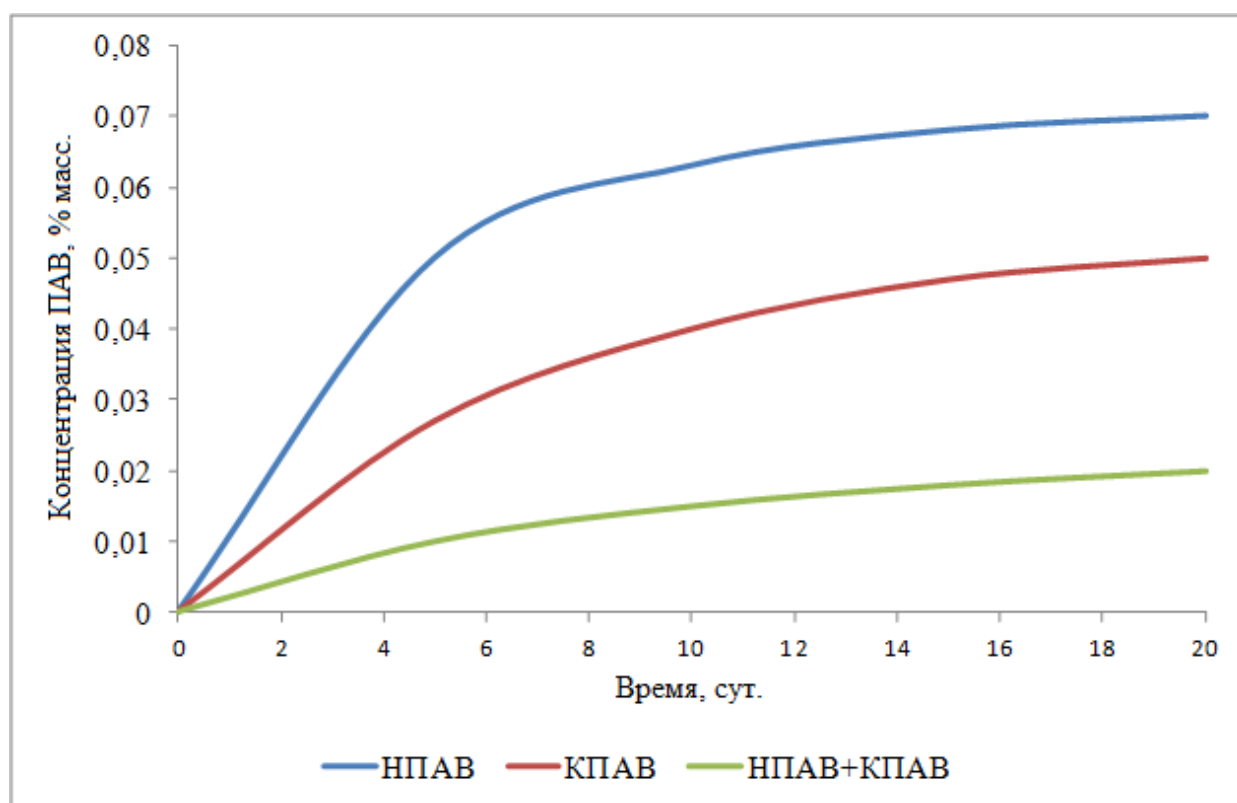


Рисунок 2.13 – Изменение концентрации нефтерастворимых компонентов ПАВ в течение процесса диффузии ПАВ из водных растворов в нефть

Таким образом, установлено, что при контакте растворов ПАВ с нефтью из всех представленных ПАВ часть активных компонентов переходит в нефть. Для разработанного состава этот показатель наименьший. Следовательно, разработанная композиция ПАВ может сохранять свою активность в течение длительного времени, а, значит, может эффективнее снижать межфазное натяжение на границе «водный раствор ПАВ – нефть».

2.7 Определение влияния ПАВ на дисперсность асфальтенов

Как известно, нефтерастворимые компоненты ПАВ, переходя из водного раствора в нефть, способны оказывать диспергирующее действие на асфальтены, содержащиеся в нефти и являющиеся её основными структурообразующими составляющими.

Насколько эффективно диффундирующие в нефть компоненты ПАВ способны изменять дисперсность асфальтенов в нефти можно оценить с помощью так называемого «капиллярного» метода, суть которого заключается в следующем. Через капилляр на фильтровальную бумагу наносятся капли нефти. Фильтр способен задержать более крупные дисперсные частицы, поэтому если пятно окрашено равномерно, агрегаты асфальтенов отсутствуют. А если в центре расплывающейся капли появляется более темный участок, это говорит о наличии асфальтеновых агрегатов в нефти. Таким образом, с помощью визуального метода контроля по изменению окраски пятна нефти на фильтровальной бумаге, можно оценить состояние асфальтенов в ней и действие различных добавок на эти асфальтены.

Коэффициент флокуляции асфальтенов позволяет качественно оценить состояние нефтяной дисперсной системы. Этот коэффициент определяется по формуле 2.6:

$$K_{\phi} = V_H / (V_H + x_{\min}), \quad (2.3)$$

где: $x_{\min}$ – минимальный объем n-гептана,; V_n – исходный объем нефти.

n-гептан – вещество, добавление которого приводит к обнаружению неравномерной (гетерогенной) окраске пятна нефти на фильтровальной бумаге.

Чем сильнее нефтерастворимые компоненты ПАВ влияют на разрушение агрегатов структурообразующих компонентов нефти – асфальтенов, тем меньше вероятность их ассоциации и тем меньше коэффициент флокуляции.

Лабораторные эксперименты, проведенные с применением капиллярного метода, показали, что добавление НПАВ и КПАВ к нефти приводит к уменьшению значения коэффициента флокуляции асфальтенов, а добавление разработанной композиции на их основе позволяет снизить коэффициент флокуляции даже при минимальных значениях.

На рисунке 2.14 представлена кривая зависимости коэффициента флокуляции асфальтенов нефти от содержания в ней ПАВ.

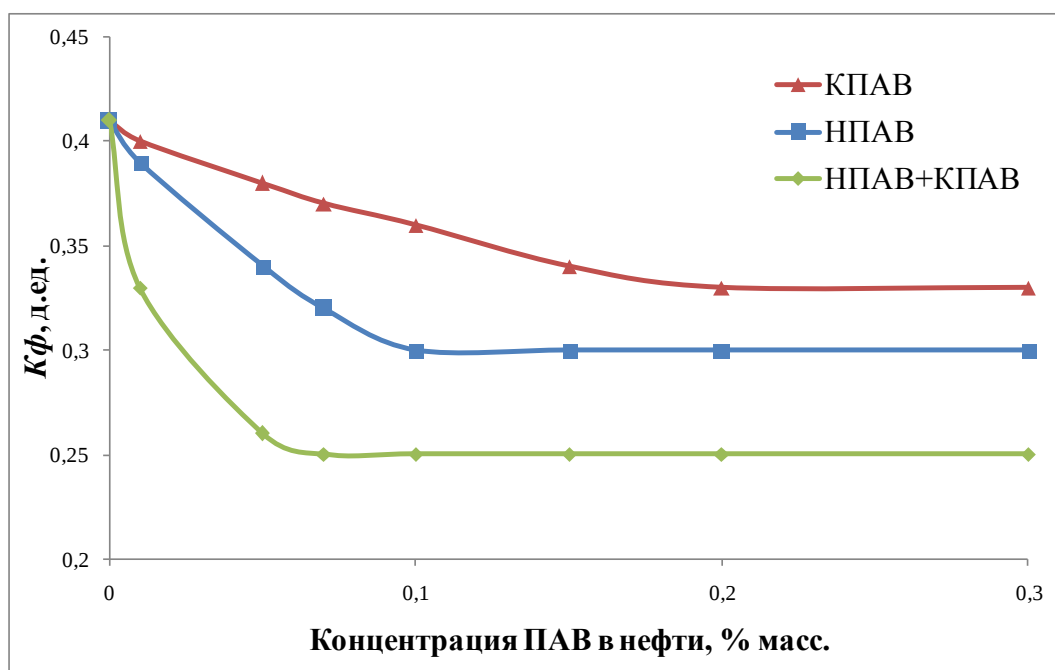


Рисунок 2.14 – Зависимость коэффициента флокуляции K_ϕ асфальтенов в нефти от содержания в ней ПАВ

На рисунке 2.14 показано, что максимальное снижение K_ϕ соответствует концентрации 0,06% масс., при которой исследуемый параметр снизился на 23,5% по сравнению с нефтью без содержания ПАВ.

Таки образом установлено, что нефтерастворимые поверхностно-активные компоненты разработанного состава ПАВ способны диффундировать из их водного раствора в нефть и оказывать диспергирующее действие на асфальтены, являющиеся, как известно [57], основными структурообразующими компонентами пластовых нефтей.

2.8 Исследование влияния состава ПАВ на процесс коррозии металла

Защита оборудования нагнетательных скважин от коррозии также является важной задачей. Необходимо, чтобы разработанный состав ПАВ не вызывал дополнительную коррозию оборудования. Определение влияния разработанного состава ПАВ на процесс коррозии металла осуществлялось с помощью метода поляризационного сопротивления. Суть метода заключается в следующем: на металл электрода при погружении в исследуемую среду воздействуют небольшим током в области линейной поляризации, при этом осуществляют внешнюю поляризацию относительно потенциала коррозии. От величины поляризационного тока и потенциала поляризации рассчитывают скорость коррозии [76].

Данный метод может быть реализован с помощью двух- или трёхэлектродного зонда. Для трёхэлектродного датчика возможно применение одного из электродов как электрода сравнения. Этот электрод изготавливается из такого же материала, как и рабочий, поэтому предполагается, что его потенциал по отношению к рабочему будет равным нулю. В ходе эксперимента нами использовался трёхэлектродный зонд, цилиндрические электроды которого были выполнены из стали (Ст 3).

В ходе нашего эксперимента была использована лабораторная установка со специальными электрохимическими коррозионными ячейками, конструкция которых позволяет обеспечить постоянное перемешивание среды, её деаэрацию, насыщение углекислым газом, постоянство объема, состава среды, термостатирование, а также герметичность. Вместе с ячейками использовался описанный выше трехэлектродный датчик, магнитная мешалка с контролем

температуры, магнитный якорь, баллон со сжатым CO_2 , регулятор расхода CO_2 . Скорость коррозии измерялась с помощью потенциостата Gill 12.

Согласно ГОСТ 2789-73 [77], рабочую поверхность электродов перед проведением каждого опыта необходимо отшлифовать и отполировать до достижения шероховатости не более 0,40 мкм, а также с помощью ацетона обезжировать.

Подготовленные таким образом электроды помещались в электрохимическую ячейку, которая была заполнена необходимым количеством раствора ПАВ. На протяжении 90 минут с помощью потенциостата контролировалось изменение скорости коррозии. Замеры проводились раз в 10 минут. Измерения длились до момента стабилизации контролируемого параметра [78].

Результаты исследований

На рисунке 2.15 показаны зависимости скорости коррозии от длительности проведения эксперимента для различных исследуемых жидкостей.

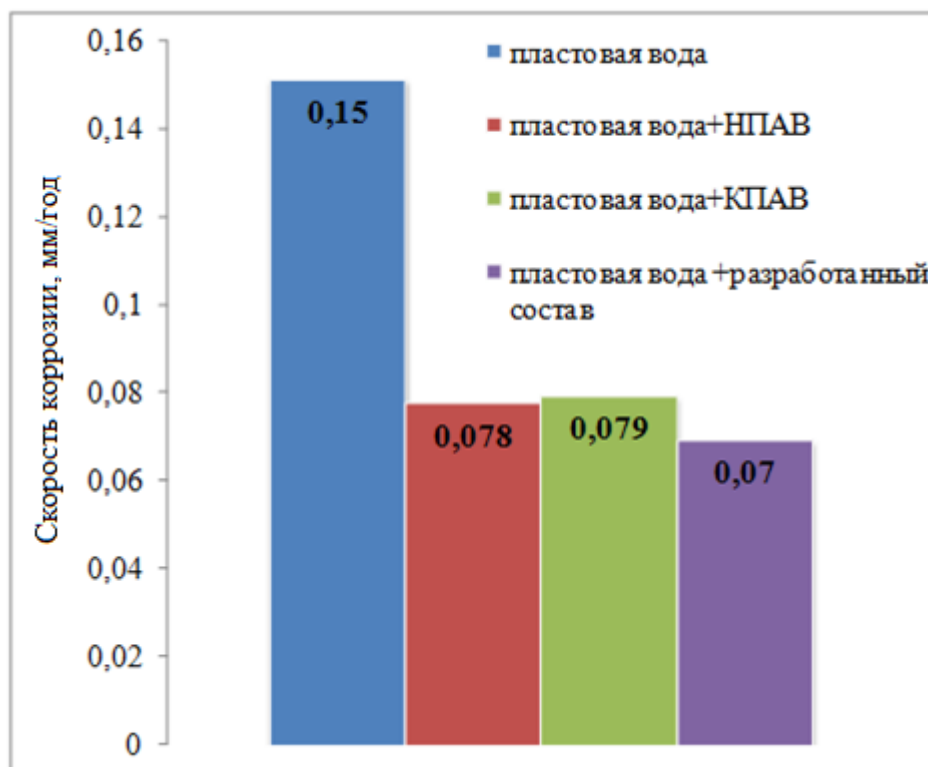


Рисунок 2.15 – Скорость коррозии стали марки Ст 3 в разных средах

Из рисунка 2.14 видно, что средняя скорость коррозии стали марки Ст3 в пластовой воде составляет 0,15 мм/год. Добавление и КПАВ и НПАВ приводит к резкому снижению скорости коррозии. При этом добавление к этим водам разработанной композиции ПАВ (НПАВ + КПАВ) приводит к снижению скорости коррозии стали марки Ст3 более чем в 1,5 раза. Следовательно, полученная нами композиция ПАВ при закачке в пласт в виде водных растворов способна оказывать защитное антикоррозионное действие по отношению к металлу внутрискважинного оборудования.

2.8 Определение адсорбции ПАВ на полимиктовом коллекторе

Известно, что полимиктовые коллекторы обладают большой удельной поверхностью (до 0,5-1,2 м²/г) и значительно большей адсорбционной активностью по сравнению с карбонатами и кварцевыми песчаниками. Согласно исследованиям, на полимиктовых коллекторах [79], адсорбция ПАВ в 5-6 раз выше, чем адсорбция на кварцевых песчаниках, и достигает 1,2-5,5 мг/г породы или 15-60 кг/м³ пористой среды. В среднем же для неионогенных ПАВ адсорбция на поверхности пор породы составляет $(2-3) \cdot 10^{-6}$ кг/м². Поэтому очень важно, чтобы состав ПАВ, закачиваемый в пласт, обладал минимальной адсорбцией.

Методика исследований

Для исследования адсорбционных свойств выбранного состава ПАВ была проведена серия фильтрационных экспериментов.

Исследования проводились на установке, принципиальная схема которой представлена ниже (Рисунок 2.16).

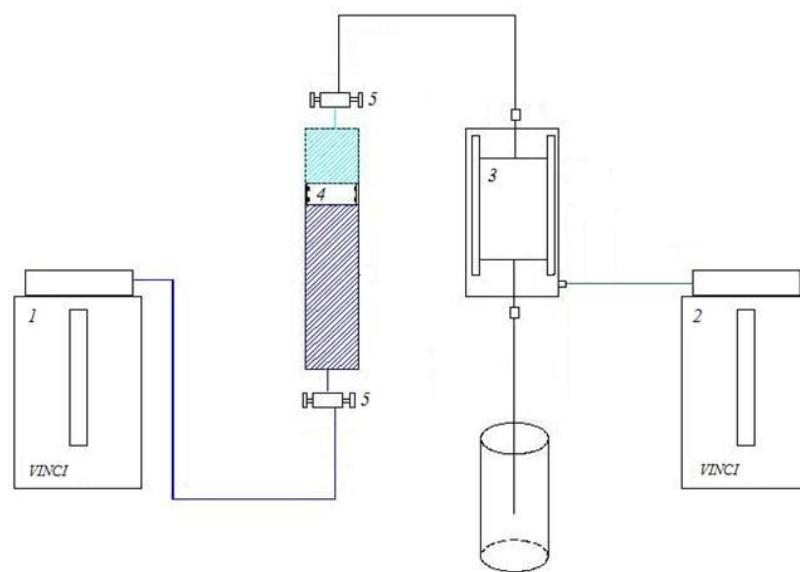


Рисунок 2.16 – Принципиальная схема фильтрационной установки

(1 – Насос высокого давления 100-10, 2 - насос (для создания обжима), 3 – кернодержатель, 4 - поршневой накопитель, 5 – клапан)

Для фильтрационных экспериментов использовался кернодержатель типа Хасслер. Его уникальность состоит в том, что манжета, в которую помещается образец керна, может оставаться на месте. Манжета с образцом помещается в кернодержатель, крышка которого фиксируется специальным ключом. В нижней части блока монтажных кронштейнов устанавливается накопитель, управление которым осуществляется насосной системой. Рабочая жидкость вытесняется из насоса в накопитель, обеспечивая движение поршня, который тем самым, выдавливает фильтруемую жидкость из накопителя в исследуемый образец керна. У насоса есть два режима работы: либо с постоянным давлением (поддерживается на основе постоянного), либо с постоянной скоростью фильтрации. Расход изменяется от $0,005 \text{ см}^3/\text{мин}$ до $70 \text{ см}^3/\text{мин}$. Точность насосной системы высокая и составляет $0,1\%$ полной шкалы.

Фильтрационные эксперименты проводились на естественных кернах Приобского месторождения, абсолютная проницаемость которых составила $0,02 \text{ мкм}^2$. Керны и флюиды отбирались и подготавливались к исследованиям, а также определялись их коллекторские свойства: открытая пористость и

проницаемость определялись в полном соответствии с отраслевыми стандартами ОСТ 39-195-86 и ОСТ 39-235-89, а также государственными стандартами: ГОСТ 26450.0-85, ГОСТ 26450.1-85, ГОСТ 26450.2- 85 [80-84].

В ходе фильтрационного эксперимента, через каждые 2 поровых объема прокаченной жидкости отбирался фильтрат водного раствора разработанной композиции ПАВ. Не изменяя величину концентрации КПАВ в растворе (0,1% масс.), строили изотерму межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – керосин», при изменении концентрации НПАВ от 0% до 0,1% масс. По этой кривой определялась средняя концентрация ПАВ в фильтрате, а, исходя из полученных данных, рассчитывалась адсорбция ПАВ на поверхности горной породы. Для расчета адсорбции необходимо знать исходные и конечные концентрации ПАВ в растворе, объем прокаченного раствора, емкостные и геометрические характеристики образцов керна, а также площадь поверхности пор керна. Для определения геометрических характеристик керна пользовались формулами, представленными ниже [75].

$$V_{\text{пор}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{к}}^2 \cdot L_{\text{к}} \cdot m}{4}, \quad (2.4)$$

$$R_{\text{пор}} = 2,85 \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (2.5)$$

$$N_{\text{пор}} = \frac{3 \cdot V_{\text{пор}}}{4 \cdot \pi \cdot R_{\text{пор}}^3}, \quad (2.6)$$

$$S_{\text{пор}} = 4 \cdot \pi \cdot R_{\text{пор}}^2 \cdot N_{\text{пор}}, \quad (2.7)$$

где $V_{\text{пор}}$ - поровый объем керна, м³; $d_{\text{к}}$ - диаметр керна, м; $L_{\text{к}}$ - длина керна, м; m - пористость, д.ед; $R_{\text{пор}}$ - средний радиус пор в керне, м; k - проницаемость керна, м²; $N_{\text{пор}}$ - среднее количество пор в керне; $S_{\text{пор}}$ - площадь поверхности пор в данном керне, м².

Результаты исследований

Изотерма межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – керосин» представлена на рисунке 2.17. Графические результаты расчетов адсорбции разработанной композиции ПАВ отображены на рисунке 2.18. Как видно из графиков на рисунке 2.17, адсорбция из водного раствора ПАВ на поверхности пор образца породы составляет в среднем $1,88 \cdot 10^{-6}$ кг/м², что ниже, чем средняя адсорбция для полимиктовых глинистых песчаников.

Таким образом, установлено, что разработанный состав ПАВ обладает минимальной адсорбцией в пласте, следовательно, он сможет дольше и эффективнее снижать межфазное натяжения на границе «нефть - водный раствор ПАВ», а также снижать гидратацию глинистых минералов.

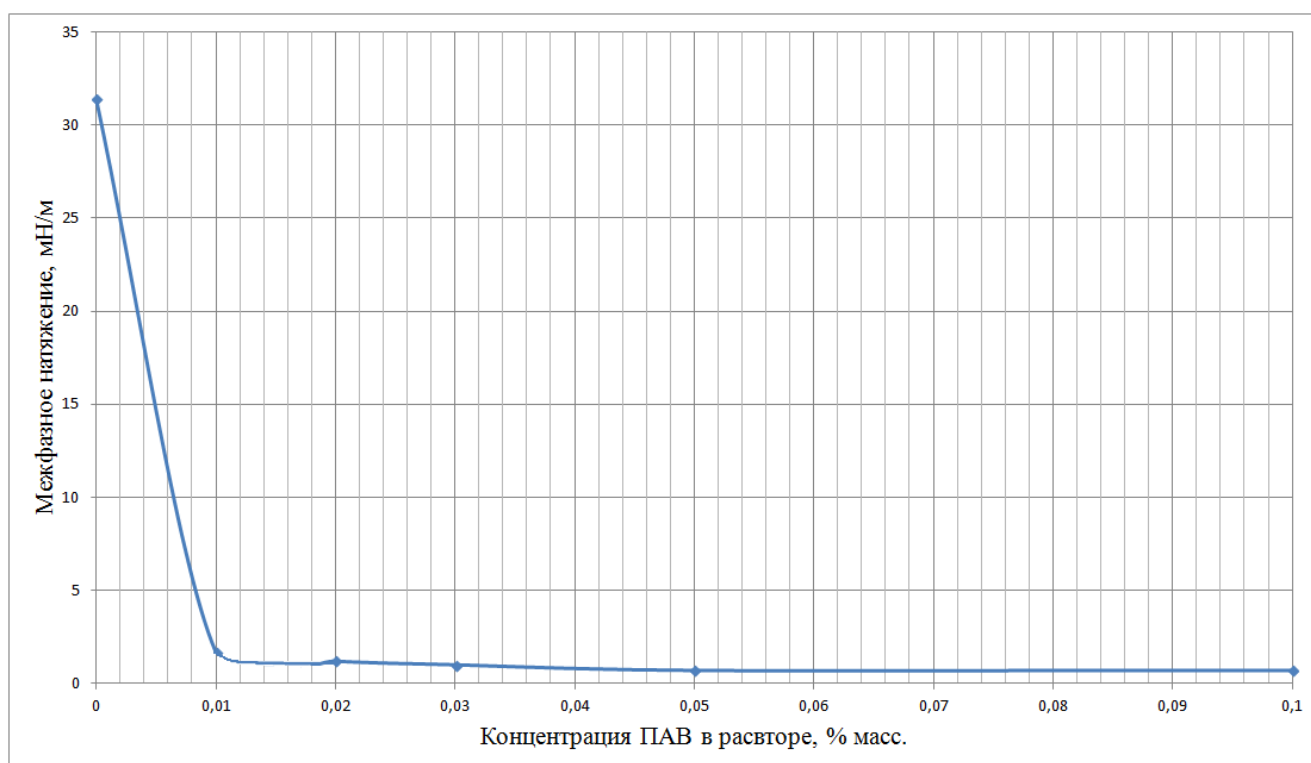


Рисунок 2.17 – Изотерма межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – керосин»

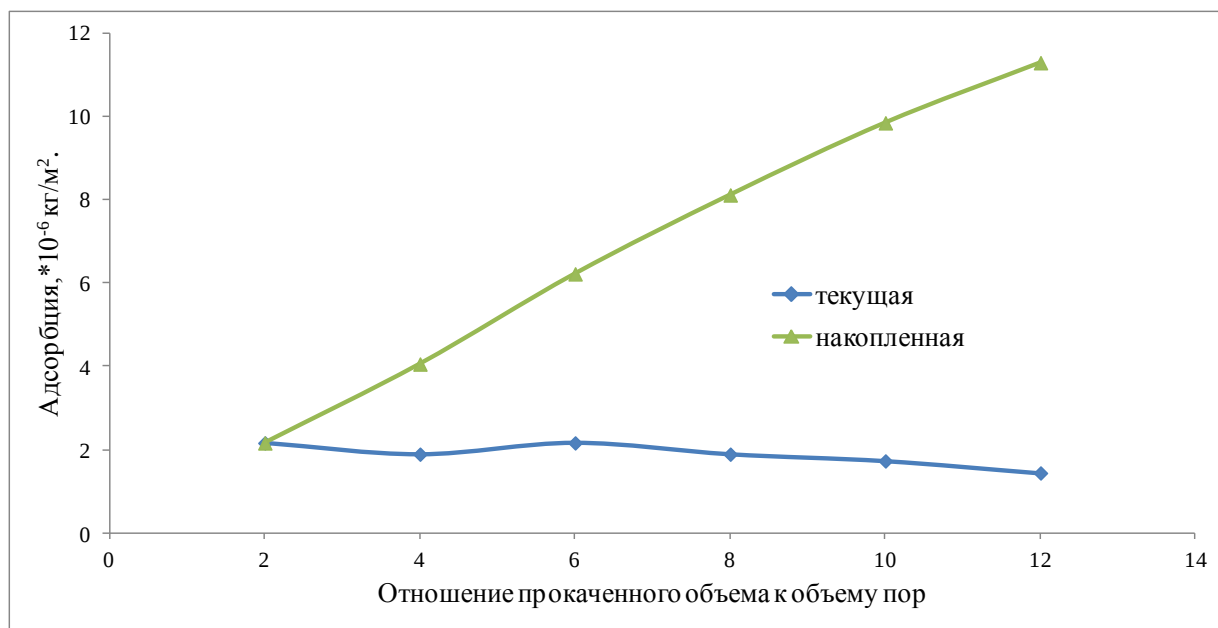


Рисунок 2.18– Зависимость величины адсорбции ПАВ от объема прокаченного раствора

2.9 Исследование влияния композиции ПАВ на механические свойства породы-коллектора

Растворы поверхностно-активных веществ могут приводить к изменениям не только прочностных, но и деформационных характеристик горных пород. При низких концентрациях поверхностно-активных веществ в жидкости, насыщающей породу, особая ориентация молекул ПАВ на поверхности твердого тела в его адсорбционном слое, приводит к изменениям молекулярных связей между поверхностью тела и жидкостью. Данное явление возникает вследствие уменьшения электрокинетического потенциала поверхности твердого тела, образованием на поверхности твердого тела тонкой пленки, созданной новым диффузным слоем молекул, в результате чего прочность породы снижается. Однако с увеличением концентрации ПАВ в растворе диффузный слой также увеличивается, что приводит к обратному эффекту - увеличению прочности породы, как показано в исследованиях [85].

Кинетическая концепция прочности, представленная авторами в исследовании [86], объясняет качественную картину зарождения и развития трещин в горных породах в присутствии поверхностно-активных веществ.

Разрушение горной породы характеризуется энергией активации процесса разрушения ($U(\sigma)$)

$$U(\sigma) = U_0 - \gamma_\sigma, \quad (2.8)$$

где U_0 – начальная энергия активации, γ_σ – активационный объём.

Начальная энергия активации - это такая энергия, при которой происходит выход атомов из узлов кристаллической решетки при напряжении σ . Эта энергия не меняется от действия ПАВ. Но под влиянием этих молекул кратно и резко увеличивается активационный объём. Именно активационный объём показывает долю участия в процессе разрыва связей инородных атомов [87]. В результате повсеместно происходит образование и накопление нарушений. Они, объединяясь, создают зародышевые микротрещины, в которые проникают молекулы ПАВ из-за своей высокой активности, где уменьшают прочность горной породы (согласно теории хрупкого разрушения А. Гриффитса), снижая её удельную поверхностную энергию e_s . К дополнительному разрушению пород и увеличению трещиноватости приводит и то, что в устьях трещин молекулы ПАВ создают дополнительное давление, и сольватные слои жидкости приводят к их расклиниванию [88,89].

Помимо разупрочнения пород, молекулы ПАВ приводят к возникновению пластических деформаций горных пород после воздействия нагрузки, а точнее к пластифицированию пород [90-93]. Авторами [88] установлено, что пределы упругости и прочности образцов горной породы при их естественной влажности практически не различимы, и деформация образцов происходит без пластических деформаций вплоть до их разрушения. Но после насыщения образцов растворами ПАВ при деформации керна возникают необратимые пластические изменения, растёт остаточная деформация.

Кроме того, увеличение дефектности пород и проникновение молекул воды, благодаря растворам ПАВ, в мельчайшие трещины и поры сказывается на величине упругих, акустических, электромагнитных характеристик горных пород [87].

Методика и аппаратура для исследований

В Горном университете на базе научного центра «Геомеханика и проблемы горного производства» определялись основные прочностные и деформационные характеристики горных пород с помощью метода одноосного сжатия плоскими плитами [95] с помощью установки статических испытаний MTS Insight 50 (MTS Systems Corporation, США). С помощью этой установки можно определять механические свойства материалов с помощью измерения деформации и силы сопротивления образцов. Определяются модуль упругости, пределы прочности, текучести, упругости и пропорциональности.

Исследуемый образец помещается между опорами подвижной и неподвижной траверсы, которая закреплена в раме на основании системы. К нему прикладывается нагрузка, преобразовываемая в электрический сигнал с помощью тензорезисторного датчика. Сигнал отображается на дисплее ЭВМ в единицах силы. Под действием электромеханического привода, подвижная траверса может перемещаться по направляющим колоннам со скоростью, которая задается на панели управления [96]. На плоских торцах цилиндрических образцов замеряется максимальное значение разрушающего давления через плоские стальные плиты.

Образцы для испытаний изготавливают из естественных кернов, затем торцуют, шлифуют, очищают и высушивают до достижения постоянного веса. Подробнее методика описана в пункте 2.8. Существуют специально проведенные исследования [97], показывающие, что для одной и той же литологической разности различные условия на торцах могут привести к изменению предела прочности на одноосное сжатие более чем в 5 раз.

Исследуемые образцы были трех видов. Первые – сухие, подготовленные образцы. Вторые и третьи образцы были предварительно насыщены моделью нефти, а затем из вторых нефть была вытеснена моделью пластовой воды (методика описана в пункте 2.8.), а из третьих – разработанным составом ПАВ. Таким образом, всего было 9 образцов, по три каждого вида. Параметры образцов керна, на которых проводились испытания, представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Основные параметры кернов, на которых проводились исследования

Проба	образец	диаметр, мм	высота, мм	Масса сухого образца, г	Пористость, %	Проницаемость по воздуху, $\text{мкм}^2 \cdot 10^2$	К-т вытеснения, д.ед.
1	сухой	30,10	58,60	85,341	19,63	39,27	0
2	сухой	30,10	53,50	84,091	18,13	21,62	0
3	сухой	30,10	58,80	90,255	18,76	41,69	0
4	с водой	30,10	64,90	97,693	19,48	48,44	0,556
5	с водой	30,10	64,70	97,132	19,29	49,55	0,535
6	с водой	30,10	60,10	90,006	18,98	43,89	0,555
7	с ПАВ	30,20	58,30	90,636	16,20	20,59	0,443
8	с ПАВ	30,20	61,40	95,563	16,43	17,07	0,415
9	с ПАВ	30,10	61,20	92,899	17,71	21,44	0,486

Результаты исследований

В результате проведенных экспериментов были получены значения разрушающей нагрузки и пределов прочности на сжатие образцов керна. Установлено, что максимальной прочностью обладают сухие образцы породы, а в насыщенном состоянии их предел прочности снижается. Из данных, представленных на рисунке 2.19 видно, что при насыщении образцов керна разработанным составом ПАВ и предел прочности, и разрушающая нагрузка снижаются по сравнению с насыщением таких же образцов моделью пластовой воды.

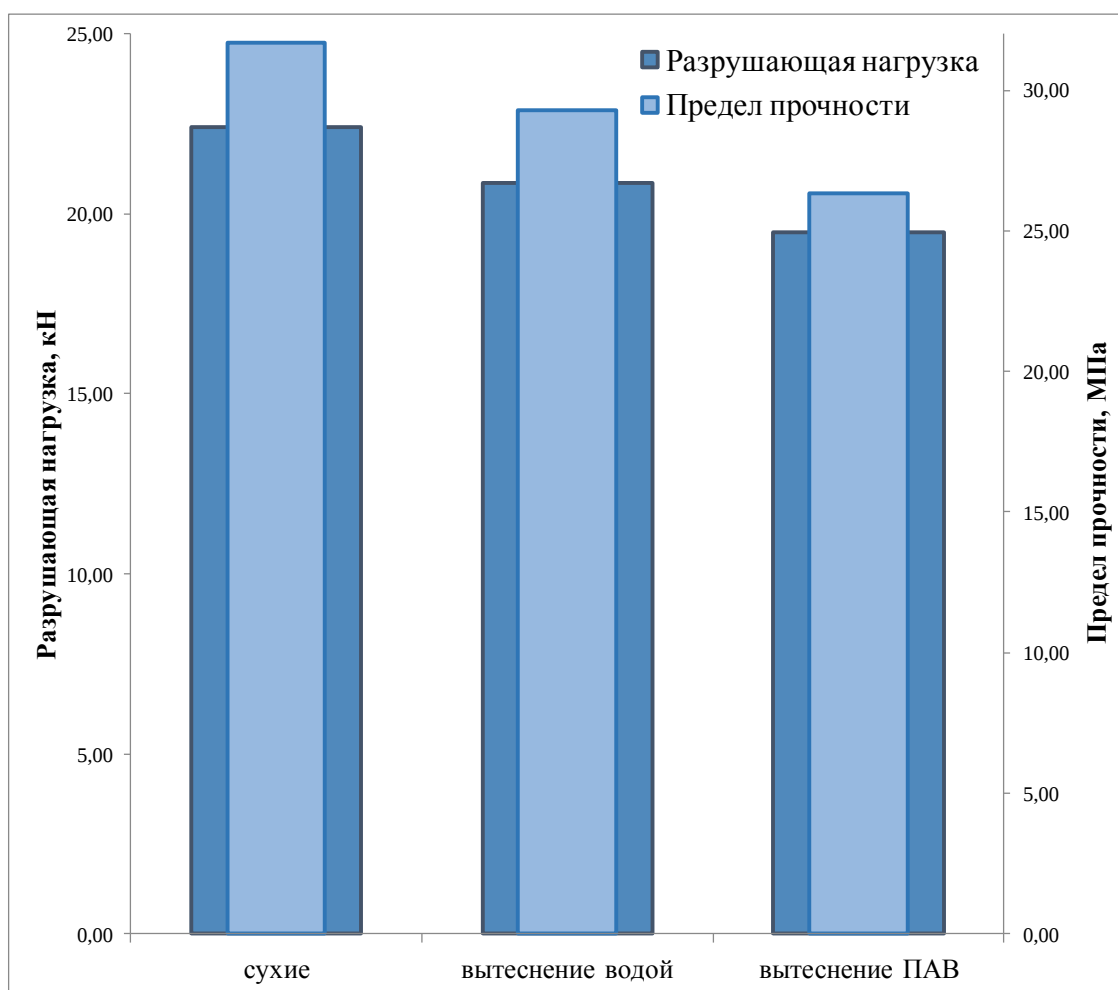


Рисунок 2.19 – Прочностные параметры кернов в зависимости от вытесняемой нефть жидкости

Полученные результаты в полной мере соотносятся с кинетической концепцией прочности, рассмотренной выше, а также эффектом Ребиндера П.А, исходя из которого, прочность горной породы снижается в присутствии неорганической диэлектрической жидкости. Обозначенный эффект активно используется в бурении, а именно: добавление ПАВ к буровой жидкости, приводит к снижению твёрдости горной породы [98].

На рисунке 2.20 представлена зависимость изменения модуля упругости образцов керна от жидкости (вода или водный раствор разработанного состава ПАВ), которым вытеснялась модель нефти из породы. Из графика видно, что максимальный модуль упругости у сухих образцов, а для образцов, нефть из которых вытеснялась разработанным раствором ПАВ - минимальный.

Следовательно, образцы керн после взаимодействия с разработанным составом ПАВ становятся более пластичными.

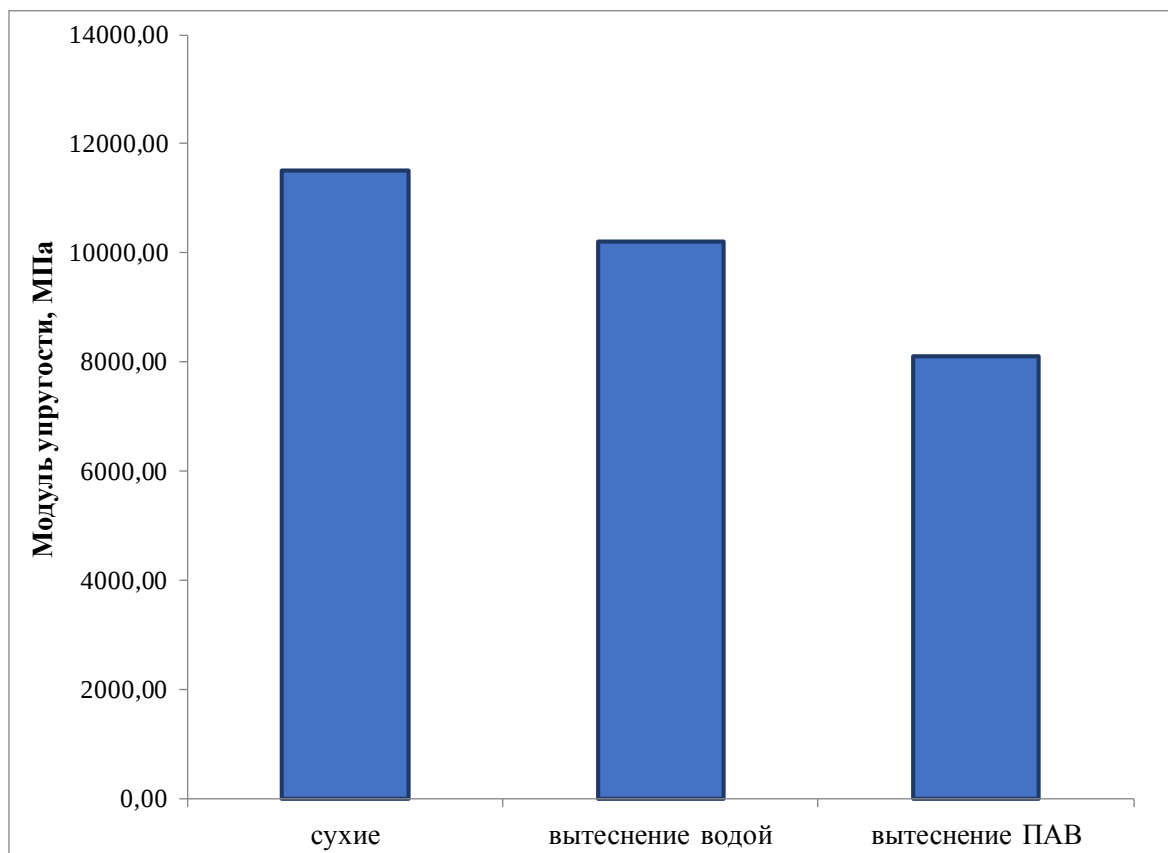


Рисунок 2.20 – Изменение модуля упругости образцов керн в зависимости от жидкости вытеснения

Таким образом, установлено, что в результате взаимодействия горных пород с разработанным составом ПАВ существенно снижаются прочностные свойства полимиктового коллектора, что приводит к его разупрочнению, но в то же время происходит пластифицирование породы, т.е. уменьшаются модуль и предел упругости, а коэффициент пластичности растет. Все это необходимо учитывать при проведении и планировании операций гидроразрыва пласта (ГРП), а также при выборе давления нагнетания, чтобы не вызвать эффект авто-ГРП.

Выводы по главе 2

1. Научно обоснованы компоненты водного раствора состава ПАВ для закачки в низкопроницаемый глинизированный пласт, содержащего 0,01% масс. НПАВ (N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового

масла оксамин Л-15) и 0,1-0,5% масс. КПАВ (алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14).

2. Установлено, что добавление 0,1% масс. КПАВ (алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14) к водному раствору НПАВ (N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15) улучшает способность исходного ПАВ: снижать межфазное натяжение на границе раздела «нефть-вода»; диффундировать из водного раствора в нефть; оказывать диспергирующее действие на основные структурообразующие компоненты пластовой нефти – асфальтены и ингибирующее действие на гидратацию глинистых минералов в составе породы-коллектора.

3. Установлено, что разработанный состав ПАВ обладает минимальной адсорбцией на поверхность горной породы, а также может выступать в качестве ингибитора коррозии для внутрискважинного оборудования.

4. Результаты проведенных исследований показали, что по сравнению с известными ПАВ, традиционно используемыми при искусственном заводнении нефтяных месторождений, разработанный состав ПАВ отличается меньшей величиной адсорбции на поверхности пор пород-коллекторов, способностью более эффективно снижать межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть-вода» и гидратацию глинистых минералов, снижать давление закачки в модель пласта, что позволяет рекомендовать разработанный состав ПАВ к промышленному применению при заводнении низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.

5. Результаты исследования влияния разработанного состава ПАВ на геомеханические свойства породы показали, что вытеснение нефти из глинизированной породы не водой, а низкоконцентрированным раствором ПАВ (0,01% НПАВ + 0,1% КПАВ) приводит к разупрочнению горных пород, а также к их существенному пластифицированию. Этот факт необходимо учитывать при использовании технологии ГРП, а также при подборе давления нагнетания.

3. ФИЗИЧЕСКОЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ

3.1 Определение коэффициента вытеснения нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов водными растворами ПАВ

Для определения влияния разработанного состава ПАВ на коэффициент вытеснения нефти проводились фильтрационные эксперименты по следующей методике.

Перед проведением эксперимента производилась подготовка опытных образцов породы-коллектора. Из полноразмерных кернов Приобского месторождения выпиливались три образца одной длины и диаметра. Длина составила 8 см, диаметр 3 см. Далее образцы шлифовались, экстрагировались и высушивались в печи при температуре 105°C до тех, пока вес не переставал изменяться. Экстракция проводилась спирто-бензольной смесью в соотношении 7:3. Определялись фильтрационно-емкостные свойства образцов: пористость и проницаемость по азоту. Данные параметры измеряли с помощью автоматизированного пермеаметра-порозиметра ПИК-ПП (АО «Геологика»). В результате оказалось, что открытая пористость образцов составила 14%, а абсолютная проницаемость 0,007 мкм². После измерений образцы вакуумировались и насыщались масляно-керосиновой смесью (объемное соотношение 1:1), моделирующей нефть, с помощью сатуратора MS-535 (Coretest Systems Corporation). Плотность насыщающей образец керна жидкости – 0,842 г/см³. Содержание глины в первом образце было значительно выше, чем в образцах №2 и №3.

Для изучения влияния раствора ПАВ на коэффициент вытеснения, а также на фильтрационные свойства образцов продуктивных отложений, подготовленные керны помещались в кернадержатель, где создавалось давление обжима, максимально приближенное к условиям продуктивного пласта. Через керны прокачивали 75 одинаковых объемов жидкости со скоростью фильтрации

0,5см³/мин. Было проведено 6 различных фильтрационных экспериментов с прокачкой раствора ПАВ и пластовой воды через образец керна.

По итогам фильтрации разных жидкостей через низкопроницаемые полимиктовые коллекторы были получены зависимости изменения градиента давления в образце керна от объема прокачки для разных типов насыщающих жидкостей, а также зависимость изменения коэффициента вытеснения от типа используемой жидкости.

Полученные в результате фильтрационных исследований зависимости градиента давления от объема прокачки для разных типов насыщающих жидкостей представлены на рисунке 3.1. По графику зависимостей градиента давления от времени (рисунок 3.1) видно, что при фильтрации через керн разработанного состава ПАВ градиент давления снижается более чем в 5 раз по сравнению с фильтрацией воды. Полученные эффекты достигаются за счет снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз «вода-нефть», при использовании разработанного состава ПАВ.

По результатам исследования были получены зависимости коэффициента вытеснения нефти из образцов породы-коллектора для разных типов насыщающих жидкостей, которые представлены ниже (рисунок 3.2). По гистограмме видно, что при прокачке раствора ПАВ в результате были получены более высокие значения коэффициента вытеснения, чем при прокачке пластовой воды.

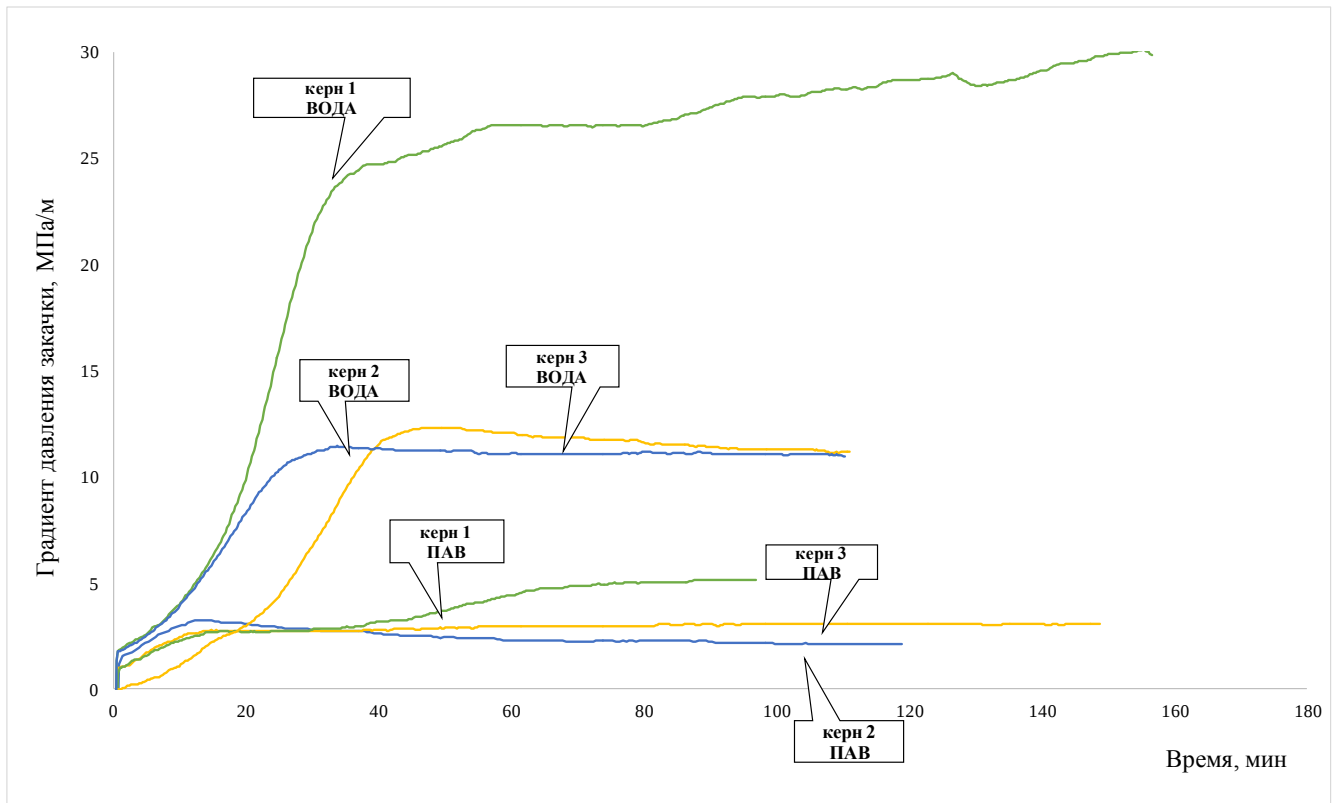


Рисунок 3.1 – Зависимость градиента давления закачки в образцы породы пластовой воды или разработанного состава ПАВ от времени

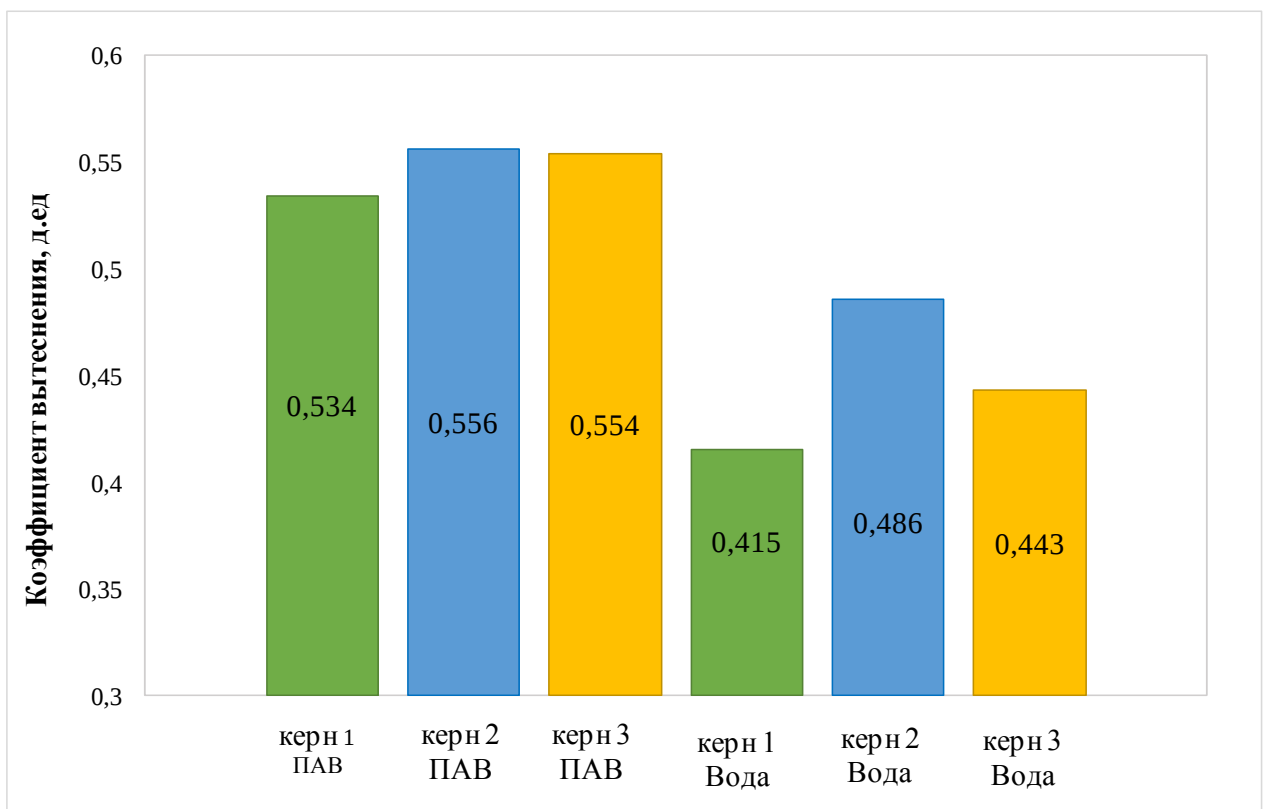


Рисунок 3.2 – Величина коэффициента вытеснения нефти из образцов породы при закачке пластовой воды или разработанного состава ПАВ

Следовательно, разработанный состав ПАВ может быть рекомендован для закачки в низкопроницаемые глинизированные пласты, где он сможет эффективно снижать межфазное натяжение на границе «нефть-вода», уменьшать набухание глин, а также повышать коэффициент вытеснения нефти, а значит и коэффициент извлечения нефти.

3.2 Моделирование процесса закачки разработанного состава ПАВ в призабойную зону нагнетательной скважины

Для моделирования обработки призабойной зоны нагнетательной скважины образцы породы-коллектора Приобского месторождения были подготовлены по методике, представленной в предыдущем разделе. Длина кернов составила 8 см, ширина 3. Средняя абсолютная проницаемость - $0,007 \text{ мкм}^2$.

В экспериментах по моделированию обработки призабойной зоны нагнетательных скважин были использованы раствор ПАВ базовой концентрации, рекомендованный для заводнения (см. раздел 3.1) – 1, а также водные растворы повышенной концентрации – 2,3:

1. НПАВ 0,25-0,5% масс., КПАВ 0,5-1% масс.;
2. НПАВ 1-5% масс., КПАВ 5-10% масс.;
3. НПАВ 0,5-1% масс., КПАВ 3-5% масс.

Подготовленные керны помещались в кернодержатель, где создавалось давление обжима, максимально приближенное к условиям продуктивного пласта.

Фильтрационные эксперименты по моделированию процесса закачки состава ПАВ проводились в три этапа. При закачке на каждом этапе фиксировались значения установившегося градиента давления.

На первом этапе через керн прокачивалась модель пластовой воды до полного его насыщения. Далее в этот же керн закачивался раствор ПАВ, полностью замещающий воду, и выдерживался там 60 минут. На третьем этапе через этот же керн фильтровалась пластовая вода до полного замещения раствора ПАВ. Закачка жидкостей проводилась с постоянной скоростью $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$. Результаты фильтрационных экспериментов представлены в таблице 3.1.

Из данных, представленных в таблице 3.1 видно, что после обработки водонасыщенного керна раствором ПАВ базовой концентрации (НПАВ 0,25-0,5% масс., КПАВ 0,5-1% масс.) градиент давления закачки воды после обработки не изменяется, что свидетельствует об отсутствии эффекта от данной обработки. При повышении концентрации поверхностно-активных компонентов (НПАВ 0,5-1% масс. и КПАВ 3-5% масс.) градиент давления последующей за этой обработкой закачки воды снижается более, чем в 2 раза, что свидетельствует о восстановлении проницаемости керна более, чем на 50%. Однако следует отметить, что в фильтрационном эксперименте с еще более высокой концентрацией компонентов (НПАВ 1-5% масс. и КПАВ 5-10% масс.) градиент давления наоборот увеличивается практически в 2 раза. Это можно объяснить тем, что в этом эксперименте при более высоких концентрациях КПАВ, который является одновременно гидрофобизатором и ингибитором глинонабухания, преобладающую роль играет способность этого ПАВ снижать фазовую проницаемость керна для воды по сравнению с его способностью повышать проницаемость за счет ингибирования глинонабухания.

Таблица 3.1 – Результаты фильтрационных экспериментов по моделированию обработки керна раствором ПАВ

Концентрация компонентов ПАВ в растворе, % масс.	Установившийся градиент давления при фильтрации воды до обработки раствором ПАВ, МПа/м	Установившийся градиент давления при фильтрации воды после обработки раствором ПАВ, МПа/м	Кратность изменения градиента давления
НПАВ 0,25-0,5; КПАВ 0,5-1	20,5	21	1,02
НПАВ 0,5-1; КПАВ 3-5	20,5	9,5	0,46
НПАВ 1-5; КПАВ 5-10	20,5	42	2,05

Таким образом, результаты фильтрационных экспериментов позволяют рекомендовать разработанный состав ПАВ, повышенной концентрации, для обработки призабойной зоны нагнетательных скважин с целью восстановления и повышения их приемистости.

3.3 Гидродинамическое моделирование процесса вытеснения нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с применением разработанного состава ПАВ

Для определения эффективности разработанного состава ПАВ в условиях низкопроницаемого полимиктового коллектора, а также для выбора оптимальных условий его закачки нами было проведено гидродинамическое моделирование процесса вытеснения нефти.

В программном комплексе RoxarRMS была построена литолого-фациальная модель элемента обратной девятиточечной системы заводнения. Размер элемента составляет 1400х1400м. На рисунке 3.3 представлено полученное распределение проницаемости в построенной фильтрационной модели участка залежи.

При создании данной модели было учтено распределении гранулометрического состава и структурные особенности месторождения, такие как линзы, а также слоистая неоднородность пласта [102].

По результатам гранулометрического анализа в породах пластов Ю₁ преобладает песчаная фракция – в среднем 62,6 %, алевроитовая фракция составляет в среднем 30,3 %. Пелитовая фракция в образцах меняется от 2 % до 28,8 % со средним значением 7,1 %.

Карбонатность в коллекторах пластов Ю₁ не превышает 11 % и в среднем составляет 2,6 %.

Минеральная плотность δ_m пород меняется в пределах – от 2,59 г/см³ до 2,69 г/см³ со средним значением $\delta_m = 2,68$ г/см³ по всем образцам керна и 2,67 г/см³ по образцам коллекторов [2].

Затем, для каждой фациальной группы было определено распределение фильтрационно-емкостных свойств, которое также добавлено в модель. После

этого было проведено её ремасштабирование. Средняя проницаемость по модели составила 0,007 мкм².

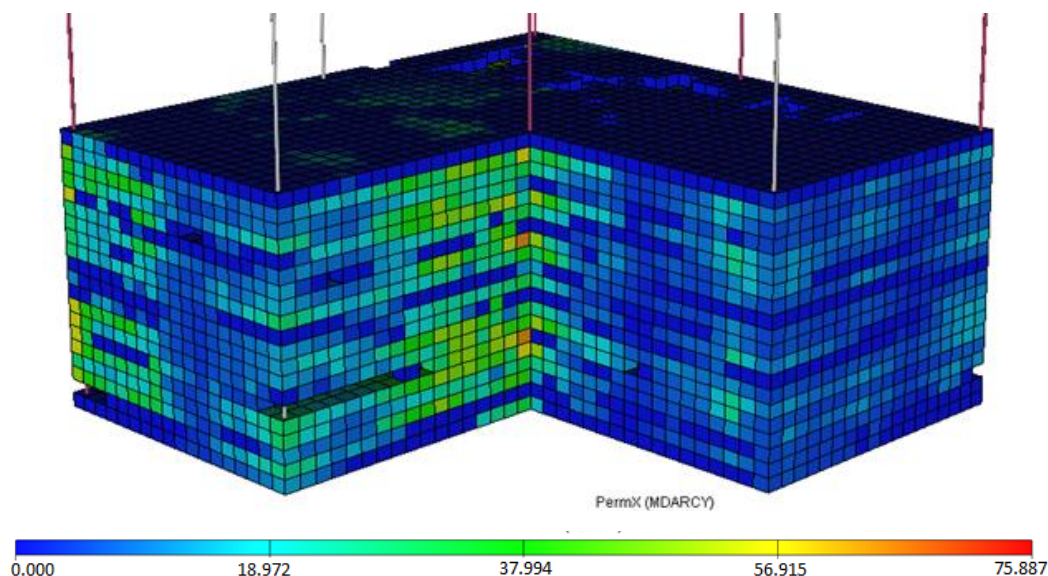


Рисунок 3.3 – Распределение проницаемости фильтрационной модели участка нефтяной залежи

Ремасштабированное распределение ФЕС было использовано при создании гидродинамической модели в программном комплексе tNavigator, в котором имеется уже готовая модель расчета заводнения с использованием ПАВ. Эта модель позволяет учесть все важнейшие эффекты влияния ПАВ на свойства флюида и породы, включая такие факторы как смешиваемость, изменение смачиваемости, величина адсорбции. Также в построенной модели были учтены эффекты изменения размеров пор в результате глинонабухания при заводнении глинистых коллекторов пресной водой, что привело к изменению проницаемости коллектора. Результаты представлены в пункте 2.4.

Для построения гидродинамической модели были приняты следующие свойства нефти.

Объемный коэффициент нефти составлял 2,16; газовый фактор – 10 м³/ м³; давление насыщения – 28,9 МПа; вязкость нефти в пластовых условиях – 0,3 мПа*с; плотность нефти в стандартных условиях – 772 кг/м³

В качестве начальных были выбраны следующие условия: пластовое давление 41,3 МПа; пластовая температура – 102°C; начальная водонасыщенность - 40% (что соответствует полимиктовым коллекторам).

Были заданы следующие режимы работы скважин.

Минимальное забойное давление добывающей скважины – 10 МПа. Целевой дебит по жидкости добывающей скважины – 100 м³/сут. Компенсация отбора закачкой – $Q_z = 0,9Q_d$. Максимальное забойное давление нагнетания – 46 МПа.

При достижении обводненности добываемой продукции 98% скважина останавливается. Процесс моделирования заканчивается тогда, когда останавливаются все добывающие скважины.

Концентрация ПАВ в нагнетаемой воде составляла для КПАВ – 0,1% масс., а для НПАВ от 0,05% масс.

Нами были рассмотрены 5 вариантов разработки залежи.

1. Закачка пресной воды (базовый вариант).
2. Первые 10 лет в качестве агента заводнения использовали пресную воду, а далее раствор ПАВ.
3. Закачка пластовой воды.
4. Первые 10 лет в качестве агента заводнения использовали пластовую воду, а далее раствор ПАВ.
5. С самого начала и до конца закачивали раствор ПАВ.

При первом варианте происходит гидратация глин, соответственно, уменьшается размер пор (исходя из данных таблицы 2.3 п.2.2), а также межфазное натяжение на границе нефть-вода остается довольно высоким (графики на Рисунок 2.1). При закачке пластовой воды (вариант №3) учитывалось только высокое значение межфазного натяжения, но размер пор не изменялся. Для варианта №2, (ПАВ стали добавлять спустя 10 лет заводнения пресной водой) учли, что с добавлением ПАВ изменились параметры смачиваемости, а также, исходя из данных таблицы 2.4, под действие разработанного состава ПАВ, гидратированные глинистые минералы частично возвращаются к исходным

размерам. Для варианта №4, через 10 лет изменились параметры смачиваемости и, соответственно, коэффициент извлечения нефти при её вытеснении водным раствором ПАВ по сравнению с водой.

Изменение смачиваемости и межфазного натяжения задавали с помощью изменения кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП), рисунок 3.4. Изменение пористости напрямую не задавалось в программе, а использовалось изменение значений проницаемости, пересчитанных по формуле 2.2 (результаты см. в таблице 2.4).

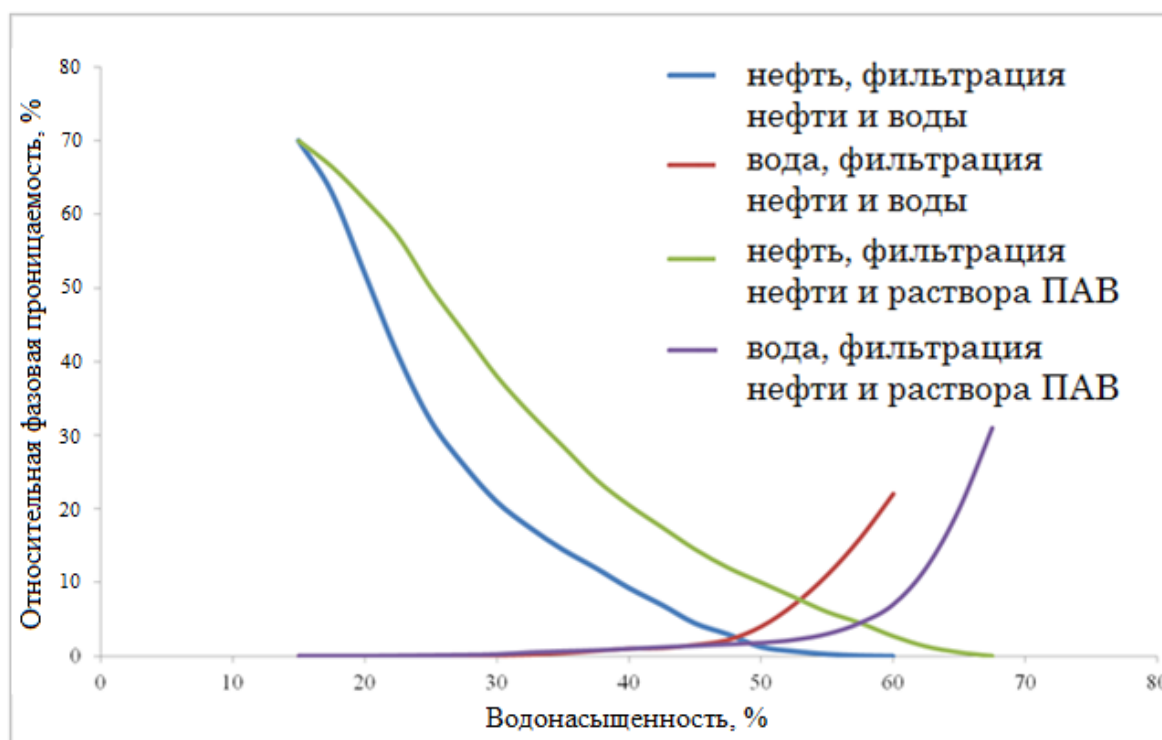


Рисунок 3.4 – Результаты лабораторного определения ОФП

Определение фазовых проницаемостей проводилось с помощью системы RPS-812 фирмы Coretest Systems с последующим построением кривых ОФП, согласно государственным и отраслевым стандартам, перечисленным в предыдущем разделе.

Результаты моделирования представлены на рисунке 3.5. Из рисунка видно, что минимальное количество нефти можно добыть, используя закачку пресной воды (вариант №1). Но в то же время, закачка пластовой (минерализованной) воды, позволяет добыть почти на 3000 тонн нефти больше. За счет того, что разработанный состав ПАВ способен не только ингибировать глинонабухание, но

и делать этот процесс обратимым, при применении состава даже через 10 лет после начала разработки, разница между вариантами №1 и №2 составляет около 2000 тонн нефти. Максимальный эффект достигается при использовании закачки раствора ПАВ с начала разработки (вариант №5). Разница между этим вариантом и базовым (вариант №1) составляет практически 8000 тонн нефти. Данные по величине накопленной добычи представлены на рисунке 3.6.

На рисунке 3.7 представлены значения конечного КИН для всех вариантов заводнения. Из графиков видно, что разница между базовым вариантом (завождение пресной водой) и вариантом №5 для построенной модели участка залежи составляет более 4%. Соответственно, можно рекомендовать разработанный состав ПАВ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.

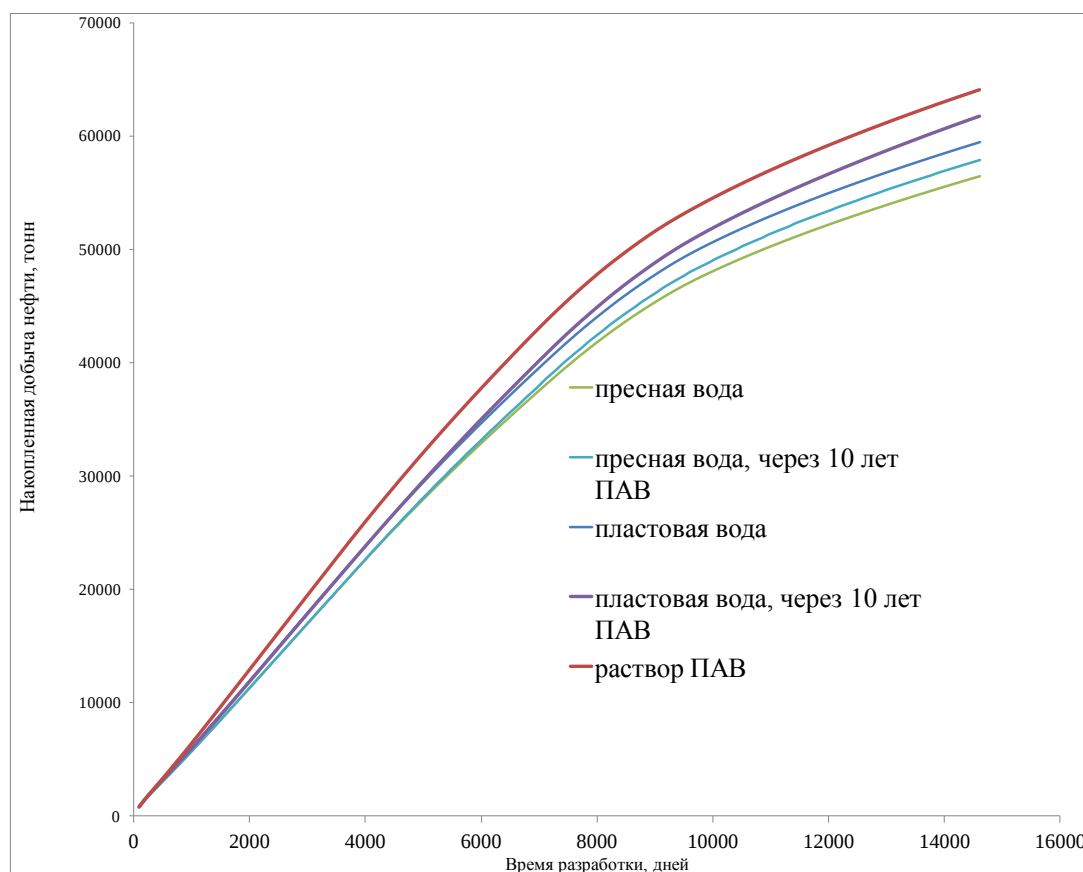


Рисунок 3.5 – Динамика накопленной добычи нефти для рассмотренных вариантов заводнения построенной гидродинамической модели участка залежи

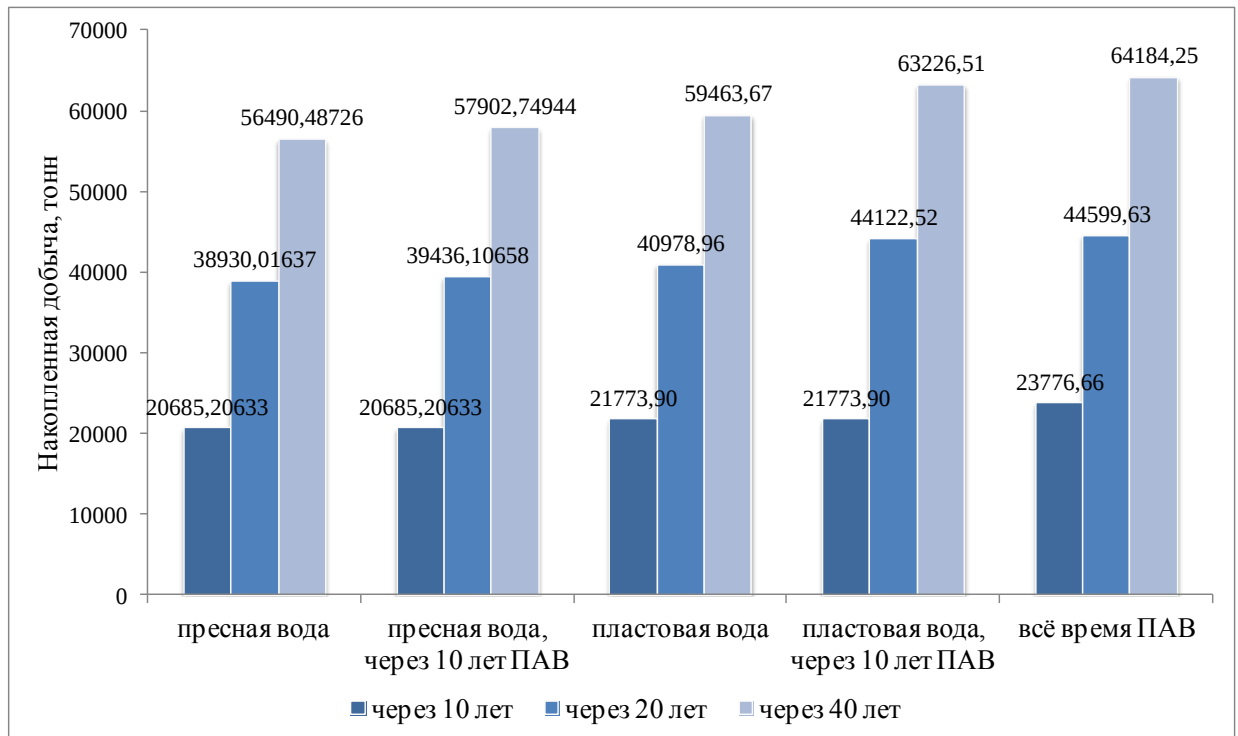


Рисунок 3.6 – Накопленная добыча нефти для рассмотренных вариантов заводнения построенной гидродинамической модели участка залежи

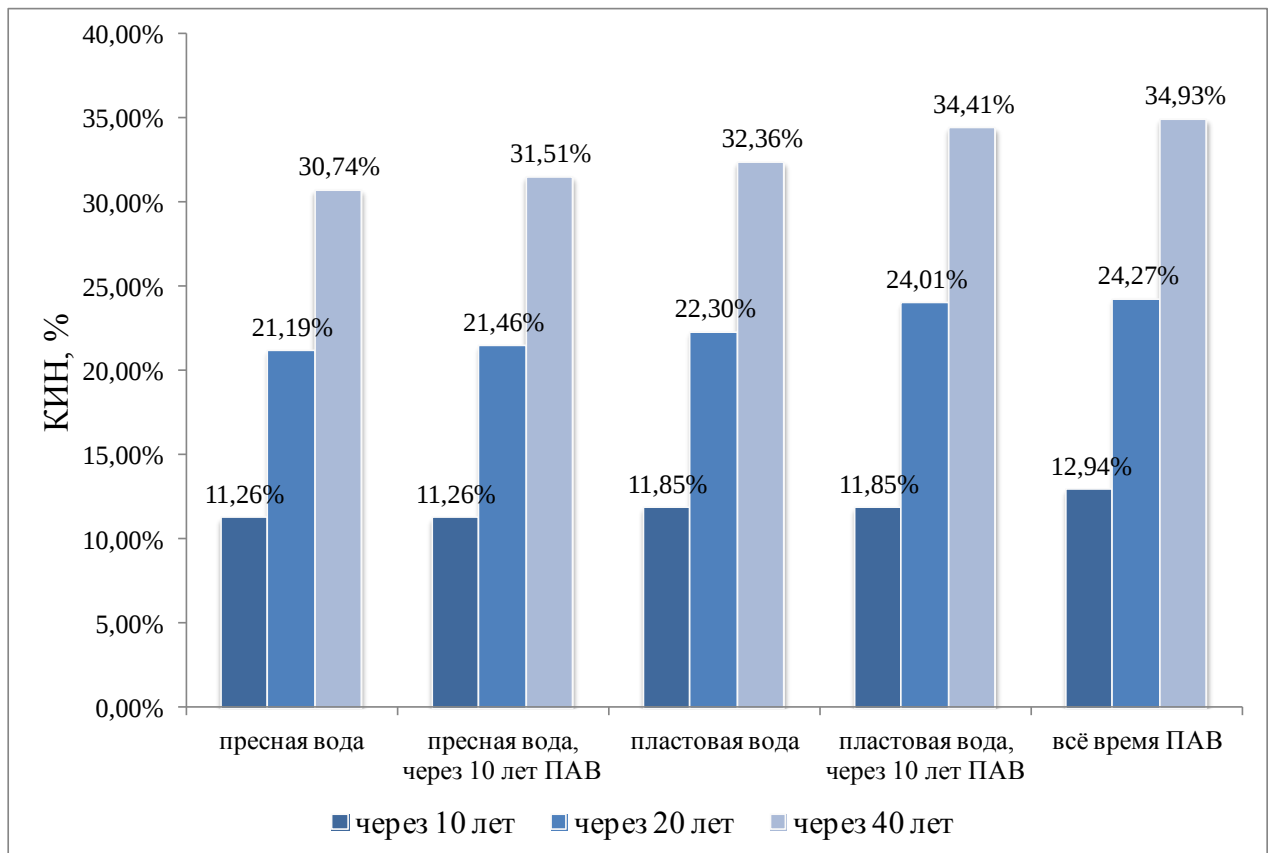


Рисунок 3.7– Величина КИН для рассмотренных вариантов заводнения построенной гидродинамической модели участка залежи

Выводы по главе 3

1. В результате физического моделирования выявлена способность разработанного состава ПАВ, представляющего собой водный раствор композиции двух ПАВ - неионогенного (N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15) и катионного (алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14), повышать коэффициент вытеснения нефти из модели низкопроницаемого полимиктового коллектора.

2. Результаты гидродинамического моделирования процесса заводнения низкопроницаемого полимиктового коллектора показали увеличение на 4,2% коэффициента извлечения нефти из модели участка залежи при применении разработанного состава ПАВ по сравнению с традиционно используемыми в системе ППД пресными и минерализованными водами.

3. Результаты физического и гидродинамического моделирования процесса вытеснения нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов позволяют рекомендовать к промышленному использованию разработанный состав ПАВ для искусственного заводнения коллекторов такого типа.

4. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАВОДНЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАВ

Предлагается комплексная технология заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с использованием разработанного состава ПАВ, включающая в себя:

- 1) закачку в пласт разработанного состава ПАВ через нагнетательные скважины;
- 2) обработку призабойной зоны нагнетательных скважин составом ПАВ повышенной концентрации.

Все работы необходимо проводить с индивидуальным подходом к каждой скважине, однако большинство операций, предлагаемых в данном разделе, являются общепринятыми и подробно не разбираются. Техническим результатом применения разработанной технологии является снижение межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть-вода», гидратация глинистых минералов и, в результате, увеличение коэффициента извлечения нефти.

Технический результат достигается тем, что состав поверхностно-активных веществ, включающий неионогенное ПАВ НГ-2 на основе оксиэтиллированных аминов, дополнительно содержит катионное поверхностно-активное вещество (КАТАПАВ), которое обладает свойствами ингибитора глинонабухания (см. таблицу 2.1).

Рабочая концентрация ПАВ для закачки в пласт составляет для КПАВ – 0,1% масс., а для НПАВ от 0,01 до 0,1% масс. Необходимость применения растворов ПАВ с концентрацией не ниже заявленных подтверждается лабораторными исследованиями (Глава 2). Результаты исследований по изучению эффективности вытеснения нефти разработанным составом ПАВ представлены в Главе 3.

4.1 Закачка в пласт разработанного состава ПАВ

В Главе 2 приведены физико-химические свойства разработанной композиции ПАВ.

Предлагаемая технология заводнения основывается на результатах физического лабораторного моделирования процессов фильтрации воды и вытеснения нефти с использованием естественных кернов низкопроницаемых глинистых песчаников и гидродинамического моделирования с использованием компьютерного симулятора tNavigator (Глава 3). Обоснование концентраций компонентов ПАВ предлагается в Главе 2. Повышение коэффициента извлечения нефти при реализации технологии обуславливается снижением гидратации глин, межфазного натяжения на границе «нефть-вода» и в результате увеличением коэффициента вытеснения нефти водой.

Предлагается закачка разработанного состава ПАВ через кустовые насосные станции (КНС) или через нагнетательные скважины. Указанный метод отличается простотой применения, экономической целесообразностью, а также создает условия для охвата воздействием значительных площадей нефтеносности.

4.1.1 Оборудование, используемое при проведении технологического процесса закачки раствора ПАВ

При осуществлении технологического процесса используется стандартное оборудование:

- автоцистерны для доставки на скважину поверхностно-активных веществ в объеме 8-10 м³ АЦН-12С, АКН-10 – 1-3 шт.;
- передвижная установка ППУА-1600/100 на базе КрАЗ - 65101 для работы в зимний период.

Оборудование и технические средства должны соответствовать ГОСТ 12.2.088, ГОСТ Р 12.2.141, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.012, РД 08-200.

Подготовка раствора ПАВ в пласт осуществляется по схеме, приведенной на рисунке 4.1 [103].

Подготовка раствора ПАВ осуществляется в рабочей емкости (1). ПАВ в нее поступает через загрузочный люк (2). В ёмкости раствор подогревается с помощью электронагревателей (3). Оттуда раствор ПАВ поступает в блочную дозирующую установку, в которой нагрев идет также за счет электронагревателей (4), а дозирование осуществляется по средством дозирочных насосов (5). Далее

через запорно-регулирующую арматуру (6) раствор поступает в напорный коллектор от КНС - БКНС (7). Устанавливается БКНС на основание (8), а управление осуществляется через станцию управления (9). Установка также оснащена резервной ёмкостью (10) и эстакадой для слива (11).

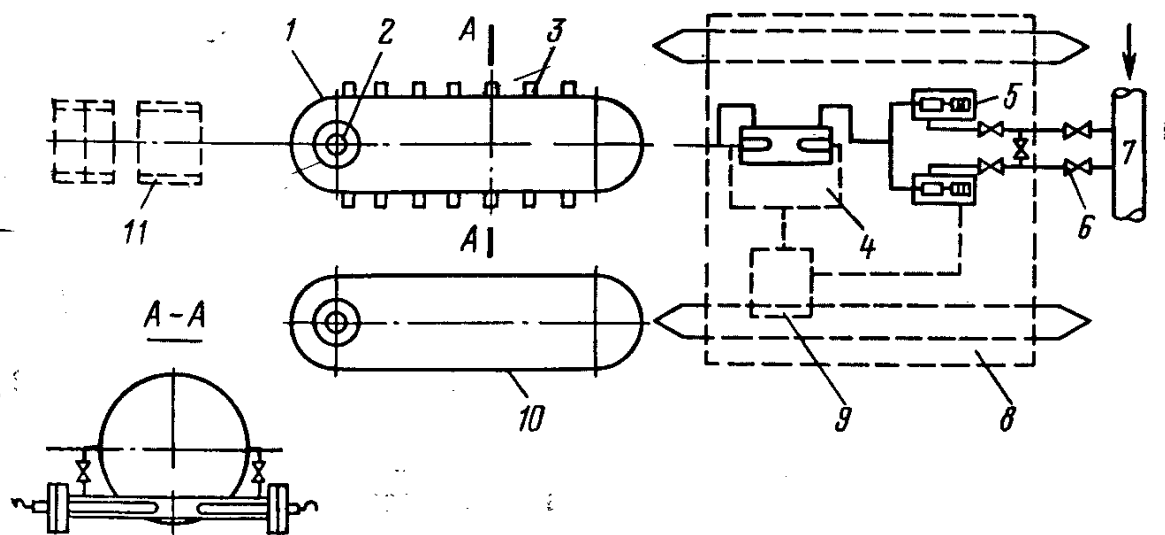


Рисунок 4.1 – Схема подготовки водного раствора ПАВ к закачиванию в пласт [103]

4.1.2 Технологический процесс воздействия на пласт

Технологический процесс воздействия на пласт включает комплекс мероприятий, выполняющийся в определенной последовательности и обеспечивающий качественное проведение работы по воздействию на пласт с целью повышения его нефтеотдачи.

Выбор участков для применения технологии при одновременной обработке группы нагнетательных скважин через КНС или одиночных скважин производится с учетом геолого-физических характеристик участков, состояния выработки запасов, промыслово-эксплуатационных показателей нагнетательных скважин, через которые производится воздействие.

В ходе подготовки к закачке ПАВ выполняются следующие работы.

Убедиться в исправности устьевого арматуры и в отсутствии заколонных перетоков, что обеспечивается по средствам качественного цементного кольца, а также герметичности эксплуатационной колонны. Чистый забой с зумпфом не 5

м также является необходимым условием, потому что перед проведением работ, а также по их завершении, необходимо провести комплекс геофизических исследований (ГИС), включающие термометрию, расходомерию, по результатам которых определяется работающая толщина пласта.

Вблизи от КНС для закачки ПАВ на линии низкого давления устанавливают последовательно две задвижки для отбора воды при приготовлении раствора ПАВ, а на линии высокого давления – задвижку ввода раствора ПАВ в водовод.

На устье обрабатываемых нагнетательных скважин должны быть установлены манометры.

Определяют приемистость обрабатываемых нагнетательных скважин исходя из суточной закачки блока КНС. После определения приемистости режимы работы от КНС не должны меняться.

На нагнетательных скважинах, у которых по результатам замеров низкая приемистость, проводят работы по ОПЗ для увеличения приемистости, а на тех скважинах, где имеются заколонные перетоки, проводятся ремонтно-изоляционные работы.

4.1.3 Определение технологических параметров закачки

1. Технологические параметры процесса (концентрация и объем оторочек рабочих агентов, их общий объем) установлены на основании результатов лабораторных и промысловых испытаний. Они зависят от геологического строения продуктивного пласта, особенностей разработки и определяются приемистостью скважины.

2. Технологические параметры закачки растворов ПАВ определяются из расчета, что при обработке одиночных скважин, необходимо закачивать от 20 м³ раствора с концентрацией КПАВ – 0,1% масс., НПАВ от 0,01 до 0,1% масс. на 1 м нефтенасыщенной толщины, верхний предел объема закачки неограничен. При обработке группы скважин с КНС, количество ПАВ заявленной концентрации берется из расчета закачки за 24-48 часов на 1 метр нефтенасыщенной эффективной толщины пласта 30-50 м³ раствора, который определяется производительностью КНС, суммарной приемистостью скважин и их количеством.

3. На КНС или на куст завозится расчетное количество хим. реагентов.

4. Оборудовать на выкиде насоса КНС точку ввода ПАВ. Определив скорость подачи воды в водоводе, отрегулировать подачу концентрата раствора ПАВ скоростью закачки цементировочного агрегата, таким образом, чтобы концентрация раствора ПАВ, подходящая к скважине, была не менее заявленной в пересчете на 100% ПАВ, формулы 4.1, 4.2.

$$C_{ПАВ} = \frac{\rho_{тов.ф} \cdot V_{тов.ф} \cdot C_{ПАВ в тов.ф}}{\rho_{100\%ПАВ} \cdot (V_{воды} + V_{тов.ф})}, \quad (4.1)$$

$$V_{тов.ф} = \frac{V_{воды}}{\left(\frac{\rho_{тов.ф} \cdot C_{ПАВ в тов.ф}}{\rho_{100\%ПАВ} \cdot C_{ПАВ}} - 1 \right)}, \quad (4.2)$$

где $C_{ПАВ}$ - концентрация ПАВ в конечном растворе (% об.); $V_{тов.ф}$ - необходимый объем товарной формы ПАВ для получения заданной концентрации ПАВ в конечном растворе; $V_{воды}$ - объем воды; $\rho_{тов.ф}$ - плотность товарной формы ПАВ; $C_{ПАВ в тов.ф}$ - концентрация ПАВ в товарной форме (% масс.); $\rho_{100\%ПАВ}$ - плотность чистого ПАВ.

5. Расставить спецтехнику согласно плану работ.

6. Собрать нагнетательную линию на выкиде насоса КНС и опрессовать на полуторакратное рабочее давление.

7. Отрегулировать подачу концентрата раствора ПАВ в нагнетательную линию, согласно расчетам, и провести технологическую операцию по закачке раствора ПАВ в скважины. После прокачки всего объема ПАВ, продолжить закачку воды с КНС.

4.2 Обработка призабойной зоны нагнетательных скважин составом ПАВ повышенной концентрации

Призабойная зона пласта — это та часть пласта, которая наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям. Эффективность применения обработок призабойной зоны пласта определяется параметрами пласта на площади воздействия, а также технологическими

параметрами закачиваемых составов химических реагентов (рабочая концентрация, время выдержки, давление и темп закачки).

Для нагнетательных скважин в процессе работы становится актуальной проблемы глинизации ПЗП, а также кольматации зоны из-за привнесенного глинистого материала. Особо высока актуальность данной проблемы для полимиктовых коллекторов. Для решения возникающих проблем и предлагается применять разработанный состав ПАВ. В результате, ожидается снижение гидратации глин, а также их активация и диспергация, и как итог - вынос частиц при дренировании скважины. В комплексе указанные эффекты приведут к увеличению проницаемости ПЗП и приёмистости нагнетательных скважин. Кроме того, применение разработанного состава ПАВ позволит снизить скорость коррозии внутрискважинного оборудования.

Эффективность разработанного состава ПАВ была подтверждена в ходе фильтрационных экспериментов по моделированию обработки призабойной зоны нагнетательной скважины на установке, описанной в пункте 3.1. Судя по Таблице 3.1, оптимальной является концентрация в водном растворе НПАВ - 0,5-1% масс. и КПАВ - 3-5% масс. (см. раздел 3.2), при которой градиент давления закачки воды в керн после его обработки данным раствором ПАВ снижается более, чем в 2 раза.

4.2.1 Технические средства для осуществления технологического процесса обработки призабойной зоны

При осуществлении технологического процесса используется стандартное оборудование, применяемое при капитальном ремонте скважин и обработке их призабойной зоны: насосные агрегаты для перемешивания и закачки рабочих составов; автоцистерны для доставки на скважину поверхностно-активных веществ; передвижная паровая установка для работы в зимний период.

Оборудование и технические средства должны соответствовать ГОСТ 12.2.088, ГОСТ Р 12.2.141, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.012, РД 08-200.

4.2.2 Требования, предъявляемые к объекту применения технологии

Закачка рабочего состава производится в те скважины, которые отвечают следующим требованиям:

для нагнетания разработанного состава в скважину необходимо, чтобы у выбранной скважины рабочая площадка удовлетворяла требованиям безопасности и обеспечивала размещение специальной техники и необходимого оборудования, как для проведения обработки, так и для исследований скважины;

в комплексе ГИС обязательно должны присутствовать методы, позволяющие построить профиль притока скважины;

необходимо обеспечить разобщение пластов, лежащих выше и ниже эксплуатируемого;

необходимо подготовить всё наземное и подземное оборудование, а также водоводы к запуску нагнетательных скважин и закачке воды, а также опрессовать все оборудование на давление, которое в 1,5 раза превышает рабочее;

4.2.3 Технологический процесс воздействия на призабойную зону скважины раствором ПАВ

Технологический процесс воздействия на призабойную зону нагнетательных скважин включает комплекс обязательных мероприятий, выполняющийся в определенной последовательности и обеспечивающий качественное проведение работы по воздействию на ПЗП с целью повышения их производительности. Технологический процесс можно структурно разделить на три части:

- подготовительные работы;
- осуществление воздействия на ПЗП;
- освоение скважин после обработки.

Перед проведением работ по обработке скважин необходимо:

- прошаблонировать НКТ и эксплуатационную колонну (при необходимости), отбить забой скважины;

- провести комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, имеющих целью определить и уточнить параметры работы

скважины и оценить качество ОПЗ пласта;

- провести ряд контрольных замеров параметров работы скважины: дебита, линейного и затрубного давлений, отобрать 2-3 пробы жидкости, определить обводненность продукции;

- доставить на скважину необходимое количество реагентов, продавочную жидкость для заполнения ствола скважины и продавки состава в пласт, оборудование и агрегаты, необходимые для осуществления процесса.

Воздействие на ПЗП раствором ПАВ

Технологический процесс проводится с использованием ПАВ рабочей концентрацией НПАВ 0,5-1% масс. и КПАВ 3-5% в пересчете на 100 % ПАВ. Готовится состав для закачки в скважину в автоцистерне АЦ путем смешения товарной формы ПАВ с технической водой. После получения рабочей концентрации состав при открытом затрубном пространстве закачивают в НКТ и доводят до башмака НКТ жидкостью глушения. Раствор ПАВ продавливают в пласт жидкостью глушения в объеме НКТ, скважину оставляют на реагирование в течение 4-6 часов. При отсутствии приемистости после освоения раствор ПАВ вымывают из скважины обратной промывкой при давлении не более 40 атм. и проводят работы по вызову приемистости другими способами.

4.3 Применение разработанной технологии на разных стадиях разработки месторождений

По результатам гидродинамического моделирования, описанных в Главе 3, можно сделать вывод о том, что на начальном этапе разработки месторождений с полимиктовыми (глинистыми) коллекторами для поддержания пластового давления целесообразно использовать разработанный состав ПАВ. Это, по сравнению с заводнением пресными и слабоминерализованными водами, позволит сохранить глинистые минералы в первоначальном состоянии, т.е. предотвратит их гидратацию, а также за счет снижения межфазного натяжения на границе «нефть-вода» позволит увеличить коэффициент извлечения нефти.

На стадии стабильной добычи нефти с растущей обводненностью, когда в пласте уже существуют промытые зоны и при заводнении используется пресная

или слабоминерализованная вода, глинистые минералы находятся в гидратированном состоянии. На этой стадии основная цель – восстановление проницаемости в промытых зонах продуктивного пласта, которую можно достичь закачкой в пласт разработанного состава ПАВ.

На месторождениях, находящихся на завершающих стадиях разработки с использованием традиционного заводнения, рекомендуется переход на предлагаемую технологию закачки в пласт разработанного состава ПАВ в комплексе с потокоотклоняющими технологиями.

Выводы по главе 4

1) Разработана и предложена к промышленному внедрению комплексная технология заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, включающая в себя технологию закачки разработанного состава ПАВ через систему нагнетательных скважин системы ППД, а также технологию обработки ПЗП отдельных нагнетательных скважин с использованием раствора ПАВ повышенной концентрации. Положительный эффект от применения технологии заключается в увеличении коэффициента вытеснения нефти водным раствором ПАВ и увеличении приемистости нагнетательных скважин за счет уменьшения межфазного натяжения на границе «нефть-вода» и подавления гидратации глинистых минералов в составе пород коллекторов

2) Обосновано применение предлагаемых технологий воздействия на низкопроницаемый полимиктовый коллектор на основе разработанного состава ПАВ для всех стадий разработки месторождений. Разработанные технологии применимы как в комплексе, так и по отдельности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) Анализ текущего состояния и особенностей разработки нефтяных месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна показал актуальность диссертационных исследований, направленных на повышение эффективности искусственного заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, отличающихся, как известно, высокой глинистостью.

2) Повысить эффективность искусственного заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов можно путем закачки в пласт водных растворов специально подобранных многофункциональных ПАВ, способных помимо улучшения нефтевытесняющих свойств воды снижать интенсивность набухания глин в составе пород коллекторов. Результаты анализа позволили выделить основные недостатки традиционно используемых при заводнении нефтяных месторождений типов вод и растворов ПАВ и сформулировать основные требования к разрабатываемому составу ПАВ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.

3) Разработан и запатентован состав ПАВ для закачки в низкопроницаемый глинизированный пласт, представляющий собой водный раствор композиции двух ПАВ - неионогенного (N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15) и катионного (алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14).

4) Результаты проведенных исследований показали, что по сравнению с известными ПАВ, традиционно используемыми при искусственном заводнении нефтяных месторождений, разработанный состав ПАВ отличается меньшей величиной адсорбции на поверхности пор пород-коллекторов, способностью более эффективно снижать межфазное натяжение на границе раздела фаз в системе «нефть-вода» и гидратацию глинистых минералов, снижать давление закачки в модель низкопроницаемого полимиктового пласта и повышать коэффициент вытеснения из него нефти.

5) Выявлена способность разработанного состава ПАВ диффундировать из водного раствора в нефть, оказывать диспергирующее действие на основные

структурообразующие компоненты пластовой нефти – асфальтены, снижать интенсивность коррозии металла, а также оказывать влияние на геомеханические свойства пород коллекторов (снижать их прочность и повышать пластичность).

6) Результаты гидродинамического моделирования процесса заводнения низкопроницаемого полимиктового коллектора с применением разработанного состава ПАВ показали снижение остаточной нефтенасыщенности по сравнению со стандартным заводнением и увеличение коэффициента извлечения нефти на 4,3%.

7) Разработана и предложена к промышленному внедрению комплексная технология заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, включающая в себя технологию закачки в пласт разработанного состава ПАВ через систему нагнетательных скважин системы ППД, а также технологию обработки призабойной зоны отдельных нагнетательных скважин с использованием раствора ПАВ повышенной концентрации. Положительный эффект от применения технологии заключается в увеличении коэффициента вытеснения нефти водным раствором ПАВ и увеличении приемистости нагнетательных скважин за счет уменьшения межфазного натяжения на границе «нефть-вода» и подавления гидратации глинистых минералов в составе пород-коллекторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов России в 2016 и в 2017г.», главный редактор: Е.А. Киселев, 2018. – 372 с.
2. Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – Москва: Недра, 1975. – 679 с.
3. Штурн, Л.В. Особенности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири с низкопроницаемыми коллекторами / Л.В. Штурн, А.А. Кононенко, С.И. Грачев // Территория Нефтегаз. – 2008. – № 2. – С. 64–69.
4. Кузнецова, А.Н. Трудноизвлекаемые запасы юрских залежей Западной Сибири и новые технологии повышения нефтеотдачи / А.Н. Кузнецова, А.В. Петухов // Неделя науки СПбПУ: сборник лучших работ. Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2016. – С. 323–328.
5. Желтов, Ю.В. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глинодержащими коллекторами / Ю.В. Желтов, В.Е. Ступоченко, А.Я. Хавкин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1981. – №7. – С. 42 – 47.
6. Чепкасова, Е.В. Оценка технологической эффективности применения воды в качестве агента вытеснения в условиях низкопроницаемого коллектора / Е.В. Чепкасова, М.Г. Иванов // Территория Нефтегаз. – 2016. – №2. – С. 82 – 86.
7. Асалхузина, Г.Ф. Моделирование дифференциации пластового давления между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами / Г.Ф. Асалхузина, А.Я. Давлетбаев, И.Л. Хабибуллин // Вестник Башкирского университета. – 2016. – Т. 21. – №3. – С. 537 – 544.
8. Шпуров, И.В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высоким и низким

фильтрационным потенциалами / И.В. Шпуров, А.В. Тудвачев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №9. – С. 73 – 74.

9. Александров, А.А. Петрофизическая основа влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей / А.А. Александров, О.Д. Габдраупов, С.Г. Девяткова, В.П. Сонич // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №2. – С. 38 – 43.

10. Черемисин, Н.А. Влияние пространственной связности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений / Н.А. Черемисин, И.А. Рзаев, Д.А. Алексеев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №11. – С. 32 – 35.

11. Байков, В.А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения / В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №2. – С. 8 – 12.

12. Байков, В.А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождения / В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №2. – С. 17 – 19.

13. Байков, В.А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №2. – С. 4 – 7.

14. Байков, В.А. Моделирование притока жидкости к скважинам в низкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации / В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Д.С. Иващенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С. 54 – 58.

15. Афанасьев, И.С. Разработка нефтяных сверхнизкопроницаемых коллекторов / И.С. Афанасьев, В.А. Байков, А.И. Федоров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №5. – С. 82 – 86.

16. Евсеев, О.В. Методы исследования трещины автоГРП в нагнетательных скважинах / О.В. Евсеев, А.В. Колонских, И.Д. Латыпов, Э.К. Уматов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – №2. – С. 29 – 35.
17. Федоров, А.И. Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов / А.И. Федоров, А.Р. Давлетова, А.В. Колонских, К.В. Торопов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – №2. – С. 25 – 29.
18. Рогачев, М.К. Исследование и разработка растворов поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов / М.К. Рогачев, А.Н. Кузнецова // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник», №1, 2016г. с. 49-53.
19. Рогачев, М.К. Регулирование фильтрационных характеристик нефтяных коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ, А.Н. Кузнецова // Международный Научно-исследовательский журнал International research journal – №10 (41), Часть 4, 2015. С. 98-99
20. Curbelo F.D.S. et al. Synergism study of mixtures of ionic and nonionic surfactants in enhanced oil recovery adsorption // Brazilian Journal of Petroleum and Gas. – 2017. – Vol.11. – №2. – pp. 91 – 97.
21. Sheng J. J. Status of surfactant EOR technology // Petroleum. – 2015. – №1. – pp. 97 – 105.
22. Zeng B., Cheng L., Hao F. Mechanism of threshold pressure gradient reduction by surfactant // Physical and Numerical Simulation of Geotechnical Engineering. – 2014. – Iss.15. – pp. 61 – 64.
23. Zhao L. et al. Impact of ultra-low interfacial tension on enhanced oil recovery of ultra-low permeability reservoir // Advances in Petroleum Exploration and Development. – Canadian Research & Development Center of Sciences and Cultures. – 2012. – Vol.4. – No.1. – pp. 49 – 54.
24. Kamal M.S. A review of gemini surfactants: potential application in enhanced oil recovery // Journal of Surfactants and Detergents. – 2016. – Vol.19. – Iss.2 – pp. 223 – 236.

25. Алмаев, Р.Х. Влияние растворов НПАВ на фазовые проницаемости нефтенасыщенных пород / Р.Х. Алмаев // Нефтяное хозяйство. – 1991. – №2. – С. 18 – 20.

26. Алмаев, Р.Х. Исследование эффективности применения слабоконцентрированных растворов ОП-10 / Р.Х. Алмаев, В.В. Васильев, Г.Н. Пияков // Нефтяное хозяйство. – 1986. – №7. – С. 55 – 57.

27. Тумасян, А.Б. Влияние ПАВ на фазовые проницаемости пористой среды для нефти и воды / А.Б. Тумасян, В.Г. Пантелеев // Нефтяное хозяйство. – 1973. – №10. – С. 37 – 39.

28. Бурдынь, Т.А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / Т.А. Бурдынь, А.Т. Горбунов, Л.В. Лютин, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова. М.: Недра, 1983 – 192 с.

29. Перемыслова, Е.С. Исследование органических ПАВ, улучшающих нефтевымывающие свойства воды / Е.С. Перемыслова // Нефтяное хозяйство. – 1955. – №9. – С. 47 – 50.

30. Бабалян, Г.А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабалян, А.Б. Тумасян, Б.И. Леви, Э.М. Халимов. – М.: Недра, 1983. – 216 с.

31. Гиматудинов, Ш.К. О механизме моющего действия вод различного состава при вытеснении нефти из пористой среды / Ш.К. Гиматудинов // Нефтяное хозяйство. – 1962. – №10. – С. 43 – 48.

32. Бабалян, Г.А. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов / Г.А. Бабалян, А.Б. Тумасян, Б.И. Леви, Э.М. Халимов // Нефтяное хозяйство. – 1976. – №7. – С. 7 – 16.

33. Пияков, Г.Н. Исследование эффективности применения водного раствора ОП-10 на поздней стадии заводнения / Г.Н. Пияков, В.Ф. Усенко, Р.И. Кудашев, В.П. Павлов // Нефтяное хозяйство. – 1983. – №11. – С. 43 – 46.

34. Ганиев, Р.Р. Оценка эффективности применения 0,05%-ного водного раствора ОП-10 для повышения нефтеотдачи пластов / Р.Р. Ганиев // Нефтяное хозяйство. – 1987. – №1. – С. 31 – 34.

35. Кисляков, Ю.П. Применение ПАВ на месторождении Узень / Ю.П. Кисляков // Нефтяное хозяйство. – 1983. – №7. – С. 37 – 39.

36. Васильева, Т.Н. Результаты применения высококонцентрированного водного раствора НПАВ / Т.Н. Васильева, Б.Ф. Живайкин, Ю.П. Кисляков // Нефтяное хозяйство. – 1991. – №4. – С. 24 – 26.

37. Оганджянц, В.Г. Изучение адсорбции реагента ОП-10 на поверхности полимиктового песка /, М.А. Дмитриев, А.М. Полищук и др. // Нефтяное хозяйство. – 1984. – №4. – С. 52 – 55.

38. Хазипов, Р.Х. Применение НПАВ с добавкой понизителя адсорбции и биодеструкции для повышения нефтеизвлечения / Р.Х. Хазипов, Р.Р. Ганиев, В.Е. Игнатьева др. // Нефтяное хозяйство. – 1990. – №12. – С. 46 – 49.

39. Игнатьева, В.Е. Совершенствование технологии применения НПАВ для увеличения нефтеотдачи / В.Е. Игнатьева, Н.Н. Силищев, Р.Ф. Нигматуллина и др. // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №6. – С. 49 – 50.

40. Вашуркин, А.И. Применение ПАВ для интенсификации разработки месторождений Западной Сибири / А.И. Вашуркин, М.И. Пятков, Ю.Б. Фаин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1976. – №7. – С. 21 – 23.

41. Гусев, С.В. Эффективность методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях Западной Сибири / С.В. Гусев // Нефтяное хозяйство. – 1990. – №2. – С. 36 – 39.

42. Алтунина, Л.К. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов – Н.: Наука, 1995. — 198 с.

43. Паникаровский, Е.В. Перспективы использования физико-химических методов увеличения продуктивности скважин / Е.В. Паникаровский, В.В. Паникаровский, И.И. Клещенко // Нефтепромысловое дело, 2006 - №3 – С.20-25.

44. Кузнецова, А.Н. Опыт применения неионогенных пав в процессах добычи нефти /А.Н. Кузнецова, А.Ю. Искан // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Всероссийской научно-практической – Тюмень: ТИУ, 2017, С. 69-73.

45. Кузнецова, А.Н. Применение растворов неионогенных пав для повышения коэффициента извлечения нефти из низкопроницаемых полимиктовых коллекторов /А.Н. Кузнецова, А.Ю. Искан // Сборник трудов XIX Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники-2016», Уфа, УГНТУ, С. 3-5

46. Хавкин, А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа / А.Я. Хавкин. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2010 – 692 с.

47. Бакиров, А.У. Химические методы в процессах добычи нефти, Институт органической химии (Академия наук СССР), Уфимский нефтяной институт.: – Наука, 1987. – 238 с.

48. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 356 с.

49. Кузнецова, А.Н. Исследование влияния водных растворов пав и глинистых частиц низкопроницаемых коллекторов /А.Н. Кузнецова, А.С. Кинах // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Всероссийской научно-практической – Тюмень: ТИУ, 2017. С. 82– 87.

50. Кузнецова, А.Н. Применение методов увеличения нефтеотдачи на залежах полимиктовых песчаников /А.Н. Кузнецова, А.С. Сухих // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Всероссийской научно-практической – Тюмень: ТИУ, 2017. С. 115–118.

51. Сидоровский, В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / В.А. Сидоровский. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

52. ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения пластов. Требования к качеству». – М., 1988. – 10 с.

53. СТП 0148463-007-88, «Временные нормы содержания ТВВ и нефтепродуктов в воде, используемой в системах ППД». – 6 с.

54. Афанасьев, В.А. Качественная подготовка воды для поддержания пластового давления в низкопродуктивных пластах / В.А. Афанасьев,

А.А.Шевелев, С.А. Сулима, А.Г. Гусев // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №5. – С. 36-39.

55. Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества: Справочник под ред. А.А. Абрамзона и Г.М. Гаевого / А.А. Абрамзон, В.В. Бочаров, Г.М. Гаевой Г.М. и др. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.

56. Девликамов, В.В. Влияние ПАВ на реологические свойства нефти / В.В. Девликамов, М.К. Рогачев // Нефтяное хозяйство. – 1976. – №6. – С. 29 – 31.

57. Гиматудинов, Ш.К. О механизме моющего действия вод различного состава при вытеснении нефти из пористой среды / Ш.К. Гиматудинов // Нефтяное хозяйство. – 1962. – №10. – С. 43 – 48.

58. Петров, Н.А. Катионактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н.А. Петров, Б.С. Измухамбетов, Ф.А. Агзамов, Н.А. Ногаев, под ред. Ф.А. Агзамова. – СПб.: Недра, 2004. – 408 с.

59. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти /М.К.Рогачев, К.В.Стрижнев. – М.: Недра, 2006. – 295 с.

60. Городнов, В.Д. «Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении» // М.: Недра, 1977 – 56 с.

61. Каталог реагентов компании НИИПАВ. Реагент КАТАПАВ, технические условия. Режим доступа: <http://niipav.ru/alkildimetilbenzilammoniy-hlorid-s12--s14-50-voda>.

62. Неудачина, Л.К. Применение поверхностно-активных веществ в анализе: учеб. пособие / Л.К. Неудачина, Ю.С. Петрова. М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. – 76 с.

63. Каталог фирмы «Сека», Франция, 1990. – 84 с.

64. Ланге, К.Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение / под науч. ред. Л.П.Зайченко. – СПб: Профессия, 2007. - 240с.

65. ГОСТ 29232-91 «Определение критической концентрации мицеллообразования». – М.: Издательство стандартов, 1992. – 7 с.

66. Каталог ОАО Нижнекамскнефтехим. НЕОНОЛЫ Технические условия. Неонол АФ 9-6. Оксиэтилированный нонилфенол, режим доступа: <https://elarum.ru/production/neonol/af-9-6/>
67. Каталог фирмы ООО «Синтез ТНП», режим доступа <http://sintez-tnp.ru/gidrofobizator-ng-1>
68. ГОСТ 8433-81 Вещества вспомогательные ОП-7 и ОП-10. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1981. – 13 с.
69. Каталог технологий ЗАО «Химеко-ГАНГ». – 35 с. Режим доступа: <http://www.asbur.ru/upload/File/himeko-gang-pdf.pdf>
70. Группа компаний «Химпэк», каталог продукции, режим доступа: <http://www.chempack.ru/ru/chemical-raw-materials/sulfonol.html>
71. Каталог компании Макс Петролеум Сервис, режим доступа: <http://www.mpservices.ru/top/produktsiya/neftepromyslovaya-himiya/gidrofobizator-gf-15-mps/>
72. СТО Газпром 2-3.2-020-2005 «Буровые растворы. Методика выполнения измерений коэффициента набухания глин и глинопорошков». – М.: Издательский Дом Полиграфия, 2005. – 16 с.
73. ГОСТ Р 8.777-2011 Дисперсный состав аэрозолей и взвесей. Определение размеров частиц по дифракции лазерного излучения. – М.: Стандартинформ, 2012. – 12с.
74. Волков, В.А. Коллоидная химия. Поверхностные явления и дисперсные системы / В.А. Волков. –М.: МГТУ. Международная программа образования. 2000-2001. – 659 С.
75. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. — 312 с.
76. Гутман, Э. М. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Э.М. Гутман, К.Р. Низамов, М.Д. Гетманский, Э.А. Низамов Э. А. — М.: Недра, 1983. — 152 с.
77. ГОСТ 2789-73 «Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики». – М.: Стандартинформ, 2006. – 8 с.

78. ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности». – М.: Издательство стандартов, 1988. – 15 с.

79. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. - 308с.

80. ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 6 с.

81. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях». – М.: Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1986. – 20 с.

82. ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации». – М.: Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. – 37 с.

83. ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости насыщением». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 12 с.

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

85. Гладков, П.Д. Исследование влияния гидрофобизирующих составов на механическую прочность образцов полимиктовых песчаников / П.Д. Гладков, М.К. Рогачев / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, №1 – 360-366 с.

86. Ржевский, В.В. Основы физики горных пород: учебник / В.В. Ржевский, Г.Я. Новик. – М.: Кн. дом «ЛИБЕРКОМ», 2010. – 360 с.

87. Щукин, Е. Д. Новые исследования физико-химических явлений в процессах деформации и разрушения твердых тел / Е.Д. Щукин. – Успехи коллоидной химии. – М.: Наука, 1973. – С.159-173.

88. Латышев, О. Г. Направленное изменение фрактальных характеристик, свойств и состояния пород поверхностно-активными веществами в процессах

горного производства: научная монография / О.Г. Латышев, М.В. Корнилков; Урал. гос. горный ун-т. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2016. – 407 с.

89. Карасев, К.А. Моделирование и прогноз эффективности бурения в условиях направленного изменения свойств горных пород поверхностно-активными веществами: дис. канд. техн. наук: 25.00.22 / К.А. Карасёв. - Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. – 156 с.

90. Временное руководство по исследованию эффективности применения ПАВ при механическом разрушении горных пород. – М.: Изд. ИГД им. А.А. Скочинского, 1990. – 32 с.

91. Временное руководство по прогнозу выбросоопасности угольных пластов и вмещающих пород по данным геофизических исследований геологоразведочных скважин в Донецком бассейне. – М.: Изд. ИГД им. А.А. Скочинского, 1989. – 48 с.

92. Алексеев, А.Д. Обработка выбросоопасных пластов водными растворами ПАВ / А.Д. Алексеев и др. – Киев: Техника, 1988. – 86 с.

93. Оробченко, В. И., Марцинкевич Г. И. Воздействие адсорбционноактивной среды на уголь в условиях сложного напряженного состояния / В.И. Оробченко, Г.И. Марцинкевич / Вопросы управления состоянием горного массива: Науч. тр. ИГД им. А. А. Скочинского. – 1984. – Вып. 224. – С. 30-35.

94. Шоболова, Л. П. Изменение состояния горного массива при его физико-химической обработке // Способы и средства управления состоянием массива: науч. сообщ. ИГД им. А.А. Скочинского / Л.П. Шоболова, О.А. Эдельштейн – М., 1987. – С. 21-24

95. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии. М., 1984. – 8с.

96. ГОСТ 28840-90 «Машины для испытаний материалов на растяжение, сжатие и изгиб. Общие технические требования». – М.: Издательство стандартов, 1990. – 5 с.

97. Цимбаревич, П.М. Механика горных пород / П.М. Цимбаревич – М.: Углетехиздат, 1948.– 312 с.

98. Евсеев, В.Д. Механизмы влияния жидкости на разрушение горных пород при вдавливании индентора // XIII Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр»: Труды междунар. научного симпозиума. – Томск, 2009. – С. 499–502.

99. Лейк Л. Основы Методов увеличения нефтеотдачи, Университет Техас-Остин. (EOR Fundamentals by Larry Lake U of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer), М.: Universitet Tekhas, 1988. – 449 с.

100. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: ЮКОС - Schlumberger, 2001. – 144 с.

101. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. М., Недра, 1983. – 510 с.

102. Кузнецова, А.Н. Dynamic modeling of surfactant flooding in low permeable argillaceous reservoirs / A.N. Kuznetsova, M.K. Rogatchev, A.S. Gunkin // IOP: Earth and Environmental Science (EES), 2017. – С. 243-248.

103. Ибрагимов, Г.З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Справочник / Г.З. Ибрагимов, К.С. Фазлутдинов, Н.И. Хисамутдинов. М.: Недра, 1991. — 384 с.

104. Патент 2655685 С1, Российская Федерация. Состав для вытеснения для закачки в глинизированный нефтяной пласт / Кузнецова А.Н., Рогачев М.К., Нелькенбаум С.Я., Нелькенбаум К.С.; заявитель и патентообладатель Санкт-Петербургский горный университет, ООО «Синтез ТНП. Заявл.29.05.2017, опубл. 29.05.2018, Бюл. №16. – 8 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2655685

СОСТАВ ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В
ГЛИНИЗИРОВАННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

Патентообладатели: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU), ООО "Синтез ТНП" (RU)*

Авторы: *Кузнецова Александра Николаевна (RU), Рогачев Михаил Константинович (RU), Нелькенбаум Савелий Яковлевич (RU), Нелькенбаум Константин Савельевич (RU)*

Заявка № 2017118705

Приоритет изобретения 29 мая 2017 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 29 мая 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 29 мая 2037 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) **RU** (11) **2 655 685** ⁽¹³⁾ **C1**
 (51) МПК
C09K 8/584 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

C09K 8/584 (2017.08); Y10S 507/935 (2017.08); Y10S 507/936 (2017.08)

(21)(22) Заявка: 2017118705, 29.05.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
29.05.2017Дата регистрации:
29.05.2018

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 29.05.2017

(45) Опубликовано: 29.05.2018 Бюл. № 16

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
 федеральное государственное бюджетное
 образовательное учреждение высшего
 образования "Санкт-Петербургский горный
 университет", отдел интеллектуальной
 собственности и трансфера технологий (отдел
 ИС и ТТ)

(72) Автор(ы):

Кузнецова Александра Николаевна (RU),
 Рогачев Михаил Константинович (RU),
 Нелькенбаум Савелий Яковлевич (RU),
 Нелькенбаум Константин Савельевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
 образовательное учреждение высшего
 образования "Санкт-Петербургский горный
 университет" (RU),
 ООО "Синтез ТНП" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
 о поиске: РОГАЧЕВ М.К. и др.
 Исследование и разработка растворов
 поверхностно-активных веществ для
 заводнения низкопроницаемых
 полимиктовых коллекторов, НТХ Инженер-
 нефтяник, 2016, ном.1, с.49-53. SU 1596085
 A1, 10.09.1990. RU 2467163 C1, 20.11.2012. RU
 2468056 C1, 27.11.2012. RU 2254399 C1,
 20.06.2005. EA 21390 B1, 30.06.2015. RU
 2333234 C1, 10.09.2008. (см. прод.)

(54) СОСТАВ ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ГЛИНИЗИРОВАННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к разработке нефтяных месторождений с использованием заводнения. Состав для вытеснения для закачки в глинизированный нефтяной пласт, содержащий неионогенное поверхностно-активное вещество - НПАВ N-алкил-N,N-ди(полиэтиленгликоль) амин на основе кислот кокосового масла оксамин Л-15 и воду, дополнительно содержит катионное поверхностно-активное вещество - КПАВ алкилдиметилбензиламмоний хлорид C12 - C14

спиртовой, при следующем соотношении компонентов, масс. %: НПАВ 0,01-0,5; КПАВ 0,1-0,5; вода - остальное. Технический результат - снижение межфазного натяжения на границе «нефть-вода», уменьшение степени набухания глинистых минералов, и в конечном итоге более эффективное вытеснение нефти из глинизированного пласта. Дополнительно состав имеет бактерицидные свойства и является ингибитором коррозии. 1 ил., 2 табл., 3 пр.

(56) (продолжение):

US 6831108 B2, 14.12.2004. WO 2011/086359 A1, 21.07.2011.

RUSSIAN FEDERATION

FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY(19) **RU** (11)
(51) Int. Cl.
C09K 8/584 (2006.01)**2 655 685**⁽¹³⁾ **C1**(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

C09K 8/584 (2017.08); *Y10S 507/935* (2017.08); *Y10S 507/936* (2017.08)

(21)(22) Application: 2017118705, 29.05.2017

(24) Effective date for property rights:
29.05.2017Registration date:
29.05.2018

Priority:

(22) Date of filing: 29.05.2017

(45) Date of publication: 29.05.2018 Bull. № 16

Mail address:

199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2,
federalnoe gosudarstvennoe byudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Sankt-Peterburgskij gornyj
universitet", otdel intellektualnoj sobstvennosti i
transfera tekhnologij (otdel IS i TT)

(72) Inventor(s):

Kuznetsova Aleksandra Nikolaevna (RU),
Rogachev Mikhail Konstantinovich (RU),
Nelkenbaum Savelij Yakovlevich (RU),
Nelkenbaum Konstantin Savelevich (RU)

(73) Proprietor(s):

federalnoe gosudarstvennoe byudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Sankt-Peterburgskij gornyj
universitet" (RU),
OOO "Sintez TNP" (RU)(54) **COMPOSITION FOR DISPLACEMENT FOR PUMPING INTO A MUDDIED-OFF OIL FORMATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil industry,
namely to development of oil fields by using water
flooding. Composition for displacement for pumping
into a mudded-off oil formation comprising a nonionic
surfactant - NIS N-alkyl-N, N-di(polyethylene glycol)
amine based on coconut oil acids oxamine L-15 and
water, additionally comprises a cationic surfactant - CS
alcohol alkyl dimethylbenzylammonium chloride C12-C14, with the following ratio of components, mass%:
NIS - 0.01-0.5; CS - 0.1-0.5; water - balance. In
addition, the formulation has bactericidal properties
and is a corrosion inhibitor.EFFECT: technical result is decreased interfacial
tension at the oil-water boundary, decreased degree of
swelling of clay minerals, and ultimately more efficient
displacement of oil from the mudded-off oil formation.

1 cl, 1 dwg, 2 tbl, 3 ex

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

**ООО «Синтез ТНП»**

450029, Россия, Башкортостан, г. Уфа, ул. Юбилейная, 5, тел./факс (347) 240-42-50;
ИНН 0277003925; ОГРН 1020203081854
e-mail: sale@sintez-tnp.ru; сайт: www.sintez-tnp.ru

Исх. 01/11 от 13 декабря 2018 г.

В диссертационный совет Д 212.224.13 при
Санкт-Петербургском горном университете

СПРАВКА

о внедрении в промышленное производство
состава поверхностно-активных веществ

Настоящая справка дана о том, что в ООО «Синтез ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан) освоено промышленное производство поверхностно-активных веществ - основных компонентов разработанного и запатентованного химического состава для закачки в глинизированный нефтяной пласт с целью повышения его нефтеотдачи («Состав для вытеснения для закачки в глинизированный нефтяной пласт» / Кузнецова А.Н., Рогачев М.К., Нелькенбаум С.Я., Нелькенбаум К.С. - Патент РФ № 2655685 С1, заявл.29.05.2017, опубл. 29.05.2018, Бюл. №16).

Эффективность данного состава поверхностно-активных веществ изучалась на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета аспиранткой Кузнецовой Александрой Николаевной под руководством д.т.н., профессора Рогачёва М.К. В их отчёте отмечена более высокая эффективность данного химического состава в сравнении с другими рецептурами ПАВ для физико-химического воздействия на глинизированные нефтяные пласты.

Директор ООО «Синтез ТНП»



С.Я. Нелькенбаум