

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ  
НЕФТИ (ИНСТИТУТ «ТАТНИПИНЕФТЬ»)

*На правах рукописи*



**БЕЛОВ ВЛАДИСЛАВ ИВАНОВИЧ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НОВЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ И  
ЭМУЛЬСИОННО-ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ НА ПОЛНОТУ  
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ  
ОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ЗАВОДНЕНИЯ**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

Научный руководитель:  
доктор технических наук  
Зарипов Азат Тимерьянович

Бугульма -2024

## СОДЕРЖАНИЕ

	С.
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ СИСТЕМ И ПОЛИМЕРОВ. ....	13
1.1 Особенности геологического строения и нефтеносность продуктивных горизонтов месторождений Татарстана.....	13
1.2 Классификация методов увеличения нефтеизвлечения и факторы, определяющие их эффективность.....	16
1.3 Условия и критерии эффективного применения методов .....	19
1.4 Методы увеличения нефтеотдачи пластов с использованием эмульсионных систем и композиций на их основе. ....	22
1.5 Методы направленные на увеличение охвата пластов заводнением – технологии с применением полимерных систем. ....	32
ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НОВЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ. ТЕСТИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ СВОЙСТВ РАЗРАБОТАННЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ .....	42
2.1 Лабораторные исследования термодинамических свойств эмульсионных систем. ....	42
2.1.1 Приготовление и исследование эмульсионных систем с разным соотношением концентраций реагентов и минерализованной воды.....	42
2.1.2 Исследование термодинамической устойчивости высоковязких гидрофобных эмульсий .....	54
2.2 Исследование реологических свойств различных высоковязких гидрофобных эмульсий, полученных при разбавлении эмульгатора ТН – ЭИЭ водой с тульско–бобриковского горизонта, и проверка стабильности полученных систем в условиях, приближенных к пластовым .....	71

2.3 Тестирование фильтрационных и нефтеустойчивых свойств разработанных эмульсионных систем в разных геолого-физических условиях	80
2.3.1 Исследование фильтрационных и нефтеустойчивых свойств эмульсионных систем на естественных кернах тульско-бобриковских горизонтов .....	80
2.3.2 Исследование фильтрационных и нефтеустойчивых свойств эмульсий на двухслойных моделях пласта.....	86
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ ПОЛИМЕРОВ. ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И НЕФТЕУСТОЙЧИВЫХ СВОЙСТВ РАЗРАБОТАННЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ ПОЛИМЕРОВ МЕТОДАМИ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	94
3.1 Разработка (получение) составов на основе эмульсионных полимеров с целью применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения .....	94
3.1.1 Определение оптимального состава и концентраций компонентов эмульсионных полимеров .....	94
3.1.2 Изучение стабильности разработанных составов во времени .....	102
3.1.3 Исследование коррозионной активности разработанных составов на основе эмульсионных полимеров.....	108
3.1.4 Определение влияния на подготовку продукции скважин составов на основе эмульсионных полимеров.....	111
3.2 Изучение фильтрационных и водоизоляционных свойств составов на основе эмульсионных полимеров методами физического моделирования на моделях пласта в различных геолого-физических условиях.....	113
3.2.1 Изучение фильтрационных и нефтеустойчивых свойств составов на основе эмульсионных полимеров на образцах естественного керна .....	113
3.2.2 Изучение фильтрационных и водоизолирующих свойств составов на основе эмульсионных полимеров на двухслойных моделях пласта .....	122

ГЛАВА 4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВЫХ КОМПОЗИЦИЙ ..	132
4.1 Описание технологий закачки разработанных эмульсионных составов и композиций. ....	132
4.2 Результаты экономической оценки эффективности реализации технологических решений, направленных на увеличение нефтеотдачи.....	147
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	151
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	153

## **Введение**

### **Актуальность проблемы**

В настоящее время значительная доля нефтяных месторождений России, большая часть которых расположена в Урало-Поволжье, вступила в завершающую стадию разработки и характеризуется падением добычи. Это обусловлено истощением активных запасов нефти, и, как следствие, увеличением доли остаточной нефти, заключенной в зонах, не охваченных заводнением, и физически или химически связанной с породой пласта. Дополнительным фактором является рост обводненности сложнопостроенных терригенных коллекторов и их высокая расчлененность. Разработка данных залежей осуществляется, как правило, с поддержанием пластового давления путем заводнения. Несмотря на освоенность и относительно невысокую стоимость, оно имеет свои ограничения. Главными причинами не достижения полного вытеснения нефти водой выделяют различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, их несмешиваемость, а также неоднородность коллекторов.

Достигнуть проектируемого коэффициента извлечения нефти (КИН) можно за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти из пласта путем улучшения отмывающей способности воды (агента вытеснения) или за счет увеличения коэффициента охвата пласта заводнением.

Одним из основных способов повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является применение химических методов увеличения охвата пластов заводнением.

Технологии потокоотклонения, выравнивания профилей приемистости, перераспределения фильтрационных потоков и снижения обводненности добываемой продукции – одно из направлений повышения технико-экономических показателей разработки месторождений, особенно, на поздней стадии с отбором большого количества попутной воды. Для решения этой проблемы применяются технологии, направленные на увеличение охвата пласта по толщине и тем самым на выравнивание его профиля приемистости; снижение обводненности продукции добывающих скважин; повышения нефтеотдачи пласта

по обрабатываемому участку. Одной из важных задач нефтяных компаний является адресный подбор недорогих технологий для повышения нефтеотдачи пласта, эффективных в данных геолого-технологических условиях.

В ПАО «Татнефть» внедрены и используются различные виды потокоотклоняющих технологий. Наибольшее распространение из них получили технологии с использованием гелеобразующих, дисперсных, осадкообразующих систем. Однако применение данных композиций может привести к полному блокированию высоко- и среднепроницаемых интервалов пласта, обладающих, несмотря на свою повышенную водонасыщенность, значительными запасами нефти, что может привести, к длительному выключению их из разработки вплоть, до полной потери коллектора. В то же время, реанимация пропластков, блокированных данными композициями, является достаточно сложным и дорогостоящим процессом. Таким образом, полное отключение от процесса дренирования отдельных прослоев может привести к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти и снижению конечного коэффициента нефтеотдачи. В связи с этим, наиболее актуальным является применение на нагнетательных скважинах «щадящих» потокоотклоняющих технологий, которые позволяют временно блокировать и частично ограничить фильтрацию воды в высоко и среднепроницаемых промытых интервалах продуктивных пластов. Наиболее распространенными среди композиций, обладающих данными свойствами, являются эмульсионные составы (ЭС) на углеводородной основе. Использование эмульсионных систем позволяет объединить в одной технологии комплексное воздействие на пласт - увеличение коэффициента вытеснения и выравнивание фронта вытеснения, исключающее быстрый прорыв нагнетаемой воды к забою добывающей скважины за счет повышенных вязкостных характеристик эмульсионной системы. Благодаря регулируемой вязкости эмульсионный состав проникает в высокопроницаемые промытые зоны, перераспределяя закачиваемую с целью поддержания пластового давления воду в зоны с меньшей проницаемостью, обеспечивая более полное извлечение нефти из неохваченных воздействием пропластков.

Применяемые сегодня эмульсионные составы для обработки нефтяных пластов имеют, как правило, сходный состав, содержащий жидкий углеводород, эмульгатор, хлористый кальций и воду. Отличия в основном заключается в применяемом эмульгаторе.

Недостатком большинства известных эмульгаторов, применяемых для повышения стабильности эмульсий, является недостаточная эффективность, обуславливающая невысокую агрегативную и термическую стабильность, образуемых обратных водонефтяных эмульсий, а также ограниченность ресурсов и высокая стоимость составляющих компонентов.

В связи с чем возникает необходимость совершенствования и модификации эмульгаторов, использования эмульсионных систем комплексного воздействия, поиска новых способов разработки неоднородного по проницаемости заводненного нефтяного пласта, направленных на увеличение охвата пластов заводнением, а значит и увеличение нефтеизвлечения, что является сегодня весьма актуальной научно-технической и прикладной задачей в нефтедобывающей отрасли.

Проблемами разработки теоретических и прикладных аспектов применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в том числе эмульсионных систем в различное время занимались Н.Н. Михайлов, К.М. Федоров, Р.Д. Каневская, Л.К. Алтунина, В.Е. Андреев, Г.А. Бабалян, Ю.П. Борисов, М.Д. Валеев, В.Е. Гавура, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов, А.Т. Горбунов, В.В. Девликамов, Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, С.А. Жданов, Ю.В. Зейгман, Р.Р. Ибатуллин, В.Д. Кочетков, Д.Ю. Крянев, В.В. Кукин, Р.Х. Л.Е. Ленченкова, И.Л. Мархасин, М.К. Рогачев, Н.М. Саркисов, Н.М. Саркисов, М.Н. Саттаров, В.А. Стрижнев, К.В. Стрижнев, М.Л. Сургучев, А.Г. Телин, В.Г. Уметбаев, Р.Н. Фахретдинов, И.А. Швецов, И.Н. Шустеф и многие другие исследователи, ими были предложены ряд эмульгаторов, которые имеют достаточно высокую нефтеотесняющую способность.

Специалисты ПАО «Татнефть» и института «ТанИПИнефть» - И.Ф. Глумов, Г.А. Орлов, М.Х. Мусабиров С.Г. Уваров, А.Н. Береговой,

Н.А. Князева, Ш.Г. Рахимова, О.М. Андриянова принимали активное участие в разработке новых рецептур эмульгаторов и эмульсионных составов.

**Цель работы** - повышение нефтеизвлечения из неоднородных терригенных отложений применением новых эмульсионных и эмульсионно-полимерных систем комплексного воздействия.

### **Основные задачи исследований**

1. Анализ и обобщение результатов теоретических и экспериментальных исследований в области применения эмульсионных композиций для увеличения нефтеизвлечения. Определение наиболее перспективных применяемых и новых реагентов, и возможностей их использования для создания новых технологических разработок.

2. Разработка новых эмульсионных систем комплексного воздействия, обладающих высокой гидрофобной способностью, направленных на выравнивание профиля приемистости, увеличения охвата продуктивных пластов заводнением и, как следствие, нефтеотдачи в целом. Оптимизация их физико-химических свойств и параметров с учетом конкретных геолого-физических условий разработки месторождений.

3. Изучение закономерностей изменения фильтрационных и нефтеотдающих параметров новых эмульсионных составов на физических моделях пласта в зависимости от проницаемости пористых сред.

4. Разработка и промысловые испытания технологий увеличения нефтеотдачи в условиях заводнения пластов с использованием новых эмульсионных систем комплексного воздействия.

### **Методика исследований**

Решение поставленных задач основывалось на анализе и обобщении результатов теоретических и экспериментальных работ в области применения эмульсионных систем; проведения экспериментов на основе лабораторных и промысловых исследований.

## Научная новизна диссертационной работы

1. Установлено, что при разбавлении эмульгатора, состоящего из оксиэтилированного алкилфенола АФ<sub>9-6</sub> и олеиновой кислоты в соотношении 2:1, а также бензолсодержащей фракции, пластовой водой при увеличении концентрации эмульгатора с 2,5 до 10 % об., агрегатная устойчивость получаемой эмульсионной системы монотонно растет до критического водосодержания 95 %, до которого эмульсии сохраняют агрегативную стабильность.

2. Экспериментально установлено, что применение дополнительной оторочки - углеводородного раствора неионогенного поверхностно-активного вещества – НПАВ после эмульсионной системы приводит к приросту коэффициента вытеснения до 39,19 %, увеличению прироста парциального дебита из низкопроницаемого пласта (модели) до 0,848 долей единиц, что обеспечивает кратность увеличения парциального дебита менее проницаемой модели пласта после применения исследуемых эмульсий с дополнительной оторочкой до 107 раз в сравнении с просто закачкой эмульсий без дополнительной оторочки.

3. Установлено, что гидролизированные высокомолекулярные полимеры, диспергированные в смеси углеводородного растворителя, состоящего из смеси углеводородов предельного алифатического и ароматического рядов и поверхностно-активного вещества - алкилфенола с длиной углеродной цепи С-9 и степенью оксиэтилирования 6, при контакте с пластовой водой образуют высоковязкую эмульсию, снижающую подвижность воды в водонасыщенных нефтяных пропластках при сохранении подвижности пластовой нефти.

4. Установлено, что для увеличения нефтеизвлечения из неоднородных пластов для участка с обводненностью от 40 до 95 %, помимо эмульсионной системы применение углеводородной оторочки ПАВ, обладающей высокими нефте вытесняющими (нефтеотмывающими и нефтерастворяющими) свойствами, позволяет максимально эффективно воздействовать на капиллярно удерживаемую нефть, увеличивая коэффициент вытеснения; при обводненности участка более 95 % - введение оторочки эмульсионных полимеров (высокомолекулярных полимеров, диспергированных в органическом растворителе), которые при

закачке в пласт при контакте с пластовой водой образовывают высоковязкую систему (высоковязкую эмульсию) приводит к снижению подвижности воды в водо- и нефтенасыщенных пропластках при сохранении подвижности нефти.

### **Основные защищаемые положения**

1. Результаты проведенных исследований реологических и фильтрационных свойств разработанных составов; их оптимальные рецептуры и технологические параметры.

2. Новые эмульсионные системы, которые обеспечивают увеличение нефтеизвлечения из неоднородных заводненных пластов.

3. Критерии применения новых составов, которые подтверждены экспериментальными исследованиями на естественных терригенных кернах и насыпных моделях пласта.

4. Применение при заводнении терригенных коллекторов эмульсионных систем с последовательной дополнительной углеводородной оторочкой НПАВ приводит к увеличению как охвата пласта заводнением, так и коэффициента вытеснения нефти.

5. Совместное применение эмульсионных полимеров и закачка эмульсионной системы приводит к выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин, увеличения охвата пласта заводнением путем снижения проницаемости заводненных высокопроницаемых зон пласта и перераспределения потока закачиваемой воды в менее проницаемые нефтенасыщенные зоны пласта.

### **Практическая значимость работы**

1. Показана технологическая эффективность использования дополнительных оторочек с целью достижения комплексного воздействия на пласт с целью увеличения нефтеизвлечения.

2. Созданы новые составы на основе углеводородов, полимеров и неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) для выравнивания профиля приемистости, увеличения охвата пласта по толщине и увеличения нефтеизвлечения из неоднородных заводненных пластов.

3. Разработаны технологические процессы для увеличения нефтеизвлечения из неоднородных заводненных пластов на основе новых реагентов:

- СТО ТН 222-2017 «Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионного полимера (ТЭМП);

- СТО ТН 551-2020 «Инструкция на технологию увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия» (технология ТЭС).

4. Определены критерии применимости новых технологических процессов с использованием композиций на основе комплексных эмульсионных систем для различных геолого-физических условий разработки месторождений Татарстана.

5. Новизна технических решений, лежащих в основе новых технологических процессов, защищена патентами на изобретения № 2778501 «Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта», № 2748198 «Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта».

6. Результаты исследований используются в ПАО "Татнефть" при разработке месторождений Татарстана: по технологии применения эмульсионных полимеров для увеличения нефтеизвлечения (технология ТЭМП) на 30 скважинах, по технологии увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия» (технология ТЭС) на 22 скважинах.

### **Апробация работы**

Основные материалы и результаты диссертационной работы представлены на конкурсе «Пятьдесят лучших инновационных идей для Республики Татарстан» в номинации «Патент года» в 2021 году, научно-технической конференции «Разработка нефтяных и газовых месторождений-новые научные подходы, инновационные технологии, перспективы» посвященная 95-летию Гаделя Галиутдиновича Вахитова, 80-летию с начала разработки нефти Татарстана в 2023 году, технология ТЭС удостоена диплома 3 степени конкурса "Энергоэффективное оборудование и технологии" в 2022 году.

## **Публикации**

Основные положения диссертационной работы изложены в 7 публикациях, в том числе 2 статьях из списка научных журналов, рекомендованных ВАК РФ и в 2 патентах на изобретение.

## **Личный вклад автора**

Выполнен сбор данных и анализ результатов ранее опубликованных материалов по теме диссертации; сформулированы цели и задачи исследований; осуществлена постановка задач для проведения комплекса исследований, направленных на разработку технологий, направленных на выравнивание фронта вытеснения с использованием эмульсионных систем комплексного воздействия; выполнена обработка полученных результатов; участие в разработке составов; сформулированы основные защищаемые положения и выводы.

## **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, содержащего основные результаты и выводы, списка литературы, включающего 83 наименования. Материал диссертационной работы изложен на 160 страницах машинописного текста, включает 51 таблицу, 31 рисунок.

# ГЛАВА 1 – ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ СИСТЕМ И ПОЛИМЕРОВ

## 1.1 Особенности геологического строения и нефтеносность продуктивных горизонтов месторождений Татарстана

В геологическом строении месторождений Республики Татарстан принимают участие породы кристаллического фундамента и осадочные образования девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой четвертичной систем. Все разрабатываемые месторождения нефти сосредоточены на Южно-Татарском своде, юго-восточном склоне Северо-Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины. Основные нефтегазоносные комплексы находятся в нижних частях осадочного чехла (глубины от 0,6 до 2 км) в стратиграфическом диапазоне от среднего девона до среднего карбона.

Продуктивные нефтяные залежи приурочены к эйфельско-нижнефранскому терригенному, верхнефранско-турнейскому карбонатному, визейскому терригенному, окско-башкирскому карбонатному, верейскому и каширско-гжельскому терригенно-карбонатным нефтегазоносным комплексам. Степень выработанности активных запасов оценивается в 89,7 %, трудноизвлекаемых запасов - 44,7 %. По качеству нефти разрабатываемых месторождений преимущественно сернистые и высокосернистые (99,9 % остаточных извлекаемых запасов) и высоковязкие (67 % остаточных извлекаемых запасов), а по плотности - средние и тяжелые (68 % остаточных извлекаемых запасов). По количеству остаточных извлекаемых запасов большая часть месторождений относится к мелким (с запасами до 3 млн.т), Бавлинское месторождение - к средним (с запасами 3-30 млн.т), Ново-Елховское месторождение - к крупным (с запасами 30-300 млн. т), Ромашкинское месторождение - к уникальным (с запасами более 300 млн. т) объектам.

Основными базисными нефтеносными объектами являются пашийско-кыновские отложения терригенного девона, в которых содержится 7 % разведанных и 64,3 % начальных потенциальных ресурсов (НПР) Татарстана.

В следующем по промышленной значимости объекте тульско-бобриковских отложений содержится 15,5 % разведанных и 13 % НПР. [1].

В терригенных отложениях девона породами-коллекторами, в основном, являются мелко- и разнозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты с малым содержанием пелитовых фракций (1-5 %). Нефтенасыщенные толщины продуктивных горизонтов составляют от 8,8 до 27,3 м. В разрезе выделяются до восьми-девяти нефтеносных пластов. Эти коллекторы насыщены легкой (плотность пластовой нефти от 796 до 820 кг/м<sup>3</sup>), газированной (газовый фактор от 40 до 70 м<sup>3</sup>/т), маловязкой (вязкость в пластовых условиях от 2,3 до 6,7 мПа с) нефтью. Продуктивность скважин - от 2 до 133 т/с/МПа.

Все эти особенности строения пластов и насыщающих их флюидов обусловливают высокую продуктивность месторождений.

К высокопродуктивным относится и часть залежей тульско-бобриковских отложений нижнего карбона. Горизонт состоит из двух-четырех пластов, сложенных преимущественно песчаниками мелкозернистыми в разной степени с алевролитами прослойями. Пористость их составляет от 21 до 28 %, проницаемость - от 0,1 до 2,0 мкм<sup>2</sup>. Наряду с этим встречаются мелко- и разнозернистые алевролиты с высоким содержанием (от 6 % до 17 %) пелитовой фракции, которая наряду с многочисленными углисто-глинистыми прожилками создает большую анизотропию и неоднородность пород. Пористость этих разностей пород - от 14 до 25 %, проницаемость — от единиц до 0,3 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина в среднем 2,7-3,6 м, вязкость нефти 12,4-28,6 мПа·с. Продуктивность скважин - от 3,7 до 7,2 т/с/МПа. Однако их продуктивность по части месторождений снижается по причине насыщенности высоковязкой нефтью.

Еще более неоднородны и менее продуктивны карбонатные отложения, представленные преимущественно трещинными, порово-трещинными и

трещиновато-поровыми коллекторами. Основное промышленное значение в карбонатных отложениях имеют залежи верхнетурнейского подъяруса нижнего карбона и верей-башкирские отложения среднего карбона. Они характеризуются еще меньшей пористостью (13,0-14,5 %) и проницаемостью (0,038-0,082 мкм<sup>2</sup>), большей вязкостью нефти (до 90 мПа с). Продуктивность скважин в среднем изменяется от 0,14 до 6,0 т/сут/МПа. В отличие от терригенных коллекторов карбонатные отложения девона и карбона являются низкопродуктивными, запасы нефти в них относятся к категории трудноизвлекаемых.

Степень поиска недр республики составляет 85,7 %. Неразведанные ресурсы нефти (33 % от общего количества ТСР) размещаются в пределах слабоизученных территорий, на которых существует вероятность выявления небольших по запасам и размерам месторождений и залежей со сложным строением ловушек и сильной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Ведущим недропользователем в республике является ПАО «Татнефть», которому принадлежат 77,5 % остаточных извлекаемых запасов нефти. На лицензионных участках ННК сосредоточено 22,5 % разведанных остаточных извлекаемых запасов нефти. [1].

Добыча нефти в республике, как и во всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, находится на стадии естественного падения.

Однако на протяжении десяти лет наблюдается устойчивая тенденция ее увеличения с 25,6 до 30,7 млн.т. Уровень добычи нефти уже в течение последних пяти лет поддерживается в пределах 28-30 млн.т. Стабилизация и рост добычи были достигнуты за счет применения на нефтепромыслах эффективных технологий разработки эксплуатируемых месторождений с применением внутренконтурного заводнения, ввода в активную разработку трудноизвлекаемых запасов, широкого внедрения методов увеличения нефтеотдачи.

## 1.2 Классификация методов увеличения нефтеизвлечения и факторы, определяющие их эффективность

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %, например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии нефтеотдача пластов составляет 24-27 %, в Иране 16-17 %, в США, Канаде, Саудовской Аравии 33-37 %, в странах СНГ и России - до 40 % в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Еще в более широком диапазоне (30 - 90 %) изменяются остаточные запасы нефти по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки.

Современные геологические запасы нефти во всех известных месторождениях мира достигают более 500 млрд.т, из них более 300 млрд.т относятся к категории не извлекаемых современными промышленно освоенными методами разработки. Извлечение из остаточных запасов нефти 10-15 % в среднем, или 30-40 млрд.т, возможно даже изучаемыми в настоящее время методами увеличения нефтеотдачи пластов. Поэтому остаточные запасы нефти на разрабатываемых месторождениях представляют собой большой резерв для увеличения извлекаемых ресурсов и важную цель для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Исследование в области увеличения нефтеотдачи пластов устремлены на уменьшение остаточных запасов нефти, на извлечение экономически рентабельной их части, особенно в сложных горногеологических условиях (малопроницаемые, неоднородные, расчлененные, заводненные пласти,

карбонатные коллекторы, нефтегазовые залежи и т.д.), которые освоенными методами разрабатываются неэффективно.

Для нашей страны, больше других применяющей при разработке заводнение нефтяных месторождений (до 72 %), очень важное значение приобретает проблема извлечения остаточных запасов из заводненных пластов. Остаточные запасы нефти на месторождениях, находящихся на самой поздней стадии разработки (обводненность продукции выше 90 %), огромны. Увеличить извлекаемые запасы нефти, снизить обводненность продукции, повысить или даже стабилизировать добычу на этой стадии - задача номер один для нефтедобывающей отрасли. Однако это наиболее трудная категория остаточных запасов, особенно на месторождениях с высокой эффективностью заводнения, когда конечная нефтеотдача пластов превышает 60 %, нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему агенту.

Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить путем правильной расстановкой скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Хорошие результаты получают при регулировании процесса стягивания контуров водоносности с целью повышения равномерности выработки различных частей залежи. Эффективность эксплуатации залежи улучшается путем воздействия на забой скважин с целью увеличения их дебитов и выравнивания профиля притока нефти и газа.

За многолетнюю практику разработки месторождений предложено множество методов и технологических приемов, позволяющих увеличить отбор нефти из недр. Методы разработки нефтяных месторождений принято делить на традиционные (естественные режимы, заводнение, поддержание пластового давления закачкой воды или газа) и методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые в разное время называли новыми методами или третичными. Названная группа методов, входящая в традиционные, не отражает сущность всех методов. Так тепловые виды воздействия на пласт трудно назвать новыми, их использовали еще с 30-х годов, как и традиционное заводнение. В том случае, когда тепловой

метод реализуется на объектах, нефть которых по причине сверхвысокой вязкости не может быть извлечена другими способами разработки, он не является методом увеличения нефтеотдачи, а единственным возможным способом извлечения нефти.

Нетрадиционные методы разработки нефтяных месторождений, называются в дальнейшем методами увеличения нефтеотдачи пластов, делят в зависимости от того, каким образом достигаются эффекты, обеспечивающие улучшение условий вытеснения нефти на следующие группы:

Гидродинамические методы:

- изменение направления фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости.

Физико-химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щёлочными растворами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов, в т.ч. мицеллярные, мицеллярно-полимерные растворы;
- вытеснение нефти растворителями.

Газовые методы:

- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт углеводородным газом;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

Волновые (вибросейсмические, электромагнитные, акустические).

Микробиологические методы.

### Ядерные взрывы.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический, тепловой и химический (термохимические) и так далее. [2].

Методы увеличения нефтеотдачи основаны на следующих изменениях характеристик и условий нахождения нефти в пласте:

- снижение межфазного натяжения на границе нефть – вытесняющий агент;
- снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или подвижности вытесняющего агента);
- перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газ с целью консолидации запасов нефти.

Степень проявления этих эффектов, т.е. эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов, определяется прежде всего геолого-физическими условиями их применения.

### 1.3 Условия и критерии эффективного применения методов

Важным условием эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов является правильный выбор объекта для метода или, наоборот, метода – для объекта.

Современные методы повышения нефтеотдачи значительно более сложные и дорогостоящие, чем традиционные. При применении этих методов в пластах происходят очень сложные процессы: фазовые переходы, химические реакции и превращения веществ, капиллярные и гравитационные процессы и др. Эти процессы пока недостаточно изучены и требуют специальных фундаментальных исследований.

Успешное применение этих методов возможно только на основании научно обоснованных проектов, для выполнения которых необходимы детальные знания особенностей геолого-физических характеристик объекта, знание механизма процессов, происходящих в пласте и роли этих процессов в нефтеизвлечении.

Внедрение новых методов должно проходить ряд следующих этапов.

1. Детальное изучение особенностей геологического строения залежи, коллекторских, фильтрационных и физико-химических свойств пластовой системы, распределение нефте-водо-насыщенностей для создания максимально точной геологической модели.

2. Анализ истории разработки месторождения и текущей промысловой характеристики разрабатываемых площадей (пластового давления, обводнённости, характера и степени выработки пластов и их фильтрационных параметров).

3. Лабораторные исследования физической сущности происходящих в пласте процессов при различных видах воздействия на пласт, а также влияния температуры и давления на эффективность их проявления.

4. Подготовка геолого-фильтрационных моделей и численное моделирование различных вариантов разработки залежи.

5. Выбор технологий, основанных на максимальном учёте геолого-промышленной характеристики залежи и использовании наиболее эффективных факторов, повышающих нефтеотдачу пласта.

6. Проведение промысловых пилотных испытаний возможных технологий разработки залежи на представительных участках залежи минимального масштаба для доказательства качественного эффекта и выбора наилучших технологий.

7. Уточнение геолого-фильтрационных моделей путём их адаптации к фактическим данным разработки опытных участков.

8. Составление технологической схемы опытно-промышленных работ по испытанию и оценки технико-экономической эффективности выбранных технологий.

9. Анализ результатов опытно-промышленных работ.

10. Составление технологической схемы разработки всей залежи.

При разработке небольших залежей возможно составление технологической схемы разработки всей залежи сразу после пилотных испытаний. Принцип поэтапного испытания и внедрения методов повышения нефтеотдачи на крупных месторождениях, особенно со сложной геологической характеристикой, позволяет максимально точно учесть особенности геологофизической характеристики объекта.

Критерии применимости методов определяют диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, при которых возможно эффективное применение метода или получение наилучших технико-экономических показателей разработки. Эти критерии определены на основе анализа технико-экономических показателей применения метода, обобщения опыта его применения в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований.

Обычно выделяются три категории критериев применимости методов:

- геолого-физические (свойства пластовых жидкостей, глубина залегания и толщины нефтенасыщенного пласта), параметры и особенности нефтесодержащего коллектора (насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, условия залегания) и другие;
- технологические (размер оторочки, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т. д.);
- материально-технические (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства и др.);

Критерии первой категории являются определяющими, наиболее значимыми и независимыми. Технологические критерии зависят от геолого-физических и выбираются в соответствии с ними. Материально-технические условия большей частью также являются независимыми, остаются неизменными и определяют возможность выполнения технологических критериев [2].

## 1.4 Методы увеличения нефтеотдачи пластов с использованием эмульсионных систем и композиций на их основе

Особенность текущего состояния разработки большинства нефтяных месторождений – повышенная обводненность продукции скважин.

Технологии выравнивания профилей приемистости, перераспределения фильтрационных потоков и снижения обводненности добываемой продукции – одно из направлений повышения технико-экономических показателей разработки месторождений, особенно, на поздней стадии с отбором большого количества попутной воды. Для решения этой проблемы применяются технологии, направленные на увеличение охвата пласта по толщине и тем самым на выравнивание его профиля приемистости; снижение обводненности продукции добывающих скважин; повышение нефтеотдачи пласта по обрабатываемому участку. Одной из важных задач нефтяных компаний является, адресный подбор недорогих технологий, направленных на выравнивание его профиля приемистости и повышения нефтеотдачи пласта, эффективных в данных геолого-технологических условиях.

Посвящены этой задаче результаты лабораторных исследований физико-химических и фильтрационных свойств поверхностно-активного вещества – эмульгатора ЭКС-ЭМ, разработанного в ЗАО «Полиэкс» и предназначенного для получения обратных эмульсий, а также опытно-промышленных испытаний технологии обработки нагнетательных скважин обратными эмульсиями на его основе [3].

На основании проведенных исследований сделаны следующие выводы: на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ возможно получение стабильных обратных эмульсий в диапазоне температур до 8 °C; на основании проведенных исследований фильтрационных и нефтеотесняющих свойств, закачка обратной эмульсии в пористую среду с остаточной нефтенасыщенностью приводит к снижению подвижности воды в 2–2,5 раза, при этом увеличение коэффициента

вытеснения составляет от 20 % до 30 %; проведенные опытно–промышленные испытания показали эффективность обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС–ЭМ. Дополнительная добыча нефти на опытном участке составила 5,9 тысяч тонн (1183 тонна на одну обработку) при одновременном снижении обводненности продукции окружающих добывающих скважин [4].

Для получения устойчивых эмульсий из разнополярных несмешивающихся жидкостей для вытеснения нефти из пласта Беляевым Ю.А. и др. экспериментально исследовалась возможность выбора оптимального эмульгатора – стабилизатора из восьми претендентов для получения в его присутствии устойчивой эмульсии. Применение оптимального эмульгатора – стабилизатора в сочетании с волновой технологией перемешивания позволило получить тонкодисперсные устойчивые эмульсии масло–вода и вода–масло, которые затем использовались в качестве вытесняющего агента на трубчатой модели нефтяного пласта соснинской и мангышлакской нефти. Применение эмульсий в этих условиях позволило дополнительно вытеснить от 13 % до 19 % нефти в зависимости от её состава [5].

ЗАО «Химеко–Ганг» с целью улучшения эмульгирующей способности эмульгатора и снижения его температуры застывания предлагается эмульгатор инвертных эмульсий, содержащий в своем составе сложные эфиры кислот таллового масла и триэтаноламина и дополнительно эфиры кислот таллового масла и оксиэтилированного алкиламина, и ароматизированную углеводородную фракцию с температурой кипения 170 – 320 °С [6].

Для повышения эффективности разработки, тампонирования, выравнивания профиля притока и довытеснения остаточной нефти предлагается использовать эмульсионные составы на основе Нефтенола Н3 и Нефтенола Н3б [7]. В качестве маслорасторимого ПАВ в состав вводят Нефтенол Н3–углеводородный раствор эфиров кислот таллового масла и триэтаноламина.

Модификацией вышеуказанного эмульгатора является способ приготовления инвертной микроэмульсии для обработки нефтяных пластов, который включает перемешивание эмульгатора Нефтенол Н3–ТАТ

предварительно с водным раствором хлорида кальция в объемном соотношении 1:1, затем полученную эмульсию перемешивают с оставшейся частью указанного водного раствора при одновременной их закачке в скважину при следующем соотношении компонентов: Нефтенол НЗ-ТАТ 2,5–8,0 %, кальция хлорид 0,3–12,0 %, вода остальное [8].

В способе приготовления обратной нефtekислотной эмульсии для обработки призабойной зоны скважины смешивают растворитель парафинов нефтяной – дистиллят, эмульгатор «ЯЛАН – Э1» и 22–24 %-ный водный раствор ингибиированной соляной кислоты, которые загружают в ёмкость, затем насосом снизу из ёмкости отбирают раствор соляной кислоты, другим насосом сверху из ёмкости отбирают дистиллят. Насосами направляют раствор соляной кислоты и дистиллят встречными потоками в диспергатор, а после него сверху в ёмкость. Насос для отбора раствора соляной кислоты выбирают производительностью в 2–3 раза меньшей производительности насоса для отбора дистиллята. Смешение эмульсии проводят при температуре от минус 15 °С до 30 °С. Технический результат – повышение свойств обратной нефtekислотной эмульсии по отмыванию кольматирующих соединений из призабойной зоны скважины [9].

В изобретении [10] решается задача повышения проникающей способности в пласт и эффективности обработки в призабойной зоне продуктивного пласта, в которой происходит интенсивная кольматация частицами самой разнообразной природы и, как следствие, отмечается снижение проницаемости призабойной зоны и дебита скважины, где применяется обратная нефtekислотная эмульсия, содержащая: в качестве дисперсионной среды растворитель парафинов нефтяной – дистиллят 40–42 %, эмульгатор «Ялан – 1» 5–8 %, 22–24 %-ный водный раствор ингибиированной соляной кислоты 50–55 %.

В способе приготовления обратной гидрофобной эмульсии для обработки призабойной зоны пласта, включающем перемешивание дисперсионной среды маслорасторимого эмульгатора и дисперсной фазы в ёмкости корпуса диспергатора, используют в качестве дисперсной фазы – водный раствор соляной кислоты или водный раствор хлористого кальция, или хлористого натрия, или

хлористого цинка при следующем соотношении компонентов: маслорастворимый эмульгатор 1–5 %, указанная дисперсионная среда 27–45 %, указанная дисперсная фаза остальное, компоненты вводят в указанную емкость одновременно и перемешивают мешалкой лопастного типа, взаимодействующей со всем объемом смеси при угловой скорости вращения  $320 \text{ с}^{-1}$  лопасти которой выполнены из стального листа с расположением на одной лопасти отверстий со смещением относительно расположения отверстий на другой лопасти, зазор между лопастями и внутренней поверхностью указанной емкости равен 2 – 4 мм [11].

Также разработан гидрофобный эмульсионный состав, стабилизированный эмульгатором «ЯЛАН-Э2», отличающийся высокой агрегативной устойчивостью и термостабильностью. Данный эмульсионный состав предназначен для применения в потокоотклоняющих технологиях на нагнетательных скважинах, оптимальное содержание компонентов следующее: эмульгатор марки «ЯЛАН-Э2» - 3 %; подтоварная вода - от 75 % до 85 %; дизельное топливо - остальное [12].

Для кислотной обработки призабойной зоны пласта, представленного неоднородными по проницаемости карбонатными или терригенными коллекторами нефти или газа, а также в качестве жидкости гидроразрыва и перфорации скважин предложено следующее изобретение. Техническим результатом является повышение эффективности способа обработки призабойной зоны пласта за счет увеличения проникающей способности обратной эмульсии с целью более глубокой доставки в пласт и регулирования стабильности в диапазоне температур 60–100 °С. В способе обработки призабойной зоны пласта, включающем закачку в пласт обратной нефтяной эмульсии и водного раствора кислоты, в качестве обратной эмульсии используют эмульсию, содержащую следующие компоненты: углеводородная жидкость 25–40 %, маслорастворимый азотсодержащий эмульгатор Сонкор – 9601 или Сонкор – 9701 0,4–5 %, водный раствор ингибиированной 10 % соляной кислоты или глинокислоты или водный раствор 1–10 % хлористого кальция или хлористого натрия – остальное. В качестве углеводородной жидкости используют дизельное топливо, или жидкие нефтяные углеводороды парафинового ряда, или нестабильный газовый бензин,

или легкую нефть. Обратная эмульсия сохраняет стабильность в течение 6–35 часов при температуре от 60 °C до 100 °C при фильтрации через модель пласта с проницаемостью более или равной 0,2 мкм<sup>2</sup>. Время закачки обратной эмульсии при фильтрации в пласт не должно превышать времени сохранения стабильности эмульсии [13].

Следующее изобретение направлено на применение при обработке призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП), сложенного карбонатными породами, преимущественно трещиновато–пористыми коллекторами, с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Технический результат – разработка способа обработки ПЗП с использованием малокомпонентной доступной кислотной эмульсии, по эффективности не уступающей известным аналогам. В способе обработки ПЗП, сложенного карбонатными породами с трудноизвлекаемыми запасами нефти, включающем закачку по колонне НКТ в интервал расположения скважинного фильтра состава, содержащего соляную кислоту с углеводородным растворителем, в качестве которого используют дизтопливо, и эмульгатор с последующим выносом продукции реакции кислоты с породой пласта, в качестве эмульгатора используют нефть с содержанием смолисто–асфальтеновых веществ в пределах 15–20 %, в объеме 1,5–2 % на общий объем смеси, при соотношении дизтоплива и соляной кислоты 25–35 % и 65–75 %, соответственно, при этом перед вводом в смесь соляной кислоты сначала осуществляют полное перемешивание нефти в дизтопливе с использованием гидродиспергирующего устройства. Вынос продуктов реакции кислоты с породой пласта осуществляют путем свабирования или депрессионно–репрессионно волновым методом [14].

Техническим результатом изобретения [15] является повышение проницаемости призабойной зоны продуктивного карбонатного пласта, проведение работ по интенсификации притока углеводородов в зимних условиях, а также снижение коррозии оборудования в период обработки. Гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного пласта, содержащая углеводородную жидкость, водный раствор соляной кислоты и эмульгатор, содержит в качестве

водного раствора соляной кислоты водно–солевой раствор соляной кислоты, содержащий 8–12 % соляной кислоты и 10–14 % хлорида кальция, в качестве эмульгатора – неионогенное поверхностно–активное вещество (НПАВ) и дополнительно – ингибитор коррозии Аl–250 при следующем соотношении компонентов: указанный водно–солевой раствор 67 %, НПАВ 1–2 %, Аl–250 0,1–0,3 %, углеводородная жидкость – остальное. В качестве НПАВ гидрофобная эмульсия для обработки для обработки карбонатного пласта может содержать этоксилированный изонилфенол ОП–10, оксиэтилированные изонилфенолы – неонолы АФ<sub>9</sub>–4, АФ<sub>9</sub>–6, АФ<sub>9</sub>–12. В качестве углеводородной жидкости гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного пласта может содержать дизельное топливо, газоконденсат, керосин или гексановую фракцию.

Изобретение [16] применяется при обработке призабойной зоны скважины. Обеспечивает повышение эффективности очистки призабойной зоны скважины.

Сущность изобретения заключается в том, что проводят глущение скважины водным раствором эмульгатора, осуществляют продавку в зону продуктивного пласта раствором кислоты с легкой нефтью расходом 24–35 м<sup>3</sup> в сутки и при давлении на устье на колонне насосно–компрессорных труб 0,8–1,5 МПа, производят технологическую выдержку не более 3 часов и проводят депрессионное воздействие свабированием до депрессии на забое скважины не ниже 3 МПа и до достижения водородного показателя рН в пределах 6–7.

В процессе эксплуатации нефтяной скважины в ее призабойной зоне (ПЗС) происходит интенсивная кольматация продуктивного пласта самой разнообразной природы (закупоривание частицами раствора, миграция тонких частиц, разбухание глин, снижение относительной проницаемости, осаждение вторичных минералов и др.). Для карбонатных коллекторов была разработана комплексная технология воздействия на ПЗС раствором эмульсии «кислота в дистилляте» (РЭКвД), представляющим собой гидрофобную мелкодисперсную эмульсию светло–коричневого цвета, состоящую из глобулы кислоты, окруженной слоем молекул дистиллята. [17]

Способ обработки подземного пласта [18] включает обеспечение флюида для обработки, содержит слабоэмульгирующее поверхностно-активное вещество – СЭПАВ, флюид водной основы и кислоту, вводят указанного флюида в подземный пласт, который обеспечивает возможность взаимодействия части флюида с частью подземного пласта с образованием одной или более пустот в подземном пласте и дополнительно образование в подземном пласте одной или более короткоживущих эмульсий прямого типа. Флюид для обработки подземного пласта, содержащий СЭПАВ, выбранное из группы, состоящей из: этоксилированных длинноцепочечных спиртов, полиглюкозидов, алкиламмония бромидов, алкилсульфонатов, алcoxилированных сульфатов, гидроксисультаинов и любой их комбинации, флюид водной основы и кислоту, где указанное СЭПАВ содержится в количестве, достаточном для образования в подземном пласте короткоживущей эмульсии прямого типа. Изобретение развито в зависимых пунктах формулы. Технический результат – повышение производительности скважин.

Предложен эмульсионный состав [19] для ограничения водопритоков, выравнивания профиля приемистости и глушения скважин, содержащий углеводородную и водную фазы, эмульгатор, включающий в качестве активного вещества продукт взаимодействия жирных кислот и аминов, в качестве добавки неионогенные поверхностно-активные вещества – НПАВ и в качестве растворителя спирт, где эмульгатор содержит в качестве активного вещества продукт взаимодействия жирной кислоты типа  $R-COOH$ , где  $R=C5-C20$ , с амином  $R-N-(R'-NH_2)n$ , где  $R=C4-C22$ ,  $R'=C2-C4$ ,  $n=2$ . Образующаяся эмульсия обладает высокой стабильностью в течение длительного времени, стойкостью к механическим воздействиям, термостабильностью при пластовых температурах 20–80 °C.

Способ извлечения тяжелой нефти из подземного месторождения [20] включает: закачивание наноэмulsionи прямого типа в одну или более нагнетательных скважин, извлечение указанной тяжелой нефти из одной или более эксплуатационных скважин. Указанная наноэмulsionия отличается

поверхностным натяжением не выше 1 мН/м, содержит воду в количестве от 65 % масс. до 99,9 % масс., в расчете на общую массу смеси, содержит и по меньшей мере два поверхностно-активных вещества – ПАВ, обладающие различными значениями гидрофильно-липофильного баланса (ГЛБ), выбранные из неионных, анионных, полимерных ПАВ, предпочтительно неионных.

В [21] исследовали применение эмульсий стабилизированных наночастиц кремнезема для вытеснения нефти из пористой среды. Эмульсию низкого качества (20 %), впрыскивали в содержащую массу стеклянных гранул нефть при условиях насыщения нефтяного остатка. Непрерывный впрыск эмульсии вызывал устойчивое извлечение (ИЛ) и аккумулирование капель эмульсии, которые происходили несмотря на то, что размеры гранул составляли 250–500 мкм, а средний размер капли примерно 30 мкм. При альтернативном впрыске небольших наносов эмульсии (0,1 объема пор (ОП)) и воды (0,23 0,1 ОП) степень ИЛ капли эмульсии можно контролировать, в то же время добиваясь ИЛ нефти.

Недостатком большинства известных эмульгаторов, применяемых для повышения стабильности эмульсий, является недостаточная эффективность, обуславливающая невысокую агрегативную и термическую стабильность, образуемых обратных водонефтяных эмульсий, а также ограниченность ресурсов и высокая стоимость составляющих компонентов.

Сотрудниками института «ТатНИПИнефть» предложен состав гидрофобной эмульсии [22] для обработки нефтяных пластов, содержащий жидкий углеводород, эмульгатор Атрен – углеводородный раствор сложных алканоламиновых эфиров и амидов олеиновой кислоты и добавок неионогенных поверхностно-активных веществ, минерализованную воду. Благодаря регулируемой вязкости гидрофобная эмульсия проникает в высокопроницаемые, промытые зоны, перераспределяя закачиваемую с целью поддержания пластового давления воду в зоны с меньшей проницаемостью, обеспечивая более полное извлечение нефти из неохваченного воздействия пропластков. В качестве жидкого углеводорода в гидрофобной эмульсии могут применяться дистиллят или маловязкие нефти. В качестве маслорастворимого поверхностно-активного

вещества применяется эмульгатор под торговой маркой Атрен – углеводородный раствор сложных алканоламиновых эфиров и амидов олеиновой кислоты, а также добавок неионогенных поверхностно-активных веществ. Механизм действия гидрофобной эмульсии основан на создании в пласте эмульсии, обладающей высокой гидрофобной способностью, устойчивой к размыванию, повышающей фильтрационное сопротивление обводненных интервалов пласта, что ведет к выравниванию профиля приемистости, увеличению охвата продуктивных пластов заводнением и, как следствие, нефтеотдачи в целом. Кроме того, внешней фазой таких эмульсий является жидкий углеводород, который легко солюбилизирует остаточную нефть, создавая на фронте вытеснения зону с повышенным содержанием нефти, и способствует перемещению этой нефти к добывающим скважинам.

Была разработана «Технология применения гидрофобных эмульсионных систем для увеличения нефтеотдачи заводненных пластов (ГЭС-М)» на основе эмульсионного состава. Технология широко применялась в ПАО "Татнефть" с 2006 года. Недостатком технологии ГЭС-М была привязанность к конкретному производителю эмульгаторов, монопольно определяющему ценовую политику.

По результатам проведенных в 2015 году исследований институтом «ТатНИПИнефть» был разработан эмульгатор инвертных эмульсий ТН-ЭИЭ [23], содержащий маслорастворимое поверхностно-активное вещество в виде оксиэтилированного алкилфенола АФ<sub>9</sub>-6, жирную кислоту в соотношении 2:1 и углеводородный растворитель оригинальной рецептуры, отличающийся простотой приготовления, доступностью реагентов и значительно более низкой стоимостью по сравнению с ранее применявшимися в технологии эмульгаторами сторонних производителей

Эмульгатор содержит в качестве жирной кислоты олеиновую кислоту, а в качестве углеводородного растворителя – бензолсодержащую фракцию, причем суммарная концентрация оксиэтилированного алкилфенола АФ<sub>9</sub>-6 и олеиновой кислоты в эмульгаторе составляет 15–39 %, остальное – углеводородный растворитель. В качестве углеводородного растворителя используется

бензолсодержащая фракция, являющаяся побочным продуктом процесса каталитического реформинга, это приводит к снижению стоимости растворителя.

Применение эмульгатора ТН-ЭИЭ, состоящего из оксиэтилированного алкилфенола АФ9-6 и олеиновой кислоты в соотношении 2:1, а также бензолсодержащей фракции, решает технические задачи, повышения агрегативной устойчивости обратных эмульсий, получаемых на основе предлагаемого эмульгатора, и улучшения технологичности процесса закачки и сокращения материальных затрат.

Модифицированная технология МГЭС-М с применением эмульгатора ТН-ЭИЭ, выпускаемого на производственных мощностях дочерней компании и нового способа реализации со ступенчатым увеличением водосодержания в эмульсии, в настоящее время широко применяется на объектах ПАО «Татнефть».

В течение 2016-2024 годов технология с применением нового эмульгатора, составов на его основе и нового способа закачки ТП реализована через нагнетательные скважины на 472 участках в ПАО «Татнефть». В результате применения технологии МГЭС-М дополнительная добыча составила более 605 тысяч тонн при продолжающемся технологическом эффекте.

Несмотря на однозначно доказанную эффективность, применяемых в ПАО «Татнефть» эмульсионных систем, работа по созданию более эффективных способов воздействия на неоднородные коллектора продолжается.

Новой разработкой, которая успешно прошла опытно-промышленные испытания является технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия (ТЭС) [24]. Технология предназначена для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин (увеличение охвата заводнением) за счет избирательного (селективного) воздействия на продуктивные пласти гидрофобной эмульсии и увеличения коэффициента вытеснения за счет применения оторочки неионогенного поверхностно-активного вещества (НПАВ) высокой концентрации в углеводородном растворителе.

Механизм действия технологии основан на применении двух композиций: применение гидрофобных (инвертных) эмульсионных систем создает в пластовых условиях эмульсию, обладающую высокой гидрофобной способностью, повышающую фильтрационные сопротивления обводненных (наиболее проницаемых) интервалов пласта, что ведет к выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин и, как следствие, увеличению охвата пласта заводнением. Введение в пласт углеводородной оторочки ПАВ, обладающей высокими нефте вытесняющими (нефтеотмывающими и нефтерастворяющими) свойствами, позволяют максимально эффективно воздействовать на капиллярно удерживаемую нефть, увеличивая коэффициент вытеснения.

### 1.5 Методы направленные на увеличение охвата пластов заводнением – технологии с применением полимерных систем

В настоящее время наиболее распространенными методами увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) являются потокоотклоняющие технологии, направленные на увеличение охвата пластов воздействием. Для этих целей используются различные химические методы, основанные на закачке в пласт водорастворимых полимеров и композиций на их основе, гелеобразующих и осадкообразующих систем; закачке суспензий на основе дисперсных материалов, закачке неорганических гелей и т.д.

Анализ отечественного и зарубежного опыта эксплуатации нефтяных месторождений методом заводнения свидетельствует о том, что применение физико-химических методов воздействия на пласт позволяет изменять направления фильтрационных потоков, повышать охват залежей заводнением и, как следствие, значительно увеличивать добычу нефти при снижении обводненности на 2-3 %.

За рубежом и в России потокоотклоняющие технологии на основе полимеров являются одним из наиболее широко применяемых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Первоначально полимеры использовались на месторождениях бывшего СССР для снижения подвижности закачиваемой воды при заводнении [25].

Испытание технологии полимерного заводнения в различных геолого-физических условиях показало ее эффективность. В среднем технологический эффект составил 200 т/т, в США и других странах - 300 т/т [26].

Высокая стоимость рабочего агента и большие сроки окупаемости обусловили применение полимеров в составе различных композиций в технологиях обработки скважин для выравнивания профиля приемистости и ограничения притока воды [26, 27]. В США применение полимерного заводнения – основной технологии в группе химических методов – прошло несколько стадий: до середины 80-х годов XX века – рост объемов внедрения, 1986-1988 гг. – период максимального развития, с 1988 г. – значительный спад [28, 29]. В 1986 и 1988 г. ежегодная добыча за счет технологии составляла соответственно 889 и 1218 тыс.м<sup>3</sup>, а число действующих проектов – соответственно 178 и 111. К 2000 г. добыча за счет метода снизилась более чем на порядок и составила 93 тыс.м<sup>3</sup>, число проектов уменьшилось до 10.

В целом доля добычи в результате применения полимерных технологий, как и всех химических методов, в общей добыче нефти, полученной при использовании методов повышения нефтеотдачи пластов, в США оставалась невысокой: в 1986 г. 2,5 %, в 2000 г. 0,2 %. Для сравнения: на мицеллярно-полимерное заводнение приходилось соответственно 0,2 % и 0, а на всю группу химических методов – соответственно 2,8 и 0,2 % добычи нефти.

Широкое использование полимерных технологий отмечается в Китае [29], где из 38 действующих проектов по повышению нефтеотдачи пластов 18 приходилось на полимерное воздействие. Из них по 12 проектам дополнительная добыча нефти была эквивалентна 879 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Научные и технологические основы применения полимерного воздействия в нашей стране и за рубежом широко исследованы и изложены в работах [30-35].

Результаты анализа эффективности полимерного воздействия показали, что область его применения ограничивается обводненностью добываемой жидкости, равной 60-70 % и обусловленной, как правило, образованием в продуктивном пласте промытых высокопроницаемых зон. В этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при воздействии полимером практически не изменяется. Этим объясняется более эффективное применение полимерного заводнения на более ранней стадии разработки нефтяных месторождений [32].

Из всех использованных водорастворимых синтетических полимеров широко применяются полимеры на основе полиакриламида (ПАА), растворы которых обладают высокими реологическими свойствами. ПАА при низких концентрациях (при массовом содержании их в растворе 0,01-0,1 % вязкость его увеличивается от 3 до 4 мПа·с) увеличивают вязкость воды, что способствуют улучшению полноты вытеснения нефти из пористой среды и, следовательно, увеличению нефтеотдачи пласта.

В 1973 году было начато полимерное заводнение на основе полиакриламида (ПАА) в Татарстане на Ромашкинском месторождении. Удельная технологическая эффективность применения ПАА составила 494 т/т. Применение технологии полимерного воздействия на месторождениях бывшего СССР и США в различных геолого-физических условиях показали высокую эффективность. Однако у метода существуют и недостатки, ограничивающие его широкое применение. Основными недостатками полимерного заводнения являются [31, 32, 35]:

- а) низкая эффективность применения на поздней стадии разработки месторождений при обводненности более 70 %, после образования в коллекторе обширных промытых зон
- б) в условиях повышенной минерализации пластовых вод водные растворы полимеров подвержены солевой деструкции: становятся неустойчивыми, нарушается их структура, снижается вязкость;

в) метод малоэффективен в однородных пластах, содержащих маловязкую нефть (менее 5,0 мПа·с);

г) эффективность полимерного заводнения снижается с увеличением проницаемости выше  $1,5 \text{ мкм}^2$ .

д) резкое снижение приемистости нагнетательных скважин вследствие возрастания кажущейся вязкости из-за деструкции молекул полимера в призабойных зонах;

Дальнейшее совершенствование полимерного воздействия было направлено на устранение этих недостатков, при этом предложены различные составы и способы закачки полимера, сохраняющие его реологические и технологические свойства [33, 34, 37].

В значительной степени вышеуказанных недостатков лишены сшитые полимерные системы (СПС) и вязкоупругие системы (ВУС) [37-38].

В Татарстане промышленные испытания технологии регулирования заводнения неоднородных пластов с использованием сшитых полимерных систем (СПС) были начаты в 1993 году на опытных участках Ромашкинского месторождения. Технологическая эффективность составила от 140 до 2500 тонн дополнительно добытой нефти на тонну закачанного полимера.

Эта технология предназначена для увеличения текущей добычи нефти и коэффициента извлечения нефти (КИН) путем регулирования охвата пласта заводнением и перераспределения фильтрационных потоков за счет проникновения образующегося геля в наиболее проницаемые зоны пласта. Технология применения СПС заключается в приготовлении и закачке композиции на основе водного раствора полиакриламида (ПАА) и сшивателя (ионов поливалентных металлов) с образованием в пласте геля. При этом более эффективным является применение СПС с образованием геля в результате химических реакций или физических превращений при изменении температуры солевого состава. При этом значительно увеличивается не только вязкость, но и остаточный фактор сопротивлений. Это позволяет закачивать в пласт небольшие по размерам оторочки сшитой полимерной системы с последующим вытеснением

их водой. В качестве сшивающих агентов применяются альдегиды и соли, содержащие катионы поливалентных катионов [37].

Одна из разновидностей технологии СПС основана на применении вязкоупругих систем (ВУС) - полимерном воздействии, сущность которого заключается в том, что призабойная зона нагнетательных скважин обрабатывается вязкоупругими системами, представляющими собой сшитые полимеры с малым временем гелеобразования и относительно высоким содержанием полимера и сшивателя.

Образовавшиеся в пласте в результате сшивки гидрогели обладают:

- очень низкой подвижностью;
- высоким остаточным фактором сопротивлений;
- достаточно высоким градиентом сдвига;
- ярко выраженными вязкоупругими свойствами.

Особенно эффективен этот метод при применении его в неоднородных пластах, имеющих прослои высокой проницаемости (возможно трещиноватых), со слабой гидродинамической связью между отдельными продуктивными пластами, содержащими нефть повышенной вязкости [42].

Большой интерес в применении полимерных систем представляют системы, содержащие набухающие в воде, но не растворимые частицы полимеров (гель-частиц), способные снижать проницаемость высокопроницаемых обводненных зон пласта и пропластков [32, 42-46]. Гель-частицы ПАА обладают трехмерной сеткой и способны набухать, увеличивая объем до 1000 раз [32, 43]. Набухающие гель-частицы получают в результате имидизации при термообработке ПАА [43] или при радиационной сшивке порошкообразных реагентов ПАА (реагент «Темпоскрин»). Эффективность таких систем опубликована в работах [44-46]. Положительный эффект от применения «Темпоскрина» достигается за счет вязкоупругих свойств полимерно-гелевой системы, характеризуемых структурой реагента.

На месторождениях ПАО «Татнефть» широкое применение получила технология с применением капсулированных полимерных систем (КПС),

являющихся модификацией полимерного воздействия. Сущность технологии заключается в закачке в пласт через нагнетательную скважину композиции на основе низкоконцентрированного полимера - ПАА и сшивателя - соли алюминия (сернокислого алюминия или полиоксихлорида алюминия) [47-49]. При взаимодействии указанных реагентов происходит сшивка из макромолекул полимера с образованием полимерных капсул, где макромолекулы полимера соединены между собой ионами алюминия. В настоящее время технология КПС успешно внедряется на месторождениях Татарстана, дополнительная добыча составила свыше 1900 тонн нефти на одну скважино-операцию [50].

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке технологий увеличения нефтеотдачи пластов является использование биополимеров [51-55].

Преимуществом этого реагента является более высокая стойкость против механической, термоокислительной деструкции и совместимость с высокоминерализованными пластовыми водами, способностью биополимера доотмывать нефть.

Основным недостатком биополимеров является их деструкция, вызываемая микрофлорой, находящейся в минерализованных пластовых и особенно в закачиваемых пресных водах. В связи с этим закачиваемые в пласт растворы биополимеров необходимо стабилизировать для предотвращения биодеструкции. С этой целью вводятся бактерициды.

Биополимеры на основе ксантана для увеличения нефтеотдачи пластов применяются в добыче нефти и газа с 60-х годов двадцатого столетия. Однако их широкое использование сдерживалось более высокой стоимостью по сравнению с синтетическими полимерами. Происходящая в последнее время концентрация биотехнологических производств в странах Юго-Восточной Азии способствовала снижению стоимости микробных полисахаридов до уровня цен на ПАА, что сделало использование этой группы полимеров более привлекательным. Однако в отличие от ПАА ксантан, как полимер, имеет ряд преимуществ. Так, реологические и технологические свойства растворов ксантана позволяют

использовать его в самых жестких условиях, которые только могут встречаться в добыче нефти. Кроме того, ксантан является абсолютно безвредным как для окружающей среды, так и для человека, в отличие от ПАА, продукты распада которого (моноакрилаты) являются потенциальными канцерогенами.

Высокая совместимость ксантана со многими реагентами, используемыми для увеличения нефтеотдачи, позволяет применять его в качестве эффективной основы для различных композиций. Все это обращает внимание на ксантановые экзополисахариды как на высокоперспективную группу полимеров в технологиях добычи нефти.

Впервые биополимеры на основе ксантана для увеличения нефтеотдачи пластов были внедрены на месторождениях Северного моря в 80-е годы прошлого столетия. Основными производителями ксантановых полимеров являются фирмы «Статойл» (Норвегия), «Рон Пулэнк (Франция) и «Келко Мерк» (США) [51].

В ПАО «Татнефть» разработана технология повышения охвата нефтенасыщенных пластов заводнением путем полного или частичного блокирования промытых водой высокопроницаемых зон коллектора растворами ксантановых биополимеров с индукторами гелеобразования (технология «Ксантан»). Применение технологии основывается на способности растворов ксантановых биополимеров переходить в состояние высокопрочного геля под действием индукторов гелеобразования, что обеспечивает селективную изоляцию высокопроницаемых пропластков. [56, 57].

Перспективным реагентом растительного полисахарида, широко применяемого на месторождениях Татарстана, является гуаровая камедь [58-59]. В 2006-2007 годах разработаны композиции на основе гуаровой камеди, по результатам опытно-промышленных работ (ОПР) дополнительная добыча нефти составила более 2000 тонн нефти на одну скважино-операцию [59].

Кроме ПАА и биополимеров в технологиях полимерного воздействия нашли применение простые эфиры целлюлозы. Так, на месторождениях Татарстана широко применялась закачка раствора эфира целлюлозы - оксиэтилцеллюлозы, в результате чего дополнительно добыто свыше одного

миллиона тонн нефти [60]. Водные растворы эфиров целлюлозы (оксиэтилцеллюлозы, карбоксиметил-целлюлозы) обладают связывающими, эмульгирующими, смачивающими и адгезионными свойствами. В пласте под воздействием различных факторов, например, температуры, изменения рН, ионов металлов, содержащихся в пластовой воде и водах для приготовления раствора, происходит загущение растворов эфиров целлюлозы вплоть до образования гидрогелей различной степени подвижности. Добавление в раствор сшивателя (ионов металлов) позволяет целенаправленно регулировать свойства раствора. Благодаря этому технология применима на любой стадии разработки.

Технологии закачки эфиров целлюлозы обладают достаточно высокой эффективностью для повышения нефтеотдачи залежей, находящихся на поздней стадии разработки. Технологическая эффективность составляет до 1500 тонн дополнительной добытой нефти на одну тонну закачанного реагента.

Для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТрИЗ) учеными НИИнефтеотдача АН РБ на основе теоретических и экспериментальных исследований в нефтенасыщенных карбонатных коллекторах была создана гелеобразующая композиция избирательного действия на основе реагента «Карфас» [61]. Этот реагент представляет собой приготовленную в определенных термических условиях композицию, состоящую из карбамида, хлорида алюминия, используемого в виде отходов, что снижает материальные затраты на реализацию технологии, и некоторых химических добавок. Технология применения гелеобразующей композиции направлена на повышение нефтеотдачи трещиноватых карбонатных пластов, характеризующихся высокой послойной неоднородностью, в результате увеличения охвата воздействием при заводнении, достигаемого закачкой в призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин реагента, способного образовывать гели в пластовых условиях. При этом сдерживается прорыв закачиваемой воды к забоям добывающих скважин по высокопроницаемым зонам, что увеличивает коэффициент охвата фильтрацией и снижает темп роста обводненности добываемой продукции.

Анализ результатов применения гелеобразующей композиции на основе реагента «Карфас» показал высокую эффективность технологии. Наибольший эффект достигнут в пластах турнейского яруса Ново-Елховского и Ашальчинского месторождений.

Одним из эффективных базовых физико-химических МУН, который в указанных условиях масштабно испытан на месторождениях Башкортостана, является щелочно-полимерное заводнение. Рассматриваемая технология вытеснения остаточной нефти из целиков заключается в снижении проницаемости водопроводящих каналов пласта за счет образования упругих дисперсий из щелочно-полимерных реагентов и пластовой минерализованной воды на путях ее фильтрации и увеличения охвата пласта заводнением. Проведенные исследования показали [62], что механизм ее воздействия на пласт носит интегральный характер: основное влияние оказывает осадкообразование (коэффициент охвата заводнением увеличивается до 60 %), затем по значимости следуют снижение межфазного натяжения, частичная гидрофилизация поверхности породы и образование эмульсий. При взаимодействии щелочных растворов с породой происходят сложные физико-химические процессы, влияющие на проницаемость пласта, приемистость нагнетательных скважин и нефтеотдачу, среди них - набухание глин. При содержании глин в породе 15-20 % закачка низкоконцентрированных растворов щелочи (0,2 – 5 %) снижает проницаемость до 2 раз по сравнению с проницаемостью при фильтрации воды [63].

С увеличением концентрации щелочи до 10-15 % проницаемость водонефтенасыщенной породы становится выше, чем при фильтрации воды.

Методы увеличения нефтеизвлечения, основанные на воздействие через нагнетательные скважины, как правило, требуют долговременного крупномасштабного применения и больших финансовых затрат (создания протяженных, ограничивающих движение воды, экранов). Поэтому во многих случаях по функциональным, технологическим, экономическим характеристикам одним из наиболее перспективных решений выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин (увеличение охвата заводнением) за счет избирательного

(селективного) воздействия на продуктивные пласти и увеличения коэффициента вытеснения является развитие методов, основанных на совместном использовании полимеров и гидрофобных эмульсий.

Институтом «ТатНИПИнефть» разработана технология комплексного воздействия с применением эмульсионно-полимерной (ЭМП) системы – технология ТЭМП. Технологический процесс реализуется последовательной закачкой эмульсионно-полимерной (ЭМП) системы и закачкой эмульсии на основе эмульгатора ТН-ЭИЭ. Разработанная технология относится к технологиям избирательного комплексного воздействия, применяемая в ТП композиция в пластовых условиях работает как на увеличение коэффициента охвата, так и на увеличение коэффициента вытеснения.

Закачка эмульсии направлена на предотвращение преждевременного размыва оторочки эмульсионного полимера, а также на блокирование высокопроницаемых зон пласта в случае применения технологии на скважинах с высокой приемистостью.

В главе рассмотрены особенности добычи запасов нефти в условиях послойной неоднородности на месторождениях Татарстана. Механизм воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи о многом зависит от типа применяемых реагентов.

Также стоит отметить, что очень важен правильный подбор композиций для применения с целью повышения эффективности разработки месторождений.

Перспективным направлением совершенствования методов увеличения нефтеизвлечения является использование эмульсионных композиций и в частности применение комплексных эмульсионных систем, в том числе в различных модификациях (дополнительные оторочки, применение совместно с полимерами), с широким спектром структурно-реологических, фильтрационных и технологических свойств с учетом их доступности при промышленной реализации технологии.

## ГЛАВА 2 - ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НОВЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ. ТЕСТИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ СВОЙСТВ РАЗРАБОТАННЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

### 2.1 Лабораторные исследования термодинамических свойств эмульсионных систем

#### 2.1.1 Приготовление и исследование эмульсионных систем с разным соотношением концентраций реагентов и минерализованной воды

Проведены лабораторные исследования по получению эмульсий с эмульгатором ТН-ЭИЭ и модифицированным эмульгатором ТН-ЭИЭ (М), где в качестве растворителя использовали смесь растворителя РП и Альметьевского дистиллята в соотношении 1/1. В работе использовали естественную пластовую воду с содержанием солей 289,79 г/дм<sup>3</sup>, привезенную с пункта набора Карабашской ОТЖ. Воду с содержанием солей 100 г/дм<sup>3</sup> и 180 г/дм<sup>3</sup> получали разбавлением пластовой воды пресной водой, и воды, привезенные с тульского и бобриковского горизонтов. В таблицах 1 и 2 представлены характеристики используемых в работе реагентов.

Таблица 1 – Характеристика реагентов, используемых в работе

Наименование параметров	Исследуемые реагенты			
	Олеиновая кислота	Растворитель РП	Дистиллят Альметьевский	НПАВ АФ <sub>9-6</sub>
Внешний вид	Жидкость маслянистая, темно-коричневого цвета, прозрачная.	Жидкость светло-желтого цвета, прозрачная	Жидкость бесцветная, прозрачная	Вязкая бесцветная жидкость
Плотность при 20 °C, кг/м <sup>3</sup>	897	722	682	1043 (при 40 °C)
Динамическая вязкость при 20 °C, мПа·с	32,29	0,51	0,36	335,0
Температура застывания, °C	-8	Ниже (-30)	Ниже (-30)	+15

Таблица 2 – Физико–химические характеристики эмульгаторов

Наименование параметров	Исследуемые эмульгаторы	
	ТН–ЭИЭ	Эмульгатор ТН–ЭИЭ на смеси РП+Альметьевский дистиллят 1/1
Внешний вид	Жидкость бесцветная, прозрачная	Жидкость коричневого цвета
Плотность при 20 °C, г/см <sup>3</sup>	0,760	0,750
Динамическая вязкость при 20 °C, мПа·с	0,63	0,65
Температура застывания, °C	Ниже (–30)	Ниже (–30)

Порядок приготовления эмульсий с эмульгаторами был следующим: естественная пластовая вода с разным содержанием солей постепенно вводилась в эмульгатор при постоянном перемешивании. Соотношение эмульгатора и воды в эмульсиях составляло 2/1, 1/1, 1/2, 1/4, 1/10, 1/20, 1/40.

Для лучшего эмульгирования исследуемых композиций перемешивание осуществлялось на электроприводной мешалке лопастного типа RW–20 (фирма IKA Werke, Германия) со скоростью 500 оборотов в минуту в течение пяти минут. Величины динамической вязкости определялись на реовискозиметре Rheomat RM–180 (фирма Mettler Toledo, Швейцария) при температуре 25 °C в диапазоне скоростей сдвига (Dr) 5,4 – 1280 с<sup>–1</sup>.

Также исследовали физико–химические характеристики воды, которая использовалась для приготовления эмульсионных систем. Определяли следующие параметры воды: шестикомпонентный состав (содержание ионов кальция, магния, калия и натрия, хлора, карбоната и гидрокарбоната, сульфат–иона), плотность воды, водородный показатель, содержание растворенного сероводорода и содержание общего железа.

Для определения солей жесткости  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  применяли трилонометрический метод.

Определение карбонатного и гидрокарбонатного ионов проводилось по методу нейтрализации соляной кислотой, поскольку соли угольной кислоты ведут себя в водных растворах как щелочи.

Для определения хлор-иона применяли меркуриметрический метод с использованием индикатора дифенилкарбазона.

Сульфат-ион определяли по методике, основанной на образовании в кислой среде осадка сульфата бария ( $\text{BaSO}_4$ ) при взаимодействии хлористого бария с сульфат-ионами. В результате реакции возникает помутнение раствора, интенсивность которого пропорциональна концентрации сульфат-иона в растворе. Степень помутнения измеряли на фотоэлектрическом колориметре КФК-3-01 (ПО «ЗОМЗ», г. Загорск). Определение суммарного содержания  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  осуществляли по разности между суммой содержания анионов и катионов, выраженных в мг – экв/дм<sup>3</sup>. Содержание суммарного содержания сероводорода сульфид- и гидросульфид-ионов определяли методом йодометрического титрования. Содержание общего железа определяли по методике, основанной на образовании трехвалентного железа с сульфосалициловой кислотой в кислой среде и валового железа в щелочной среде.

Плотность воды ( $d^{25}$ , кг/м<sup>3</sup>) определяли на плотномере DMA 5000M (Австрия, Anton Paar), величины водородного показателя (pH) и окислительно-восстановительного потенциала (Eh, мВ) на анализаторе жидкости Seven Compact S220 (Mettler Toledo Group, Китай).

В таблице 3 приведены значения динамической вязкости эмульсий, полученных с эмульгатором ТН-ЭИЭ при смешении с водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup>.

В таблице 4 приведены значения динамической вязкости эмульсий, полученных с модифицированным эмульгатором ТН-ЭИЭ (М), приготовленным на смеси РП и Альметьевского дистиллята 1/1 при смешении с водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup>.

Результаты исследования ионного состава используемой воды представлены в таблице 5.

Таблица 3 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при 25 °С, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	Сточная вода d=1,070 г/дм <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	10	10	10	10
1:1		–	–	–	–	90	84	66	51	44	39	33	30
1:2		2270	2010	1610	1080	770	535	394	283	214	159	124	–
1:4		8490	7420	5860	3940	2680	1780	1260	865	630	438	321	–
1:10		22000	18300	13900	8560	5640	3510	2400	1440	867	544	356	–
1:20		42100	36200	27100	16000	10100	6040	3920	2470	1670	1140	890	–
1:40		37800	22200	15300	6820	2670	1570	1070	334	–	–	–	–
2:1	Сточная вода d=1,120 г/дм <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	11	11	11	11
1:1		–	–	–	–	184	135	102	70	63	52	45	32
1:2		3310	2870	2280	1480	1080	704	568	373	275	195	148	–
1:4		9430	7850	6390	4280	2930	1940	1390	927	670	455	326	–
1:10		29500	24300	18500	11200	7340	4540	3030	1940	1330	864	611	–
1:20		49600	39000	29100	17100	10800	6370	4200	2660	1690	1070	843	–
1:40		44200	35400	26100	14000	8040	4700	2530	916	375	204	130	–
2:1	Пластовая вода d=1,180 г/дм <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	12	12	12	12
1:1		969	840	680	447	321	222	167	122	96	75	61	56
1:2		3730	3200	2510	1640	1150	780	565	398	293	206	154	114
1:4		10100	8700	6840	4420	3040	2010	1430	967	691	466	326	226
1:10		32100	25100	18800	11300	7380	4590	3080	1930	1310	862	594	428
1:20		59700	46700	34000	18800	10900	5520	4010	2760	1900	1100	834	681
1:40		49700	34000	22100	9720	4170	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 4 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН-ЭИЭ (М), водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при 25 °C, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	Сточная вода d=1,070 г/см <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	12	12	12
1:1		–	–	–	–	139	97	74	58	47	39	34	31
1:2		2540	2190	1710	1100	774	518	376	266	198	143	108	80
1:4		7570	6540	5080	3220	2160	1460	1030	689	494	337	137	–
1:10		38900	35300	26200	14900	10000	5930	3830	2210	1470	937	662	–
1:20		96300	78400	56200	32100	20700	11900	7160	3540	2150	1430	1150	–
1:40		44100	22800	14200	7120	3900	2240	1350	350	–	–	–	–
2:1	Сточная вода d=1,120 г/см <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	15	13	13	14
1:1		–	–	408	253	176	120	89	65	52	41	35	31
1:2		3490	2980	2360	1560	1070	711	508	351	259	186	142	105
1:4		10000	8610	6730	4210	2840	1840	1290	861	613	411	–	–
1:10		43500	38300	28200	16800	10700	6430	4230	2610	1700	1070	757	562
1:20		98200	81400	57400	32600	20800	12000	7260	3650	2180	1450	1160	–
1:40		61000	37200	23300	17300	6250	2970	2060	1220	497	186	–	–
2:1	Пластовая вода d=1,180 г/см <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	23	19	16	15	14
1:1		1130	1000	783	505	351	230	168	120	93	70	56	47
1:2		4070	3550	2760	1760	1220	815	585	405	298	210	155	114
1:4		11500	9830	7520	4680	3160	2040	1420	939	680	–	–	–
1:10		45000	39100	29200	17100	11000	6900	4710	2860	1820	1180	810	612
1:20		107000	87500	57900	32900	19400	10600	6200	3340	2360	–	–	–
1:40		65800	40200	25000	18100	6780	3010	2200	1320	510	200	–	–

Таблица 5 – Ионный состав воды, используемой для приготовления эмульсионных композиций

Номер воды	Водородный показатель (рН)	Плотность при 25 °C, (d <sup>25</sup> ), кг/м <sup>3</sup>	Eh, мВ	Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Ионный состав воды, г/дм <sup>3</sup>							Fe <sub>общ</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	H <sub>2</sub> S, мг/дм <sup>3</sup>
					Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	K <sup>+</sup> Na <sup>+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		
1	6,69	1070	30,6	101,299	7,184	2,299	29,877	61,742	0,075	0	0,122	52,8	–
2	6,05	1120	67,6	187,282	14,368	3,872	54,630	114,22	0,043	0	0,146	90,4	–
3	4,16	1180	174,7	289,279	24,147	4,478	84,615	175,96	0,003	0	0,073	180,0	–

На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что с увеличением минерализации воды, динамическая вязкость эмульсий, приготовленных и с эмульгатором ТН-ЭИЭ и с эмульгатором ТН-ЭИЭ (М), приготовленным на смеси РП и Альметьевского дистиллята в соотношении 1/1 увеличивается примерно в 1,1-1,5 раза, в зависимости от скорости сдвига. Необходимо отметить, что вязкости эмульсий, приготовленных с эмульгатором ТН-ЭИЭ (М), при разбавлении водой разной минерализации, почти в 2 раза выше. Например, вязкость эмульсии, приготовленной с эмульгатором ТН-ЭИЭ и водой, плотностью 1120 кг/м<sup>3</sup>, в соотношении 1/20 равна 49600 мПа·с, а вязкость эмульсии, приготовленной с эмульгатором ТН-ЭИЭ (М), при тех же условиях равна 98200 мПа·с.

Как альтернатива растворителя промышленного (РП) был также рассмотрен его аналог - растворитель углеводородный (РУ) по новой рецептуре с увеличенным содержанием ароматических углеводородов до 35 %, проведены дополнительные исследования по получению эмульсионных систем на основе эмульгатора, приготовленного с растворителем РУ и водой с минерализацией 100, 180, 280 г/дм<sup>3</sup>, так как состав РУ существенно отличается от растворителя промышленного. Дополнительно провели исследования по подбору растворителя для нового состава эмульгатора. Полученные результаты проведены в таблице 6.

Таблица 6 – Подбор углеводородного растворителя для эмульгатора

Состав эмульгатора: 10 % АФ-6 5 % ОК 85 % растворитель	Плотность растворителя, г/см <sup>3</sup>	Динамическая вязкость эмульсионного состава (эмulsionator + сточная вода плотностью 1,120 г/см <sup>3</sup> ) в соотношении 1:10, мПа·с
1	2	3
Растворитель РП	0,729	39900
Дистиллят из НГДУ «Джалильнефть»	0,728	10200
Дистиллят из НГДУ «Джалильнефть»+20 % толуола	0,766	8810
Дистиллят из НГДУ «Джалиль–нефть»+20 % бензола	0,760	11400
Дистиллят из НГДУ «Джалильнефть»+РП (1:1)	0,729	20600

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Альметьевский дистиллят+РП (1:1)	0,705	34800
Альметьевский дистиллят+20 % толуол	0,720	25000
Альметьевский дистиллят	0,673	40100
Абсорбент очищенный	0,793	Эмульсия не получилась
Растворитель спиртоароматический	0,740	Эмульсия не получилась
Гексановая фракция	0,680	41400
Растворитель(РУ)	0,754	24200
РУ + 20 % бензола	–	24800
Уайт–спирит	0,693	55900
Сольвент	0,860	Эмульсия не получилась
Нефрас С4 155/205	0,719	25900
Ацетон	–	Эмульсия не получилась
Скипидар	0,856	9770
Альметьевский дистиллят +РУ	0,714	36700
РПН + РУ	0,722	31301
РПН	0,690	38158

Из полученных в таблице 6 данных следует, что наиболее подходящими растворителями для приготовления эмульгатора являются растворитель промышленный (вязкость эмульсии 39900 мПа·с), Альметьевский дистиллят (вязкость эмульсии 40100 мПа·с), уайт–спирит (вязкость эмульсии 55900 мПа·с), гексановая фракция (вязкость эмульсии 41400 мПа·с), т.е легкие углеводороды, а также смеси легких углеводородов с более тяжелыми, например, РУ+Альметьевский дистиллят 1/1, РП+Альметьевский дистиллят 1/1. В таблице 7 приведены физико–химические характеристики эмульгаторов, приготовленных на смеси растворителей РУ и Альметьевского дистиллята в соотношениях 1/1, 3/7.

Таблица 7 – Физико–химические характеристики эмульгаторов, приготовленных с растворителем РУ и на смеси РУ+Альметьевский дистиллят (РПН) 1/1, 3/7

Наименование параметров	Исследуемые эмульгаторы		
	Эмульгатор ТН-ЭИЭ на РУ	Эмульгатор ТН-ЭИЭ на смеси РУ + Альметьевский дистиллят (1/1)	Эмульгатор ТН-ЭИЭ на смеси РУ + Альметьевский дистиллят (3/7)
Внешний вид	Жидкость коричневого цвета	Жидкость коричневого цвета	Жидкость коричневого цвета
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,796	0,770	0,760
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	0,89	0,88	0,85
Температура застывания, °С	Ниже (-30)	Ниже (-30)	Ниже (-30)

В таблице 8 приведены значения динамической вязкости эмульсий, полученных с эмульгатором ТН-ЭИЭ, приготовленном на растворителе РУ, при смешении с водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup>. Также были проведены исследования по получению эмульсионных систем на основе эмульгатора ТН-ЭИЭ (М), приготовленного со смесью растворителя РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) в соотношении 1/1 и в соотношении 3/7 при смешении с водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup>. Полученные результаты приведены в таблицах 9, 10.

Таблица 8 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН-ЭИЭ, приготовленного на РУ и водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при 25 °С, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	105	80	59,4	39,5	27,1	19,3	18,1	16,3	9,24	7,98	7,90	–
1:1		526	477	366	231	156	102	72,3	49,7	36,7	32,4	23,3	19,5
1:2		5793	4924	3701	2224	1453	909	615	401	283	195	145	106
1:4		13198	11121	8040	4747	3064	1877	780	550	310	216	168	126
1:10		24521	20583	15459	9187	6919	3583	2362	1416	967	637	462	319
1:20		55201	45926	33719	19047	11620	6575	4233	2579	1707	1140	844	671
1:40		62881	51704	35047	17329	9593	6222	4222	2075	715	66,6	54,2	–
2:1	Сточная вода d=1120 кг/м <sup>3</sup>	205	161	131	90,1	62,9	43,1	32,7	21,2	16,1	12,8	10,7	–
1:1		1622	1406	1069	646	427	270	184	120	85	59,3	45,8	–
1:2		5020	4235	3185	1934	1289	829	570	398	264	185	140	–
1:4		10049	8574	6570	4044	2682	1695	1150	743	503	334	245	–
1:10		20390	17109	12710	7562	4824	2897	1775	963	633	469	336	–
1:20		48293	32272	26784	14481	8194	3718	1581	1125	–	–	–	–
1:40		57922	46545	33015	16278	7722	2350	1184	717	380	–	–	–
2:1	Сточная вода d=1180 кг/м <sup>3</sup>	Все эмульсии разрушились в течении часа после приготовления											
1:1													
1:2													
1:4													
1:10													
1:20													
1:40													

Таблица 9 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН-ЭИЭ (М), приготовленного на смеси РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) 1/1 и водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при 25 °C, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	156	125	95,2	63,3	45,9	32,8	22,4	19,7	13,7	13,0	10,7	–
1:1		712	620	477	300	203	135	96,6	67,7	51,4	39,6	33,0	27,7
1:2		3377	2894	2196	1353	913	594	415	283	208	150	114	81,9
1:4		7702	6540	4949	3025	2004	1275	882	585	421	294	214	146
1:10		29700	24930	18456	10827	6918	4182	2742	1707	1150	746	525	370
1:20		63448	49446	35931	20659	12795	7388	4676	2811	1809	1135	871	802
1:40		65538	49303	32702	14147	4710	3700	2560	1209	243	100	51	32,5
2:1	Сточная вода d=1120 кг/м <sup>3</sup>	159	133	77,3	48,5	36,0	26,5	18,7	9,66	3,88	–	–	–
1:1		825	725	627	399	259	171	120	79	52,7	41,2	–	–
1:2		3509	3026	2275	1408	943	613	429	288	205	150	–	–
1:4		9193	7992	6033	3635	2462	1568	1071	707	498	343	249	–
1:10		30100	25910	19615	11520	7110	4800	2910	1815	1170	780	545	–
1:20		65560	50150	35130	25110	14900	8815	5650	3308	2268	1150	–	–
1:40		70038	55066	38514	19945	9330	2886	3209	1511	495	176	–	–
2:1	Сточная вода d=1180 кг/м <sup>3</sup>	157	115	75,6	66,7	39,4	32	22,3	12,3	4,54	–	–	–
1:1		708	696	542	364	243	164	114	74	49	38,8	–	–
1:2		4866	4168	3130	1951	1302	846	590	396	281	199	–	–
1:4		9150	7855	5948	3666	2461	1584	1092	720	503	344	–	–
1:10		23991	20655	15271	9190	5961	3674	2411	1534	1034	695	–	–
1:20		48838	38160	34350	26010	14600	9310	5520	3545	2140	1520	–	–
1:40		55765	46336	33411	26579	15100	8916	4156	3123	–	–	–	–

Таблица 10 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН-ЭИЭ, приготовленного со смесью РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) 3/7 и водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при 25 °C, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	150	128	103	66,1	45,6	32,3	26,7	19,1	13,4	13,0	11,2	–
1:1		683	583	451	286	196	132	96,3	69,2	53,6	42,3	35,9	–
1:2		3443	2961	2267	1401	961	644	458	313	226	161	126	–
1:4		9228	8168	6245	3818	2533	1625	1121	742	527	361	265	–
1:10		28359	24296	18113	10721	6848	4012	2670	1673	1118	733	503	–
1:20		66440	54897	40223	23377	14565	8432	4858	2413	1157	730	581	–
1:40		64736	55412	42208	22660	9716	4758	3040	1200	298	–	–	–
2:1	Сточная вода d=1120 кг/м <sup>3</sup>	155	133	59,7	34,4	18,9	17,3	13,0	5,43	3,44	–	–	–
1:1		686	665	444	281	181	126	91,4	61,7	42,1	35,2	–	–
1:2		3500	3000	2317	1490	968	650	460	320	232	166	130	–
1:4		9831	8666	6856	4575	3128	1862	1380	780	561	378	–	–
1:10		32132	28139	20398	11791	7636	4646	3043	1882	1249	792	556	–
1:20		68576	58782	42588	24435	15086	8620	5440	3269	2150	1396	1017	–
1:40		54686	45274	34958	19045	8480	3605	2189	692	212	95,7	–	–
2:1	Сточная вода d=1180 кг/м <sup>3</sup>	245	209	166	113	79,4	55,5	42,1	28,9	21,7	–	–	–
1:1		1088	943	729	460	314	208	150	106	80,0	60,6	48,9	–
1:2		3473	3356	2909	1822	1248	825	580	395	284	206	–	–
1:4		8223	7092	5423	3383	2274	1471	1024	678	474	326	–	–
1:10		21748	19128	14302	8518	5500	3405	2262	1426	973	648	–	–
1:20		68066	57600	41106	22900	13890	7580	4121	1833	1780	1390	–	–
1:40		58000	46100	35200	27100	16310	6180	3800	1700	1000	–	–	–

## 2.1.2 Исследование термодинамической устойчивости высоковязких гидрофобных эмульсий

В лабораторных условиях были проведены исследования на устойчивость (стабильность) эмульсий, приготовленных при смешении эмульгаторов ТН–ЭИЭ и модифицированного эмульгатора ТН–ЭИЭ (М), приготовленного на смеси РП и Альметьевского дистиллята 1/1 с водой разной минерализации: 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup> и выдержаных во времени при 30 °С (температура нефтяного пласта). К основным признакам стабильной обратной эмульсии относятся неограниченная растворимость в углеводородах и нерастворимость в воде, повышение вязкости по мере дополнительного диспергирования в ней водной фазы, способность смачивать гидрофобную поверхность. Все эмульсии представляют собой гомогенную студнеобразную систему. Стаканчики с эмульсиями хранились в одинаковых условиях, для поддержания температуры 30 °С использовали термостат электрический суховоздушный марки ТС–1/80 (СПУ г. Смоленск). За их состоянием вели визуальный контроль и проводили измерения вязкости эмульсий сразу после приготовления эмульсий и через 10, 20, 30 суток после приготовления эмульсий на реовискозиметре Rheomat RM–180 (Mettler Toledo, Швейцария) в диапазоне скоростей сдвига, равном 5,4 – 1280 с<sup>–1</sup> при комнатной температуре. Результаты наблюдений приведены в таблицах 11–16.

Таблица 11 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	10	10	10	10	
1:1		–	–	–	–	90	84	66	51	44	39	33	30
1:2		2270	2010	1610	1080	770	535	394	283	214	159	124	–
1:4		8490	7420	5860	3940	2680	1780	1260	865	630	438	321	–
1:10		22000	18300	13900	8560	5640	3510	2400	1440	867	544	356	–
1:20		42100	36200	27100	16000	10100	6040	3920	2470	1670	1140	890	–
1:40		37800	22200	15300	6820	2670	1570	1070	334	–	–	–	–
Через 10 суток													
2:1		–	–	–	–	209	190	168	147	131	113	96	–
1:1		687	629	534	401	319	251	201	161	131	107	86	73
1:2		2020	1800	1450	981	713	502	368	268	201	147	114	–
1:4		8080	7060	5710	3850	2730	1820	1290	872	636	454	359	–
1:10		17400	13900	11200	7250	4970	3270	2260	1520	1080	788	629	–
1:20		22900	21200	16500	10300	6790	4250	2900	1920	1390	1080	855	–
1:40		13700	12300	9450	6180	4320	2940	2260	2010	456	260	–	–
20 суток													
2:1		694	674	624	537	465	397	342	286	239	223	–	–
1:1		1140	1060	909	694	554	429	341	264	213	178	–	–
1:2		2370	2090	1700	1220	914	661	497	360	277	220	216	–
1:4		8170	7820	6650	4140	3230	2020	1390	901	678	342	–	–
1:10		21900	19300	14600	8900	6010	3840	2700	1760	1240	906	–	–
1:20		19900	16300	13200	8260	5660	3610	2560	1710	1350	1300	–	–
1:40		19100	16300	13100	8270	5670	3610	2540	1700	1360	1280	–	–
30 суток													
2:1		700	670	621	538	461	392	340	281	235	220	–	–
1:1		1170	1070	915	700	560	438	345	270	218	180	–	–
1:2		2420	2100	1780	1250	920	670	505	365	281	226	–	–
1:4		9000	7880	6720	4240	3300	2080	1420	905	600	–	–	–
1:10		22000	19400	14800	8930	6030	3900	2760	1840	1360	910	–	–
1:20		20000	16500	13300	8340	5780	3710	2640	1780	1360	1010	–	–
1:40		18600	16100	13000	8120	5420	3520	2310	1480	1260	1150	–	–

Таблица 12 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1120 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	11	11	11	
1:1		–	–	–	–	184	135	102	70	63	52	45	32
1:2		3310	2870	2280	1480	1080	704	568	373	275	195	148	–
1:4		9430	7850	6390	4280	2930	1940	1390	927	670	455	326	–
1:10		29500	24300	18500	11200	7340	4540	3030	1940	1330	864	611	–
1:20		49600	39000	29100	17100	10800	6370	4200	2660	1690	1070	843	–
1:40		44200	35400	26100	14000	8040	4700	2530	916	375	204	130	–
Через 10 суток													
2:1		–	–	–	272	246	209	185	159	130	117	101	–
1:1		1240	1120	912	645	503	380	303	233	187	144	119	–
1:2		2300	2070	1680	1110	796	541	393	275	207	149	114	–
1:4		7180	6310	5040	3333	2310	1540	963	731	532	377	–	–
1:10		25500	22300	16400	10100	6690	4220	2850	1840	1290	876	–	–
1:20		26500	23900	22800	13500	8800	5410	3570	2250	1600	1230	–	–
1:40		23500	21200	16400	10200	6700	4250	2900	1910	1370	1050	840	–
20 суток													
2:1		809	766	688	587	489	406	347	286	242	225	–	–
1:1		1460	1210	1090	813	662	505	402	301	234	201	–	–
1:2		2940	2490	1990	1340	974	689	511	366	278	205	–	–
1:4		8700	7700	6910	4680	3540	2670	1400	928	724	393	–	–
1:10		27000	24100	23000	13600	8840	5430	3600	2260	1610	1250	–	–
1:20		29500	27100	18600	13500	9000	5470	3650	2310	1640	1260	–	–
1:40		28600	27400	16700	8460	3520	987	–	–	–	–	–	–
30 суток													
2:1		815	770	690	592	491	416	350	291	245	227	–	–
1:1		1550	1270	1120	836	672	515	410	318	254	217	–	–
1:2		3000	2510	2000	1360	980	692	513	371	282	210	–	–
1:4		9080	8010	7130	5380	3960	2750	1740	1160	900	571	–	–
1:10		26000	21200	17400	11800	6780	4320	2980	1900	1360	850	–	–
1:20		29000	27400	18800	13600	9060	5680	3740	2460	1780	1310	–	–
1:40		30400	28600	17300	9170	4160	1520	915	–	–	–	–	–

Таблица 13 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1180 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	12	12	12	12	
1:1		969	840	680	447	321	222	167	122	96	75	61	56
1:2		3730	3200	2510	1640	1150	780	565	398	293	206	154	114
1:4		10100	8700	6840	4420	3040	2010	1430	967	691	466	326	226
1:10		32100	25100	18800	11300	7380	4590	3080	1930	1310	862	594	428
1:20		59700	46700	34000	18800	10900	5520	4010	2760	1900	1100	834	681
1:40		49700	34000	22100	9720	4170	–	–	–	–	–	–	–
Через 10 суток													
2:1		699	652	555	405	325	263	225	184	157	126	110	–
1:1		1320	1230	994	704	524	392	304	229	180	137	113	–
1:2		2730	2430	1950	1310	919	624	451	317	234	166	125	–
1:4		7280	6170	5070	3380	2370	1550	1080	720	515	289	–	–
1:10		21300	18700	14500	9010	6000	3830	2600	1670	1210	810	–	–
1:20		25800	21900	16800	10200	6720	4260	2920	1860	1320	880	–	–
1:40		24000	21400	16500	10300	6820	4360	2980	1900	1360	1060	–	–
20 суток													
2:1		1060	964	830	658	545	437	366	295	248	–	–	–
1:1		1860	1680	1340	987	761	540	432	301	250	202	–	–
1:2		3380	2760	2190	1400	1000	718	510	313	250	180	–	–
1:4		10800	9510	7360	4560	3420	2550	1690	1040	586	364	–	–
1:10		29000	28100	19000	14100	8980	5680	3230	2350	1680	1410	–	–
1:20		26000	21200	17000	10400	7010	4420	2900	2270	1680	1350	–	–
1:40		25400	20800	15400	7180	2530	1160	814	–	–	–	–	–
30 суток													
2:1		1150	980	856	675	580	458	380	304	258	–	–	–
1:1		2000	1780	1560	1000	800	568	454	322	264	218	–	–
1:2		3480	2810	2200	1460	1010	720	515	320	255	186	–	–
1:4		11400	9680	7560	4740	3680	2730	1860	1120	600	390	–	–
1:10		31000	28400	19800	14300	8980	5730	3780	2430	1780	1530	–	–
1:20		27800	23400	17200	11400	7130	4580	3130	2460	1680	1430	–	–
1:40		25500	20400	16600	7640	3480	980	664	–	–	–	–	–

Таблица 14 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ (М), приготовленного на смеси РП и Альметьевского дистиллята 1/1 водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	12	12	12	
1:1		–	–	–	–	139	97	74	58	47	39	34	31
1:2		2540	2190	1710	1100	774	518	376	266	198	143	108	80
1:4		7570	6540	5080	3220	2160	1460	1030	689	494	337	137	–
1:10		38900	35300	26200	14900	10000	5930	3830	2210	1470	937	662	–
1:20		96300	78400	56200	32100	20700	11900	7160	3540	2150	1430	1150	–
1:40		44100	22800	14200	7120	3900	2240	1350	350	–	–	—	—
Через 10 суток													
2:1		–	–	384	268	175	100	85	70	64	46	30	–
1:1		840	804	756	653	582	494	425	352	298	150	–	–
1:2		3000	2720	2310	1730	1350	1010	786	592	473	418	–	–
1:4		9020	7680	6310	4290	3000	1970	1380	970	746	668	–	–
1:10		30800	25400	19500	12400	8340	5380	3650	2490	1860	680	–	–
1:20		39800	31700	24300	14900	9890	6290	4340	3430	3160	716	–	–
1:40		15400	13200	10100	8660	4340	2460	1460	460	261	–	–	–
20 суток													
2:1		–	–	410	280	182	115	90	74	68	48	34	–
1:1		900	810	762	655	585	495	420	355	300	–	–	–
1:2		3150	2750	2330	1750	1360	1020	787	593	475	420	–	–
1:4		9130	7600	6120	4130	2860	1850	1230	900	651	440	310	–
1:10		29100	24400	18200	11800	7460	4444	3010	1860	1220	850	596	–
1:20		40100	35600	19800	12600	8370	5400	4380	2350	1860	900	610	–
1:40		11400	9710	7620	4680	3560	2640	1780	1060	540	356	–	–
30 суток													
2:1		–	–	500	291	189	118	94	76	70	50	38	–
1:1		915	812	765	658	588	497	422	357	302	–	–	–
1:2		3250	2780	2350	1780	1380	1050	790	595	478	421	–	–
1:4		9650	7780	6240	4230	2900	1920	1330	910	660	451	315	–
1:10		30000	24500	18600	12000	7520	4460	3030	1900	1230	851	600	–
1:20		41400	36200	30100	12800	9110	5860	4440	2380	1910	910	615	–
1:40		12000	9800	7650	4700	3610	2650	1800	1080	541	358	–	–

Таблица 15 –Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН-ЭИЭ (М), приготовленного на смеси РП и Альметьевского дистиллята 1/1 водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1120 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	15	13	13	14	
1:1		–	–	408	253	176	120	89	65	52	41	35	31
1:2		3490	2980	2360	1560	1070	711	508	351	259	186	142	105
1:4		10000	8610	6730	4210	2840	1840	1290	861	613	411	315	260
1:10		43500	38300	28200	16800	10700	6430	4230	2610	1700	1070	757	562
1:20		98200	81400	57400	32600	20800	12000	7260	3650	2180	1450	1160	–
1:40		61000	37200	23300	17300	6250	2970	2060	1220	497	186	–	–
Через 10 суток													
2:1		–	–	526	395	318	268	231	190	161	132	–	–
1:1		1770	1530	1250	874	669	496	387	291	228	173	–	–
1:2		3970	3490	2720	1790	1250	853	621	433	319	224	–	–
1:4		10200	8680	6750	4230	2900	1910	1350	866	617	412	–	–
1:10		35400	30600	26200	18400	14600	9870	5860	3850	2200	1450	–	–
1:20		45000	39000	29100	17400	11200	6840	4720	2850	1800	1180	–	–
1:40		17400	15600	13100	10000	8620	4310	2430	1460	462	268	–	–
Через 20 суток													
2:1		806	772	714	590	506	417	351	284	239	205	–	–
1:1		2150	1910	1610	1200	920	670	509	373	294	225	–	–
1:2		3990	3390	2730	1850	1340	936	686	479	355	266	–	–
1:4		10300	8690	6770	4250	2920	1930	1360	868	620	415	–	–
1:10		34600	29200	25800	17600	14100	9720	5740	3780	2010	1360	–	–
1:20		44200	38600	28400	17000	10900	6760	4700	2760	1770	1150	–	–
1:40		17000	15100	13000	9780	8550	4260	1330	1340	450	252	–	–
Через 30 суток													
2:1		900	806	762	640	571	482	412	340	280	210	–	–
1:1		2460	1980	1630	1220	924	678	519	375	294	250	–	–
1:2		4180	3460	2780	1910	1420	940	691	480	365	270	–	–
1:4		11000	9000	7010	4680	3010	1980	1440	880	646	424	–	–
1:10		35000	29800	25900	17300	14780	9860	5810	3150	2340	1440	–	–
1:20		45000	39100	28600	17400	11000	6820	4730	2820	1790	1180	–	–
1:40		16500	15000	12400	9660	8480	4160	2130	1240	443	246	–	–

Таблица 16 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ (М), приготовленного на смеси РП и Альметьевского дистиллята 1/1 водой с минерализацией 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1186 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	23	19	16	15	14
1:1		1130	1000	783	505	351	230	168	120	93	70	56	47
1:2		4070	3550	2760	1760	1220	815	585	405	298	210	155	114
1:4		11500	9830	7520	4680	3160	2040	1420	939	680	480	340	243
1:10		45000	39100	29200	17100	11000	6900	4710	2860	1820	1180	810	612
1:20		107000	87500	57900	32900	19400	10600	6200	3340	2360	–	–	–
1:40		65800	40200	25000	18100	6780	3010	2200	1320	510	200	–	–
Через 10 суток													
2:1			639	418	308	235	189	154	129	109	90	–	–
1:1		2040	1700	1380	936	720	533	410	306	236	177	–	–
1:2		4840	4050	3060	2070	1440	951	693	488	359	254	–	–
1:4		11500	10000	7840	5040	3390	2140	1460	933	679	–	–	–
1:10		51100	40500	29900	17700	11400	7040	4720	3030	2110	1430	–	–
1:20		83700	64400	45200	24400	14300	7960	4870	2050	909	–	–	–
1:40		18600	16100	14000	10400	9010	5320	3440	2560	1010	–	–	–
Через 20 суток													
2:1		1250	926	877	655	511	403	331	265	219	175	164	–
1:1		2240	1920	1710	1320	955	696	631	391	308	205	180	–
1:2		6030	5000	4100	2760	2050	1440	1050	759	579	310	205	–
1:4		16600	14400	11300	7190	4850	3070	2140	1400	1030	905	586	–
1:10		44500	37200	27800	16900	11100	6920	4720	3060	2160	1480	1113	–
1:20		48800	39100	28500	17300	12400	7460	4980	3260	2340	1560	1210	–
1:40		17400	15200	13000	9810	8660	4280	2350	1380	500	264	–	–
Через 30 суток													
2:1		1300	930	881	660	515	410	338	266	220	178	164	–
1:1		3000	2010	1910	1560	961	700	540	398	318	205	180	–
1:2		6150	5020	4150	2800	2150	1480	1060	760	581	380	265	–
1:4		17000	14800	11500	7240	4920	3170	2150	1420	1050	968	676	–
1:10		45000	37600	27900	16920	11400	6940	4740	3080	2180	1500	1150	–
1:20		50100	40200	29100	17500	12600	7500	5000	3270	2350	1600	1230	–
1:40		17500	15800	13400	9900	8760	4380	2400	1410	600	316	–	–

Из приведенных в таблицах 11–13 данных можно сделать вывод, что вязкость эмульсий, полученных с эмульгатором ТН-ЭИЭ и водой с соотношениями 2/1; 1/1; 1/2; 1/4 увеличивается во времени в 1,5–2 раза независимо от минерализации, а вязкость эмульсий с соотношениями 1/10; 1/20; 1/40 снижается примерно в 1,5–2 раза через десять суток, а затем во времени через 20, 30 суток значения вязкости стабилизируются. Из приведенных в таблицах 14–16 данных видно, что вязкость эмульсий, полученных с эмульгатором ТН-ЭИЭ (М), приготовленным на смеси РП и Альметьевского дистиллята 1/1 и водой с соотношениями 2/1; 1/1; 1/2; 1/4 также увеличивается во времени 1,5–2 раза независимо от минерализации, а вязкость эмульсий с соотношениями 1/10; 1/20; 1/40 снижается примерно в 1,5–2 раза через десять суток, а затем во времени через 20, 30 суток значения вязкости стабилизируются.

Эмульсии, приготовленные при смешении эмульгатора ТН-ЭИЭ, приготовленного с растворителем РУ, смесью РУ и Альметьевского дистиллята в соотношении 1/1, смесью РУ и Альметьевского дистиллята в соотношении 3/7 и водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup>, 180 г/дм<sup>3</sup>, 280 г/дм<sup>3</sup> и выдержаные во времени при 30 °С также были проверены на устойчивость. Из полученных результатов можно сделать вывод, что вязкость эмульсий, полученных с эмульгатором, приготовленном на растворителе РУ при смешении с водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup> с соотношениями 2/1; 1/1; 1/2; 1/4 увеличивается во времени 1,5 раза, а вязкость эмульсий с соотношениями 1/10; 1/20; 1/40 снижается примерно в 2 раза через десять суток, а затем во времени через 20, 30 суток значения вязкости эмульсий стабилизируются. Следует отметить, что эмульсии, полученные с эмульгатором, приготовленном на растворителе РУ при смешении с водой с минерализацией 280 г/дм<sup>3</sup> разрушаются сразу после приготовления, а при смешении с водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup> разрушаются через сутки после приготовления.

Вязкость эмульсий, полученных с эмульгатором ТН-ЭИЭ (М), где в качестве растворителя использовали смесь растворителя углеводородного и Альметьевского дистиллята в соотношениях 1/1 и 3/7 и водой с соотношениями

2/1; 1/1; 1/2; 1/4 также увеличивается во времени 1,5-2 раза независимо от минерализации, а вязкость эмульсий с соотношениями 1/10; 1/20; 1/40 снижается примерно в 1,5-2 раза через десять суток, а затем во времени через 20, 30 суток значения вязкости стабилизируются. Можно сделать однозначный вывод, что эмульсии, приготовленные с эмульгатором, где в качестве растворителя для приготовления эмульгатора используется смесь растворителей РУ и Альметьевского дистиллята, и водой разной минерализации стабильны во времени, т. е. не разрушаются в течение 30 суток. Полученные результаты приведены в таблицах 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25.

Таблица 17 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора, приготовленного на РУ, водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	105	80	59,4	39,5	27,1	19,3	18,1	16,3	9,24	7,98	7,90	–
1:1		526	477	366	231	156	102	72,3	49,7	36,7	32,4	23,3	19,5
1:2		5793	4924	3701	2224	1453	909	615	401	283	195	145	106
1:4		13198	11121	8040	4747	3064	1877	780	550	310	216	168	126
1:10		24521	20583	15459	9187	6919	3583	2362	1416	967	637	462	319
1:20		55201	45926	33719	19047	11620	6575	4233	2579	1707	1140	844	671
1:40		62881	51704	35047	17329	9593	6222	4222	2075	715	66,6	54,2	–
Через 10 суток													
2:1		354	301	233	163	129	96,3	69,8	48,6	35,1	25,9	20,8	–
1:1		1881	1505	1250	972	760	435	276	182	139	120	100	–
1:2		10940	9620	7481	5059	3331	2066	1364	895	611	448	412	–
1:4		25609	20759	15895	8788	6110	3803	2622	1700	1328	880	709	–
1:10		29400	23715	17670	10589	7007	4336	3026	1911	1376	973	755	–
1:20		32390	20448	15430	9349	6324	3182	2629	1970	1457	1164	528	–
1:40		Эмульсия разрушилась											
Через 20 суток													
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	1290	997	793	588	502	341	282	205	155	123	106	–
1:1		3382	2690	2172	1475	1007	688	562	428	340	225	–	–
1:2		5404	4097	3008	1951	1274	786	541	440	386	339	–	–
1:4		8593	6962	5024	2890	1854	1228	888	676	614	586	–	–
1:10		12477	9851	7518	4941	3576	2487	1974	1611	1503	1123	–	–
1:20		23959	15785	11453	7044	5044	3419	2572	1833	1615	1215	–	–
Через 30 суток													
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	разрушилась											
1:1		4812	4133	3395	2331	1586	1199	1042	942	816	648	–	–
1:2		7225	5313	4182	2658	1761	1167	854	695	685	786	646	–
1:4		11896	9418	6962	4136	2706	1823	1442	1319	1120	962	742	–
1:10		20515	17088	12496	8125	5893	4159	3562	2825	1290	950	–	–
1:20		16904	13899	10711	6697	4715	3305	2458	477	254	171	–	–

Таблица 18 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора, приготовленного на РУ и водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Таблица 19 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора, приготовленного с РУ и водой с  $\varphi$  минерализацией 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержанных при 30 °С

Таблица 20 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением модифицированного эмульгатора, приготовленного со смесью РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) в соотношении 1/1, водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionator/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	156	125	95,2	63,3	45,9	32,8	22,4	19,7	13,7	13,0	10,7	–
1:1		712	620	477	300	203	135	96,6	67,7	51,4	39,6	33,0	27,7
1:2		3377	2894	2196	1353	913	594	415	283	208	150	114	81,9
1:4		7702	6540	4949	3025	2004	1275	882	585	421	294	214	146
1:10		29700	24930	18456	10827	6918	4182	2742	1707	1150	746	525	370
1:20		63448	49446	35931	20659	12795	7388	4676	2811	1809	1135	871	802
1:40		65538	49303	32702	14147	4710	3700	2560	1209	243	100	51	32,5
Через 10 суток													
2:1		539	432	366	259	185	124	89,1	63,6	48,1	36,4	32,1	–
1:1		1942	1673	1356	861	566	359	247	176	143	96	78	–
1:2		4553	3706	2957	1920	1331	916	621	410	284	193	148	–
1:4		7110	6300	4831	3095	1453	1020	652	436	385	286	218	–
1:10		21653	15679	11878	7344	4905	3171	2177	1426	1001	702	552	–
1:20		29069	25002	17806	10755	7056	4463	3047	2050	1496	1156	1100	–
1:40		Эмульсия разрушилась											
Через 20 суток													
2:1		1640	1407	1051	823	626	450	335	241	182	144	124	–
1:1		3386	2607	2265	1692	1232	908	698	510	418	524	234	–
1:2		4508	3387	2672	1663	1093	784	615	455	372	–	–	–
1:4		7797	6354	4838	3019	2011	1306	959	734	534	–	–	–
1:10		23494	19747	14787	9045	6104	3803	2734	1890	1365	1068	896	–
1:20		29689	22856	16961	10293	6615	4302	3008	2002	1492	1133	906	–
Через 30 суток													
2:1		2538	1958	1530	1171	958	726	572	443	378	–	–	–
1:1		3400	2610	2270	1695	1234	910	700	515	422	–	–	–
1:2		3658	3051	2429	1750	1270	913	735	632	586	–	–	–
1:4		9187	7245	5434	3436	2374	1655	1354	1280	1160	1026	–	–
1:10		12435	10835	8394	5435	3866	2568	2412	2120	2042	1768	509	–
1:20		12295	10197	8227	5419	3893	2782	2516	742	590	488	342	–

Таблица 21 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением модифицированного эмульгатора, приготовленного со смесью РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) в соотношении 1/1, водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмульгатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1120 кг/м <sup>3</sup>	159	133	77,3	48,5	36,0	26,5	18,7	9,66	3,88	–	–	–
1:1		825	725	627	399	259	171	120	79	52,7	41,2	–	–
1:2		3509	3026	2275	1408	943	613	429	288	205	150	–	–
1:4		9193	7992	6033	3635	2462	1568	1071	707	498	343	249	–
1:10		30100	25910	19615	11520	7110	4800	2910	1815	1170	780	545	–
1:20		65560	50150	35130	25110	14900	8815	5650	3308	2268	1150	–	–
1:40		70038	55066	38514	19945	9330	7886	3209	1511	495	176	–	–
Через 10 суток													
2:1		920	747	592	453	350	251	185	129	92,8	73,8	64,8	–
1:1		2426	1736	1398	1051	745	489	341	240	187	142	116	–
1:2		7830	6297	4923	3187	2191	1402	946	646	464	336	–	–
1:4		27472	18141	11786	7840	5548	3634	2521	1749	1367	1135	971	–
1:10		37138	26046	16059	10069	6736	4299	2964	2011	1562	1288	1120	–
1:20		34711	22193	16425	10134	6750	4300	3100	2615	1870	500	325	–
1:40		Эмульсия разрушилась											
Через 20 суток													
2:1		1948	1550	1390	993	709	535	415	311	243	208	–	–
1:1		3398	2614	2364	1788	1307	946	723	522	421	407	–	–
1:2		6216	4808	3676	2310	1739	1267	975	741	697	512	–	–
1:4		30262	22144	15617	9971	7006	4603	3288	2302	1831	1540	–	–
1:10		31056	22941	16605	10247	6985	4510	3233	2309	1888	1688	–	–
1:20		15728	13118	10659	6893	4848	3418	1069	408	–	–	–	–
Через 30 суток													
2:1		2731	2528	2160	1605	1230	755	615	515	432	330	–	–
1:1		4400	3100	2512	1830	1510	1012	752	538	434	408	–	–
1:2		11929	8698	6794	4672	3537	2587	2010	1573	1415	1301	1270	–
1:4		46412	29089	19817	12710	8799	5763	4170	3078	2535	2160	1899	–
1:10		43182	37982	30439	19557	13625	8810	3734	1016	753	587	412	–
1:20	Эмульсия разрушилась											–	–

Таблица 22 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением модифицированного эмульгатора, приготовленного со смесью РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) в соотношении 1/1, водой с минерализацией 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionator/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	Сточная вода d=1186 кг/м <sup>3</sup>	сразу											
		166	133	105	69,9	49,3	34,8	26,6	20,0	14,4	11,4	–	–
		902	835	653	410	277	181	128	87,9	65,0	44,2	39,4	–
		3735	3402	2536	1557	1035	681	472	318	227	163	125	–
		9165	7786	5892	3637	2425	1554	1070	703	492	336	244	–
		22400	17535	12984	7726	4912	2999	1826	1062	725	494	–	–
		54115	39600	19768	10305	4485	756	331	–	–	–	–	–
		59254	46172	31020	12500	2890	794	310	–	–	–	–	–
		Через 10 суток											
		321	295	280	216	154	107	7901	56,1	43,0	35,3	–	–
		1851	1633	1368	798	515	339	250	200	150	111	–	–
		5047	4078	3084	1827	1151	724	527	390	276	201	–	–
		8274	7299	5698	3692	2545	1616	1124	735	517	458	–	–
		15004	13119	9925	6117	4196	2702	1895	1235	1047	983	–	–
		27381	21163	15670	9136	6166	3869	2918	2352	1492	1092	–	–
		11831	6791	3231	2225	1276	640	174	46,4	20,4	–	–	–
		Через 20 суток											
1:1	Сточная вода d=1186 кг/м <sup>3</sup>	351	331	216	133	88,1	67,2	57,2	30,3	29,1	23,2	–	–
		3578	2884	2413	1792	1384	966	709	556	455	232	–	–
		7450	6050	4805	2810	1910	1016	856	743	673	528	–	–
		10280	7258	4916	2854	1957	1380	1058	919	850	715	–	–
		33487	22199	15863	10208	6968	4571	3354	2225	1720	1415	–	–
		23062	18839	15421	9934	7630	4756	1671	598	360	180	–	–
		14215	9900	6820	3904	2175	1004	511	265	–	–	–	–
1:2	Сточная вода d=1186 кг/м <sup>3</sup>	Через 30 суток											
		Эмульсия разрушилась											
		Эмульсия разрушилась											
		7233	6818	5832	3708	2330	1650	1224	896	772	615	–	–
		26979	17390	8970	5968	4291	3041	2371	1810	1561	1424	915	–
		39788	31305	17368	10645	7622	5186	4054	2946	2457	2071	1372	–
		23062	18839	15421	9934	7630	4756	1671	598	360	180	–	–
1:40	Сточная вода d=1186 кг/м <sup>3</sup>	Эмульсия разрушилась											

Таблица 23 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением модифицированного эмульгатора, приготовленного со смесью РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) в соотношении 3/7, водой с минерализацией 100 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмульгатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1070 кг/м <sup>3</sup>	150	128	103	66,1	45,6	32,3	26,7	19,1	13,4	13,0	11,2	–
1:1		683	583	451	286	196	132	96,3	69,2	53,6	42,3	35,9	–
1:2		3443	2961	2267	1401	961	644	458	313	226	161	126	–
1:4		9228	8168	6245	3818	2533	1625	1121	742	527	361	265	–
1:10		28359	24296	18113	10721	6848	4012	2670	1673	1118	733	503	–
1:20		66440	54897	40223	23377	14565	8432	4858	2413	1157	730	581	–
1:40		64736	55412	42208	22660	9716	4758	3040	1200	298	–	–	–
Через 10 суток													
2:1		539	432	366	259	185	124	89,1	63,6	48,1	36,4	32,1	–
1:1		1942	1673	1356	861	566	359	247	176	143	96	78	–
1:2		4553	3706	2957	1920	1331	916	621	410	284	193	148	–
1:4		7110	6300	4831	3095	1453	1020	652	436	385	286	218	–
1:10		21653	15679	11878	7344	4905	3171	2177	1426	1001	702	552	–
1:20		29069	25002	17806	10755	7056	4463	3047	2050	1496	1156	1100	–
1:40		Эмульсия разрушилась											
Через 20 суток													
2:1		1640	1407	1051	823	626	450	335	241	182	144	124	–
1:1		3386	2607	2265	1692	1232	908	698	510	418	524	234	–
1:2		4508	3387	2672	1663	1093	784	615	455	372	–	–	–
1:4		7797	6354	4838	3019	2011	1306	959	734	534	–	–	–
1:10		23494	19747	14787	9045	6104	3803	2734	1890	1365	1068	896	–
1:20		29689	22856	16961	10293	6615	4302	3008	2002	1492	1133	906	–
Через 30 суток													
2:1		2538	1958	1530	1171	958	726	572	443	378	–	–	–
1:1		3400	2610	2270	1695	1234	910	700	515	422	–	–	–
1:2		3658	3051	2429	1750	1270	913	735	632	586	–	–	–
1:4		9187	7245	5434	3436	2374	1655	1354	1280	1160	1026	–	–
1:10		12435	10835	8394	5435	3866	2568	2412	2120	2042	1768	509	–
1:20		12295	10197	8227	5419	3893	2782	2516	742	590	488	342	–

Таблица 24 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением модифицированного эмульгатора, приготовленного со смесью РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) в соотношении 1/1, водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмульгатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1120 кг/м <sup>3</sup>	155	133	59,7	34,4	18,9	17,3	13,0	5,43	3,44	–	–	–
1:1		686	665	444	281	181	126	91,4	61,7	42,1	35,2	–	–
1:2		3500	3000	2317	1490	968	650	460	320	232	166	130	–
1:4		9831	8666	6856	4575	3128	1862	1380	780	561	378	–	–
1:10		32132	28139	20398	11791	7636	4646	3043	1882	1249	792	556	–
1:20		68576	58782	42588	24435	15086	8620	5440	3269	2150	1396	1017	–
1:40		54686	45274	34958	19045	8480	3605	2189	692	212	95,7	–	–
Через 10 суток													
2:1		1115	937	783	572	397	279	212	153	117	85	83,1	–
1:1		3849	3103	2569	1646	1029	673	499	398	299	224	185	–
1:2		8225	6587	5064	3157	2107	1324	928	654	323	301	–	–
1:4		9087	7732	6030	3982	2766	1603	1219	790	535	363	329	–
1:10		27702	20068										
1:20													
1:40													
Эмульсия разрушилась													
Через 20 суток													
2:1		1948	1550	1390	993	709	535	415	311	243	208	–	–
1:1		3398	2614	2364	1788	1307	946	723	522	421	407	–	–
1:2		6216	4808	3676	2310	1739	1267	975	741	697	512	–	–
1:4		30262	22144	15617	9971	7006	4603	3288	2302	1831	1540	–	–
1:10		31056	22941	16605	10247	6985	4510	3233	2309	1888	1688	–	–
1:20		15728	13118	10659	6893	4848	3418	1069	408	–	–	–	–
Через 30 суток													
2:1		2731	2528	2160	1605	1230	755	615	515	432	330	–	–
1:1		4400	3100	2512	1830	1510	1012	752	538	434	408	–	–
1:2		11929	8698	6794	4672	3537	2587	2010	1573	1415	1301	1270	–
1:4		46412	29089	19817	12710	8799	5763	4170	3078	2535	2160	1899	–
1:10		43182	37982	30439	19557	13625	8810	3734	1016	753	587	412	–
1:20													

Таблица 25 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением модифицированного эмульгатора, приготовленного со смесью РУ и Альметьевского дистиллята (РПН) в соотношении 3/7, водой с минерализацией 280 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмульгатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Сточная вода d=1186 кг/м <sup>3</sup>	153	138	111	73,5	52,0	36,4	26,4	19,6	15,6	12,1	–	–
1:1		687	603	470	301	206	138	99,8	70,8	54,2	41,6	–	–
1:2		3389	2915	2222	1380	934	617	435	296	214	155	119	–
1:4		6959	5926	4504	2818	1889	1230	855	572	403	277	–	–
1:10		25129	21009	15716	9413	6092	3745	2469	1542	1034	668	–	–
1:20		51959	44483	30645	16432	8446	1563	345	159	–	–	–	–
1:40		50003	37709	23588	8899	2453	887	441	137	–	–	–	–
Через 10 суток													
2:1		581	473	412	285	195	135	103	74,2	58,2	47,3	41,6	–
1:1		2297	1999	1528	615	406	302	220	164	122	95,9	81,2	76,3
1:2		7447	6194	4877	2965	1935	1215	864	648	481	358	347	–
1:4		9739	8472	6642	4379	3018	1982	1343	861	604	469	–	–
1:10		39804	27975	21635	13314	8889	5815	4207	1432	608	440	–	–
1:20		16350	10658	6016	3204	1782	1209	449	168	79,9	53,1	–	–
1:40		12353	8645	4519	2355	1093	276	–	–	–	–	–	–
Через 20 суток													
2:1		1079	957	795	567	424	310	240	182	148	122	–	–
1:1		2734	2500	2171	1716	1283	892	660	482	407	350	–	–
1:2		4963	4017	3036	2176	1527	1092	816	606	585	410	–	–
1:4		10629	9040	6774	3984	2759	1919	1494	1205	1212	1149	–	–
1:10		35272	31185	21637	13925	10214	6825	2583	730	557	395	–	–
1:20		12256	7059	3227	2586	1596	481	167	–	–	–	–	–
1:40		Эмульсия разрушилась											
Через 30 суток													
2:1		4268	3975	3147	2079	1462	1035	785	589	466	388	–	–
1:1		5687	4225	3285	2444	1931	1436	1111	857	731	670	–	–
1:2		12467	10217	8578	5954	4215	2971	2176	1616	1370	1199	–	–
1:4		37977	22858	12254	7791	6002	4623	3659	2678	2045	1539	–	–
1:10		33723	27049	21932	13598	9427	5104	1326	508	214	–	–	–
1:20		12256	7059	3227	2586	1596	481	167	82	–	–	–	–
1:40		Эмульсия разрушилась											

**2.2 Исследование реологических свойств различных высоковязких гидрофобных эмульсий, полученных при разбавлении эмульгатора ТН – ЭИЭ водой с тульско–бобриковского горизонта, и проверка стабильности полученных систем в условиях, приближенных к пластовым**

С целью снижения влияния негативных факторов на технологические свойства закачанных растворов были проведены исследования по получению эмульсионных составов с использованием воды, привезенной с КНС тульско–бобриковского горизонта, т.е. в условиях, приближенных к пластовым. Состав воды, используемой для приготовления эмульсионных композиций приведен в таблице 26, для сравнения также приведен ионный состав воды, которую использовали для приготовления разработанных эмульсионных составов в лабораторных условиях.

Таблица 26 – Состав вод, используемых для приготовления эмульсионных композиций

Ион	Концентрация иона, г/дм <sup>3</sup>	
	Вода, отобранная с КНС тульско–бобриковского горизонта	Вода, отобранная с пункта набора Карабашской ОТЖ
Ca <sup>2+</sup>	23,548	24,147
Mg <sup>2+</sup>	6,051	4,478
K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	86,464	84,615
Cl <sup>-</sup>	182,138	175,964
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,004	0,003
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,049	0,073

Общая минерализация составила у воды с КНС 298,254 г/дм<sup>3</sup>, у воды с Карабашкой ОТЖ – 289,28 г/дм<sup>3</sup>. Содержание общего железа 84,8 мг/дм<sup>3</sup> и 180,0 мг/дм<sup>3</sup> соответственно. В таблицах 27 - 28 приведены значения динамической вязкости эмульсий, полученных с эмульгатором ТН–ЭИЭ.

Таблица 27 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 298,2 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, привезенной с пункта отбора Карабашской ОТЖ в разных соотношениях

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	Пластовая вода d=1184 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	–	12	12	12	12
1:1		969	840	680	447	321	222	167	122	96	75	61	56
1:2		3730	3200	2510	1640	1150	780	565	398	293	206	154	114
1:4		10100	8700	6840	4420	3040	2010	1430	967	691	466	326	226
1:10		32100	25100	18800	11300	7380	4590	3080	1930	1310	862	594	428
1:20		59700	46700	34000	18800	10900	5520	4010	2760	1900	1100	834	681
1:40		49700	34000	22100	9720	4170	3150	2010	1150	734	–	–	–

Таблица 28 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 289,3 г/дм<sup>3</sup> в разных соотношениях, привезенной с КНС тульско–бобриковского горизонта в разных соотношениях

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	Пластовая вода d=1180 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	24	23	23	23	23
1:1		1160	1050	826	542	376	255	187	134	103	78	63	–
1:2		6700	5880	4540	2880	1970	1300	923	636	466	322	232	–
1:4		17200	14800	11200	7100	4830	3100	2110	1390	981	651	456	–
1:10		51000	39500	28800	17200	10900	6630	4390	2700	1750	1110	728	–
1:20		66100	55500	40000	22800	14400	8280	5460	3530	2530	1680	1250	–
1:40		34100	26600	14600	3680	1970	905	578	272	–	–	–	–

Из приведенных в таблицах 27, 28 данных можно констатировать, что у эмульсий с соотношением фаз эмульгатор/вода 1/1; 1/2; 1/4; 1/10, приготовленных с водой тульско–бобриковского горизонта вязкости выше в 1,6–1,8 раза, по сравнению с вязкостями идентичных эмульсий, приготовленных с водой, привезенной с пункта сбора Карабашской ОТЖ. По ионному составу воды одинаковы, но в воде с пункта сбора Карабашской ОТЖ содержание общего железа в 2,1 раза больше. Следует отметить, что с увеличением содержания общего железа в воде вязкость эмульсионных составов снижается.

Также эмульсии, приготовленные с водой, отобранный с разных горизонтов, проверили на стабильность во времени. Для этого эмульсии помещали в термостат и выдерживали в течение месяца при 30 °С (температура пластика). За их состоянием вели визуальный контроль и проводили измерения вязкости эмульсий сразу после приготовления эмульсий и через 10, 20, 30 суток после приготовления эмульсий. Полученные результаты приведены в таблицах 29, 30.

Из приведенных в таблицах 29, 30 данных можно сделать вывод, что вязкость эмульсий, полученных с эмульгатором ТН–ЭИЭ и водой, отобранный с Карабашской ОТЖ с соотношениями 2/1; 1/1 увеличивается во времени 1,5–2 раза, а вязкость эмульсий с соотношениями 1/2; 1/4; 1/10; 1/20; 1/40 снижается примерно в 1,5–2 раза через десять суток, а затем во времени через 20, 30 суток значения вязкости стабилизируются, тоже самое происходит с эмульсиями, полученными из эмульгатора ТН–ЭИЭ и воды, отобранный с тульско–бобриковского горизонта. Вязкость эмульсий с соотношением эмульгатора и воды 2/1; 1/1; 1/2 увеличивается, а вязкость эмульсий с соотношениями 1/4; 1/10; 1/20; 1/40 снижается через 10 суток в 1,5–2 раза, а затем снова происходит нарастание вязкости эмульсий.

Таблица 29 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 289,3 г/дм<sup>3</sup>, отобранный с Карабашской ОТЖ в разных соотношениях, выдержаных при 30 °С в разных соотношениях

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Пластовая вода d=1180 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	12	12	12	12	
1:1		969	840	680	447	321	222	167	122	96	75	61	56
1:2		3730	3200	2510	1640	1150	780	565	398	293	206	154	114
1:4		10100	8700	6840	4420	3040	2010	1430	967	691	466	326	226
1:10		32100	25100	18800	11300	7380	4590	3080	1930	1310	862	594	428
1:20		59700	46700	34000	18800	10900	5520	4010	2760	1900	1100	834	681
1:40		49700	34000	22100	9720	4170	–	–	–	–	–	–	–
Через 10 суток													
2:1		699	652	555	405	325	263	225	184	157	126	110	–
1:1		1320	1230	994	704	524	392	304	229	180	137	113	–
1:2		2730	2430	1950	1310	919	624	451	317	234	166	125	–
1:4		7280	6170	5070	3380	2370	1550	1080	720	515	289	–	–
1:10		21300	18700	14500	9010	6000	3830	2600	1670	1210	810	–	–
1:20		25800	21900	16800	10200	6720	4260	2920	1860	1320	880	–	–
1:40		24000	21400	16500	10300	6820	4360	2980	1900	1360	1060	–	–
20 суток													
2:1		1060	964	830	658	545	437	366	295	248	–	–	–
1:1		1860	1680	1340	987	761	540	432	301	250	202	–	–
1:2		3380	2760	2190	1400	1000	718	510	313	250	180	–	–
1:4		10800	9510	7360	4560	3420	2550	1690	1040	586	364	–	–
1:10		29000	28100	19000	14100	8980	5680	3230	2350	1680	1410	–	–
1:20		26000	21200	17000	10400	7010	4420	2900	2270	1680	1350	–	–
1:40		25400	20800	15400	7180	2530	1160	814	–	–	–	–	–
30 суток													
2:1		1150	980	856	675	580	458	380	304	258	–	–	–
1:1		2000	1780	1560	1000	800	568	454	322	264	218	–	–
1:2		3480	2810	2200	1460	1010	720	515	320	255	186	–	–
1:4		11400	9680	7560	4740	3680	2730	1860	1120	600	390	–	–
1:10		31000	28400	19800	14300	8980	5730	3780	2430	1780	1530	–	–
1:20		27800	23400	17200	11400	7130	4580	3130	2460	1680	1430	–	–
1:40		25500	20400	16600	7640	3480	980	664	–	–	–	–	–

Таблица 30 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 298,3 г/дм<sup>3</sup>, отобранный с КНС тульско–бобриковского горизонта и выдержаных при 30 °С

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
сразу													
2:1	Пластовая вода d=1184 кг/м <sup>3</sup>	–	–	–	–	–	–	–	24	23	23	23	
1:1		1160	1050	826	542	376	255	187	134	103	78	63	
1:2		6700	5880	4540	2880	1970	1300	923	636	466	322	232	
1:4		17200	14800	11200	7100	4830	3100	2110	1390	981	651	456	
1:10		51000	39500	28800	17200	10900	6630	4390	2700	1750	1110	728	
1:20		66100	55500	40000	22800	14400	8280	5460	3530	2530	1680	1250	
1:40		34100	26600	14600	3680	1970	905	578	272	–	–	–	
Через 10 суток													
2:1		1020	969	873	702	607	479	409	329	271	168	–	
1:1		2030	1800	1500	1090	814	587	455	330	255	189	–	
1:2		6970	6050	4690	3010	2050	1390	1040	748	556	392	–	
1:4		9600	8400	6380	4240	2880	1850	1320	879	699	595	–	
1:10		34500	29700	23500	14900	10200	6440	4340	2840	2160	1570	–	
1:20		36500	30200	23600	14980	10500	6510	4380	2860	2260	1600	–	
1:40		25600	21800	17100	11400	7860	4680	3010	1920	1430	860	–	
Через 20 суток													
2:1		1350	1280	1140	927	771	622	513	407	360	235	–	
1:1		2540	2240	1870	1360	1030	749	571	414	358	250	–	
1:2		9460	8190	6490	4250	3070	2170	1590	1100	980	760	–	
1:4		16200	13800	10800	6870	4580	2960	2020	1640	1340	810	–	
1:10		40500	35500	27000	16900	11000	6740	4430	2920	2250	1790	–	
1:20		50700	39200	28100	19100	12900	5270	1500	535	328	189	–	
1:40		25400	20600	16700	11000	7560	4480	2960	1840	1320	904	–	
Через 30 суток													
2:1		1450	1350	1190	966	810	660	549	433	389	–	–	
1:1		2850	2520	2130	1560	1170	856	669	546	434	–	–	
1:2		9280	8110	6450	4150	3050	2150	1480	1060	970	754	–	
1:4		16800	13500	10400	6780	4620	3010	2050	1660	1380	860	–	
1:10		40800	35600	27200	17000	11200	6840	4460	2950	2300	1810	–	
1:20		50900	39300	28300	19300	13000	5320	1680	634	428	315	–	
1:40		25000	20100	16400	10800	7540	4420	2920	1830	1310	903	–	

На следующем этапе были проведены исследования по разбавлению эмульсионных составов, приготовленных с водой, привезенной с КНС тульско-бобриковского горизонта и водой, привезенной из добывающей скважины № 399 НГДУ «Бавлынефть», расположенной недалеко от нагнетательной скважины 299, в которую проведена закачка эмульсии. В нагнетательную скважину закачивается эмульсия с невысокой вязкостью, это эмульсии в основном с соотношением фаз эмульгатор/вода 2/1; 1/1. Известно, что инвертные эмульсии, приготовленные с эмульгатором ТН-ЭИЭ, представляют собой капельки воды, которые плотно прилегают друг к другу, окруженные бронирующими оболочками, состоящими из углеводородного раствора эмульгатора. Такие эмульсии имеют неньютоновский характер течения и обладают значительным предельным напряжением сдвига. В процессе продвижения по водопромытому пропластку, вязкость обратной эмульсии постепенно увеличивается за счет разбавления водой и происходит блокирование пор. В результате этого проницаемость водонасыщенных зон снижается. В случае попадания эмульсионного состава в нефтенасыщенные пропластки вязкость эмульсии снижается и их действие нивелируется. Таким образом объясняется селективность воздействия технологии, направленной на изоляцию водопромытых каналов, без кольматации нефтяных зон. Ионный состав воды из скважины № 399 приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Состав воды, отобранный из добывающей скважины № 399 тульско-бобриковского горизонта с плотностью 1114 кг/м<sup>3</sup>

Ион	Концентрация иона, г/дм <sup>3</sup>
Ca <sup>2+</sup>	9,579
Mg <sup>2+</sup>	4,357
K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	55,443
Cl <sup>-</sup>	108,048
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,245
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,336

Эмульсии получали смешиванием расчетных количеств углеводородного состава и воды при следующем режиме перемешивания: 500 оборотов в минуту в

течение 5 минут на механической мешалке лопастного типа RW-20.n (фирмы KiKa Works, USA). Определения динамической вязкости полученных эмульсий проводилось при 25 °C на реовискозиметре Rheomat RM-180 (Mettler Toledo, Швейцария) в диапазоне скоростей сдвига 5,4 – 1280 с<sup>-1</sup>.

Проведены исследования со следующими эмульсионными составами:

- первый эмульсионный состав:

- 1) 5 % АФ<sub>9-6</sub>,
- 2) 5 % олеиновой кислоты,
- 3) 42,5 % РП,
- 4) 50 % воды с КНС.

- второй эмульсионный состав:

- 1) 6,67 % АФ<sub>9-6</sub>,
- 2) 3,33 % олеиновой кислоты,
- 3) 56,67 % РП,
- 4) 33,33 % воды с КНС.

Эмульсия разбавлялась водой, отобранный из добывающей скважины № 399 так, чтобы содержание эмульгатора и воды в эмульсиях было в следующих соотношениях: 2/1, 1/1, 1/2, 1/4, 1/10, 1/20, 1/40. В таблице 32 приведены величины динамической вязкости полученных эмульсий. Для сравнения в таблице 33 приведены вязкости эмульсий, приготовленных из эмульгатора и воды, привезенной с КНС тульско-бобриковского горизонта.

Общая минерализация составила 178,008 г/дм<sup>3</sup>, содержание железа общего 3,6 мг/дм<sup>3</sup>, содержание растворенного сероводорода 23,8 мг/дм<sup>3</sup>.

Таблица 32 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульсионного состава 1 и 2 водой из добывающей скважины № 399 в разных соотношениях

Состав	Соотношение фаз в эмульсии эмульгатор/вода	Содержание воды в эмульсии, %	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий при 25 °C, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
				5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
Разбавление эмульсионного состава 1 пластовой водой плотностью 1,114 г/см <sup>3</sup>															
Эмульсионный состав 1: 5 % АФ <sub>9-6</sub> 2,5 % ОК 42,5 % РП. 50 % воды с КНС	Исходный состав (1:1)	50	Пластовая вода из скважины № 399	1160	1050	826	542	376	255	187	134	103	78	63	–
	1:2	66,7		9700	8180	6250	3960	2690	1770	1260	862	619	421	–	–
	1:4	80		33400	28900	22000	13600	8960	5670	3900	2530	1730	1080	764	
	1:10	90		88200	74200	47800	28800	17400	10600	6860	4100	2670	1770	1100	–
	1:20	95		118000	90800	53200	38600	24100	15000	9260	5840	1230	680	–	–
	1:40	97,5		44600	37000	28100	17200	10300	5330	1990	499	233	143	–	–
Разбавление эмульсионного состава 2 пластовой водой плотностью 1,114 г/см <sup>3</sup>															
Эмульсионный состав 2: 6,67 % АФ <sub>9-6</sub> 3,33 % ОК 56,67 % РП 33,33 % воды с КНС	Исходный состав (2:1)	33,33	Пластовая вода из скважины № 399	–	–	–	–	–	–	24	23	23	23	23	24
	1:1	50,0		2550	2200	1700	1090	764	509	371	256	194	140	–	–
	1:2	66,7		10100	8710	6720	4230	2890	1890	1330	896	636	432	–	–
	1:4	80,0		27300	23300	17700	11200	7500	4810	3280	2140	1470	979	–	–
	1:10	90,0		63400	52000	38500	23100	14800	8930	5920	3710	2140	1400	–	–
	1:20	95		108000	90300	52900	37400	23400	14800	9110	5670	1130	540	–	–
	1:40	97,5		40500	29100	21000	10700	7120	3850	1730	479	197	83	–	–

Таблица 33 – Динамическая вязкость эмульсий, полученных разбавлением эмульгатора ТН–ЭИЭ водой с минерализацией 298,3 г/дм<sup>3</sup>, отобранный с КНС тульско–бобриковского горизонта

Соотношение фаз (эмulsionатор/вода)	Содержание воды в эмульсии, %	Тип воды	Динамическая вязкость эмульсий, мПа·с, при следующих скоростях сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
			5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
2:1	33,3	Пластовая вода	–	–	–	–	–	–	–	24	23	23	23	23
1:1	50,0		1160	1050	826	542	376	255	187	134	103	78	63	–
1:2	66,7		6700	5880	4540	2880	1970	1300	923	636	466	322	232	–
1:4	80		17200	14800	11200	7100	4830	3100	2110	1390	981	651	456	–
1:10	90		51000	39500	28800	17200	10900	6630	4390	2700	1750	1110	728	–
1:20	95		66100	55500	40000	22800	14400	8280	5460	3530	2530	1680	1250	–
1:40	97,5		34100	26600	14600	3680	1970	905	578	272	–	–	–	–

Из приведенных в таблицах 32 и 33 данных можно сделать вывод, что при разбавлении эмульсионных составов, вязкости эмульсий с одним и тем же содержанием воды выше, чем при получении эмульсий из эмульгатора и воды. Например, вязкость эмульсии, полученной из эмульгатора ТН-ЭИЭ и воды с минерализацией 298,3 г/дм<sup>3</sup> в соотношении 1/10 составляет 51000 мПа·с при скорости сдвига 5,4 с<sup>-1</sup>, а вязкость эмульсии, полученной при разбавлении эмульсии с соотношением эмульгатора и воды 2/1, водой из добывающей скважины до соотношения эмульгатора и воды 1/10 составляет 63400 мПа·с, т.е в 1,2 раза выше, вязкость эмульсии, полученной при разбавлении эмульсии с соотношением эмульгатора и воды 1/1 водой из добывающей скважины до соотношения эмульгатора и воды 1/10 равна 88200 мПа·с, что в 1,7 раза выше вязкости эмульсии, полученной из эмульгатора ТН-ЭИЭ и воды.

## 2.3 Тестирование фильтрационных и нефте вытесняющих свойств разработанных эмульсионных систем в разных геолого-физических условиях

### 2.3.1 Исследование фильтрационных и нефте вытесняющих свойств эмульсионных систем на естественных кернах тульско-бобриковских горизонтов

Разработанные эмульсионные составы исследовались по методике лабораторного тестирования технологий воздействия на пласт через нагнетательные скважины, которая заключалась в следующем. Использовались стандартные керны тульско-бобриковских горизонтов диаметром 2,7–3,0 см, длиной 3,5–4,0 см. Керны экстрагировались в аппарате Сокслетта спирто-бензольной смесью (в соотношении 1:4), сушались до постоянного веса, определялась их воздухопроницаемость на приборе Горояна (зажим–бюretка), определялась их пористость по Преображенскому. Начальную водонасыщенность

(содержание «связанной» воды в керне) создавали методом центрифугирования (центрифуга Sigma 4–16S, Германия) при  $80 \text{ с}^{-1}$  оборотах в минуту в течение 30 минут. Затем керн помещали и герметизировали в вертикальном кернодержателе с резиновым обжимом.

После вакуумирования керна в кернодержателе в течение 10 минут, при строго одинаковой объемной подаче (1  $\text{дм}^3$  в минуту) лабораторным насосом (ЛН400–200, Россия) проводили через керн фильтрацию жидкостей в следующей последовательности:

- фильтрация поверхностной безводной девонской нефти (плотность  $d = 0,870 \text{ г/см}^3$ , вязкость  $\eta = 16,81 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при  $20^\circ\text{C}$ ), предварительно отцентрифужированной и профильтрованной через бумажный фильтр (без добавления каких-либо растворителей) в количестве 50  $\text{см}^3$  с измерениями перепада давления через каждые 5  $\text{см}^3$  профильтрованной через керн нефти –  $P_n$ ,

- вытеснение нефти из керна естественной сточной водой с минерализацией 180  $\text{г/дм}^3$  путем фильтрации 50  $\text{см}^3$  воды (10–15 поровых объемов керна) в том же направлении (снизу – вверх) с измерениями перепада давления через каждые 5  $\text{см}^3$  воды –  $P_v$ ,

- фильтрация исследуемого раствора для ПНП в количестве 50  $\text{см}^3$  в том же направлении с измерениями перепада давления через каждые 5  $\text{см}^3$  жидкости –  $P_p$ ,

- фильтрация в том же направлении 50  $\text{см}^3$  воды с фиксацией перепада давления через каждые 5  $\text{см}^3$  –  $P'_v$ ,

- фильтрация в обратном направлении 30  $\text{см}^3$  воды с фиксацией перепада давления через каждые 3  $\text{см}^3$  –  $\downarrow P'_v$ ,

- перенос керна в другой «чистый» кернодержатель и фильтрация 100  $\text{см}^3$  керосина с измерениями перепада давления через каждые 10  $\text{см}^3$  керосина для экстракции остаточной нефти из керна –  $P_k$ .

После суточного отстоя определяли оптическую плотность раствора нефти в растворителе на фотоколориметре КФК–3. Зная коэффициент светопоглощения ( $K_{\text{сп}}$ ) исходной нефти, определяли объем остаточной нефти. В свою очередь, зная

объем нефти при начальном нефтенасыщении керна и объем остаточной нефти, определяли конечный коэффициент вытеснения нефти из керна ( $K_{\text{выт.}}$ ).

Поскольку при лабораторном тестировании работа велась с кернами разной проницаемости по воздуху, нами использовались безразмерные параметры эффективности в виде отношений перепадов давлений  $P$  (сопротивлений при фильтрации) на различных этапах последовательной фильтрации жидкостей через керн при постоянной подаче этих жидкостей ( $1 \text{ см}^3/\text{мин}$ ). При этом перепад давления на каждом из шести этапов фильтрации определялся как среднее из 10 измерений.

Воздействие на пласт через нагнетательные скважины направлено на повышение его нефтеотдачи, в том числе за счет увеличения коэффициента охвата вытеснением. Последний параметр на поздних стадиях разработки растет с увеличением фактора сопротивления ( $\Phi C$ ) и особенно остаточного фактора сопротивления ( $O\Phi C$ ).

Фактор сопротивления ( $\Phi C$ ) есть отношение коэффициента подвижности ( $\text{мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$ ) воды до воздействия к коэффициенту подвижности раствора композиции в пористой среде. Остаточный фактор сопротивления ( $O\Phi C$ ) является отношением подвижности воды до воздействия к подвижности воды после воздействия МУН. Поскольку подвижность, как и проницаемость, по закону Дарси обратно пропорциональна перепаду давления при фильтрации, то, в нашем случае (постоянная скорость фильтрации жидкостей через керн), фактор сопротивления равен отношению перепада давления при фильтрации композиции МУН к перепаду давления при фильтрации воды перед воздействием. Остаточный фактор сопротивления в нашем случае равен отношению перепада давления воды после воздействия к перепаду давления до воздействия. По значению  $O\Phi C$  можно определить коэффициент водоизоляции по формуле (1):

$$KVI = \frac{O\Phi C - 1}{O\Phi C}, \quad (1)$$

где  $KVI$  – коэффициент водоизоляции;  
 $O\Phi C$  – остаточный фактор сопротивления.

Помимо трех основных параметров, дополнительным информативным параметром может быть фактор кольмации, показывающий глубинность воздействия. Если фактор кольмации меньше или равен единице, то воздействие МУН ограничено входной частью керна, т.к. перепад давления после воздействия МУН при обратной фильтрации меньше или равен таковому при начальной фильтрации воды.

Проведены 4 серии экспериментов по два опыта в каждой серии по тестированию гидрофобных эмульсий на основе (неонола АФ<sub>9</sub>–6, олеиновой кислоты, растворителей уайт–спирита, растворителя углеводородного, Альметьевского дистиллята, смеси растворителей РУ и Альметьевского дистиллята и сточной воды с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup>).

В первой серии опытов из четырех, использовались эмульсии, приготовленные на эмульгаторе с растворителем уайт–спиритом и сточной водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup>. Средняя проницаемость кернов варьировалась от 0,086 мкм<sup>2</sup> до 0,348 мкм<sup>2</sup>, пористость от 13,8 % до 18,9 %, температура проведения опытов 23 – 24 °C.

По результатам двух опытов из первой серии следует, что такие фильтрационные параметры как фактор сопротивления (ФС), остаточный фактор сопротивления (ОФС) и фактор кольмации (ФК) по величине достаточно высокие: ФС равен 6,05, максимальный ОФС равен 11,28, ФК в двух опытах больше 1.

Во второй серии из двух опытов тестировались эмульсии, приготовленные на эмульгаторе с растворителем Альметьевским дистиллятом и сточной водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup>. По результатам тестирования ФС для эмульсионных составов из второй серии составляет 3,971 и 6,155, ОФС высокий: в первом опыте 11,28 и 12,059 во втором, ФК в первом опыте 9,37, во втором 7,44.

В третьей серии из двух опытов тестировались эмульсии, приготовленные на эмульгаторе с растворителем углеводородным и сточной водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup>. По результатам тестирования ФС для эмульсионных

составов составляет 3,776 и 3,154, ОФС в первом опыте 1,581 и 1,296 во втором, ФК в первом опыте 1,246, во втором 1,332.

В четвертой серии из двух опытов тестировалась эмульсия, приготовленная на эмульгаторе со смесью растворителей (РУ и Альметьевского дистиллята) и сточной водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup>. По результатам тестирования ФС для эмульсионных составов из этой серии опытов составляет 6,992 и 5,020, ОФС в первом опыте 13,856 и 7,070 во втором, ФК в первом опыте 12,957, во втором 4,997.

Из результатов проведенных опытов следует, что такой фильтрационный параметр, как ФС по значению достаточно высокий для эмульсионных составов из серии 1, 2, 4, ОФС по значению тоже достаточно высокий и максимальное значение составляет соответственно 11,13, 11,28, 13,856. Следует отметить, что эмульсионные составы, приготовленные с растворителем углеводородным из третьей серии опытов, обладают самыми низкими фильтрационными характеристиками: максимальный ОФС равен 1,581, а максимальный ФС равен 3,776. Все составы проявили высокую эффективность в процессе нефтеизвлечения. Результаты тестирования эмульсионных составов приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Результаты тестирования на кернах тульско – бобриковских горизонтов фильтрационных свойств гидрофобных эмульсионных составов с эмульгатором переменного состава и водой с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup>

Наименование параметров	Единица измерения	Эмульгатор с уайт –спиритом		Эмульгатор с Альметьевским дистиллятом		Эмульгатор с растворителем углеводородным		Эмульгатор со смесью растворителей (РУ+Альметьевский дистиллят) 1/1	
		Последовательная закачка эмульсий в соотношении (эмulsionator/сточная вода) 1/1; 1/2		Последовательная закачка эмульсий в соотношении (эмulsionator/сточная вода) 1/1; 1/2		Последовательная закачка эмульсий в соотношении (эмulsionator/сточная вода) 1/1; 1/2		Последовательная закачка эмульсий в соотношении (эмulsionator/сточная вода) 1/1; 1/2	
		1 опыт	2 опыт						
Температура	°C	22	22	22	22	22	23	22	23
Расход жидкостей	см <sup>3</sup> /мин	1	1	1	1	1	1	1	1
Проницаемость кернов	мкм <sup>2</sup>	0,086	0,348	0,358	0,361	0,391	0,348	0,310	0,385
Пористость кернов	%	13,8	18,9	21,5	19,5	19,1	21,1	19,1	20,0
Фактор сопротивления ФС (Р <sub>р</sub> /Р <sub>в</sub> )	б/р	0,587	6,046	6,153	3,971	3,154	3,776	6,992	5,019
Остаточный фактор сопротивления ОФС (Р' <sub>в</sub> /Р <sub>в</sub> )	б/р	1,232	11,131	11,280	12,059	1,296	1,581	13,856	7,077
Коэффициент изоляции (ОФС–1)/ОФС	б/р	0,188	0,912	0,911	0,917	0,228	0,367	0,928	0,859
Фактор кольматации ФК (↓Р' <sub>в</sub> /Р <sub>в</sub> )	б/р	1,232	9,382	9,367	7,744	1,332	1,246	12,957	4,997
Фактор набухания ФН (Р' <sub>в</sub> /Р <sub>р</sub> )	б/р	2,098	1,841	1,833	3,036	0,411	0,419	1,981	1,409
Коэффициент вытеснения нефти	%	93,3	98,1	96,9	96,9	92,4	93,0	97,6	95,7

### 2.3.2 Исследование фильтрационных и нефте вытесняющих свойств эмульсий на двухслойных моделях пласта

Как известно, подавляющее число эксплуатационных объектов (нефтяных продуктивных пластов) являются неоднородными по проницаемости как по толщине (вертикали), так и по простиранию (площади), что обуславливает низкий охват заводнением из-за преимущественного движения нефте вытесняющего агента (воды) в более проницаемых, уже промытых водой пропластках и участках залежи, что, в свою очередь, ведет к увеличению обводненности и уменьшению дебитов нефти.

Применение в ПАО «Татнефть» подавляющего числа методов увеличения нефтеизвлечения основано на изменении охвата разнопроницаемых пластов (пропластков) заводнением, т.е. направлено на подавление проницаемостной неоднородности, изучение влияния испытуемых композиций на изменение фильтрационных и нефте вытесняющих параметров. Нами были проведены исследования по изменению фильтрационной неоднородности двухслойных пористых сред и увеличению коэффициента нефте вытеснения.

Методика исследований включала в себя следующие этапы:

- подготовка насыпных моделей пласта,
- первичное вытеснение нефти водой,
- доизвлечение нефти после закачки композиций,
- расчет параметров эффективности композиций.

Лабораторные насыпные модели представляют собой две одинаковые трубы из стекла длиной 50 см, внутренним диаметром 1,6 см, плотно заполненные кварцевым песком, с общим входом и раздельными выходами. При этом одна трубка (более проницаемый пропласток) содержала песок, проницаемость которого по воздуху в 2 раза превышала проницаемость песка в другой трубке (менее проницаемый пропласток). Для менее проницаемого пропластка использовали молотый песок, для более проницаемого пропластка

немолотый песок. В качестве вытесняемой нефти использовали бобриковскую нефть плотностью  $d=0,905 \text{ г/см}^3$  и вязкостью  $\eta=28,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при  $20^\circ\text{C}$ .

Тестирование композиций проводилось с использованием моделей пласта по следующей схеме:

- насыщение порового пространства пластовой водой,
  - насыщение порового пространства бобриковской нефтью,
  - вытеснение нефти пластовой водой до конечной обводненности 97 – 100 %,
  - проведение обработки композицией в количестве  $0,1 V_{\text{пор}}$ ,
  - доизвлечение путем продолжения фильтрации пластовой водой.
- Нефтенасыщенность порового пространства модели определяли по объему вытесненной пластовой воды. Объем пор модели ( $V_{\text{пор}}^{\text{mod}}$ ) определяли весовым методом по формуле (2).

$$V_{\text{пор}}^{\text{mod}} = \frac{P_1 - P_2}{\rho}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{пор}}^{\text{mod}}$  - объем пор модели,  $\text{см}^3$ ;

$P_1$  – вес модели пласта насыщенной пластовой водой, г;

$P_2$  – вес модели пласта с песком, г;

$\rho$  - плотность пластовой воды,  $\text{г/см}^3$ .

Проницаемость моделей по воздуху рассчитывали по формуле Дарси (3):

$$K = \frac{72000 \cdot L \cdot 4}{3,14 \cdot d^2 \cdot t}, \quad (3)$$

где  $K$  – проницаемость по воздуху, ( $\text{мкм}^2$ );

$L$  – длина пористой среды, см;

$d$  – внутренний диаметр модели, см;

$t$  – время истечения жидкости, с.

В работе использовали пластовую воду минерализацией  $260 \text{ г/дм}^3$  тульско–бобриковского горизонта, привезенную с ДНС 1539С НГДУ «Лениногорскнефть» и бобриковскую нефть с того же ДНС.

Вытеснение нефти проводилось путем закачки воды и композиций МУН в общий вход двух разнопроницаемых трубок с раздельным измерением на выходе объемов нефти и воды. Каждый опыт продолжался 1 неделю. Регулярно в течение дня измерялся объем вытесненной нефти и профильтрованной воды. Первичное вытеснение нефти проводилось до общей обводненности нефти на выходе 92-99 %. После этого в общий вход модели закачивали композицию МУН в виде оторочек размером 10 % от общего объема пор и продолжали процесс вытеснения нефти водой в прямом направлении, т.е. уже в условиях стадии доизвлечения нефти (после технологической паузы 1 сутки).

В качестве нефтевытесняющего параметра использовали коэффициент вытеснения нефти из слоисто-неоднородной пористой среды после первичного вытеснения нефти водой ( $K'_{\text{выт.}}$ ) и конечный после воздействия МУН ( $K''_{\text{выт.}}$ ). Прирост коэффициента вытеснения нефти  $K''_{\text{выт.}} - K'_{\text{выт.}} = \Delta K_{\text{выт.}}$  при высокой обводненности в конце первичного вытеснения нефти характеризует нефтевытесняющую эффективность композиции МУН для увеличения нефтеизвлечения из предварительно заводненных неоднородных по проницаемости пористых сред.

Поскольку геометрические размеры двух трубок модели, заполненных разнопроницаемым песком, строго одинаковы, также одинаков перепад давления при вытеснении и очень близок их нефтенасыщенный поровый объем, то в качестве фильтрационного параметра, характеризующего неравномерность процесса вытеснения в двух разнопроницаемых трубках, использовали парциальный (относительный) дебит жидкости менее проницаемого пропластка до и после вытеснения с оторочкой МУН.

Очевидно, чем больше увеличился парциальный дебит менее проницаемого пласта (пропластка), т.е. чем больше увеличилась доля менее проницаемого пласта в общей добыче жидкости из двухслойной модели в результате закачки оторочки МУН в общий вход модели, тем эффективнее тестируемый МУН с точки зрения охвата заводнением неоднородных по проницаемости пластов.

Основные условия и результаты тестирования разработанных композиций на изменение фильтрационной неоднородности двухслойных пористых сред и увеличение коэффициента нефтеудержания приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Основные условия и результаты тестирования исследуемых эмульсионных систем на основе эмульгатора ТН–ЭИЭ, приготовленного со смесью растворителей (Альметьевского дистиллята (РПН) и РУ в соотношении 1/1), и сточной воды плотностью равной 1120 кг/м<sup>3</sup> в соотношении 1:1 и 1:2 на двухслойных пористых средах для нагнетательных скважин с дополнительной оторочкой в виде раствора НПАВ в толуоле и растворителе РУ

Наименование параметров	Единица измерения	1 серия Последовательная закачка эмульсий в соотношении: эмульгатор (ТН–ЭИЭ + сточная вода) 1:1 и 1:2	2 серия Последовательная закачка эмульсий в соотношении: эмульгатор (ТН–ЭИЭ + сточная вода) 1:1 и 1:2 + оторочка 5 % АФ <sub>9–12</sub> в толуоле	3 серия Последовательная закачка эмульсий в соотношении: эмульгатор (ТН–ЭИЭ + сточная вода) 1:1 и 1:2 + оторочка 5 % АФ <sub>9–12</sub> в РУ	4 серия Последовательная закачка эмульсий в соотношении: эмульгатор (ТН–ЭИЭ + сточная вода) 1:1 и 1:2 + оторочка 5 % АФ <sub>9–6</sub> в РУ
Отношение нефтепроницаемостей двухслойной пористой среды	б/р	2,09	2,05	2,27	2,07
Первичное вытеснение нефти водой:					
– конечная обводненность	%	92,80	93,22	93,68	92,86
– коэффициент вытеснения нефти	%	40,00	40,22	43,24	43,90
– парциальный дебит жидкости:					
1) более проницаемых трубок $q^+$ ,	доли ед.	0,984	0,989	0,988	0,992
2) менее проницаемых трубок $q^-$ .	доли ед.	0,016	0,011	0,012	0,008
Доизвлечение водой с оторочкой композиции МУН:					
– после технологической паузы	сутки	1	1	1	1
– конечный коэффициент вытеснения нефти	%	61,11	78,26	82,43	81,71
– парциальный дебит жидкости:					
1) более проницаемых трубок $q^+$ ,	доли ед.	0,459	0,318	0,220	0,144
2) менее проницаемых трубок $q^-$ .	доли ед.	0,5	0,682	0,780	0,856
Прирост коэффициента вытеснения нефти	%	21,11	38,04	39,19	37,81
Прирост парциального дебита менее проницаемых трубок	доли ед.	0,525	0,671	0,768	0,848
Кратность увеличения парциального дебита менее проницаемых трубок	б/р	33,81	62,0	64,0	107,0

Провели четыре серии опытов. В первой серии (контрольной) для доизвлечения нефти после первичного вытеснения до обводненности на выходе 92,8 % использовались две эмульсии следующего состава:

– 1 эмульсия на основе эмульгатора и сточной воды с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup> в соотношении 1:1 в количестве 10 % от  $V_{\text{пор}}$  двухслойных пористых сред,

– 2 эмульсия на основе эмульгатора и сточной воды с минерализацией 180 г/дм<sup>3</sup> в соотношении 1:2 в количестве 10 % от  $V_{\text{пор}}$  двухслойных пористых сред.

При этом получено увеличение парциального (относительного) дебита более низкопроницаемой трубы с 0,016 до 0,541, т.е. в 33,81 раза. Прирост коэффициента вытеснения составил 21,11 %.

Во второй серии опытов для доизвлечения нефти после первичного вытеснения до обводненности на выходе 93,22 % использовались также две эмульсии и дополнительная оторочка (5 % раствор НПАВ АФ<sub>9-12</sub> в толуоле) в количестве 10 % от  $V_{\text{пор}}$  двухслойных пористых сред. В результате парциальный (относительный) дебит более низкопроницаемой трубы увеличился с 0,011 до 0,682, т.е. в 62,0 раза. Прирост коэффициента вытеснения составил 38,04 %.

В третьей серии опытов для доизвлечения нефти после первичного вытеснения до обводненности на выходе 93,68 % использовались также две эмульсии и дополнительная оторочка (5 % раствор НПАВ АФ<sub>9-12</sub> в растворителе углеводородном) в количестве 10 % от  $V_{\text{пор}}$  двухслойных пористых сред. Парциальный (относительный) дебит более низкопроницаемой трубы увеличился с 0,012 до 0,780, т.е. в 64,0 раза. Прирост коэффициента вытеснения составил 39,19 %.

В четвертой серии опытов после закачки эмульсионных составов закачали оторочку (5 % раствора НПАВ АФ<sub>9-6</sub> в растворителе углеводородном). Парциальный (относительный) дебит более низкопроницаемой трубы увеличился с 0,008 до 0,856. Прирост коэффициента вытеснения составил 37,81 %, рисунок 1.

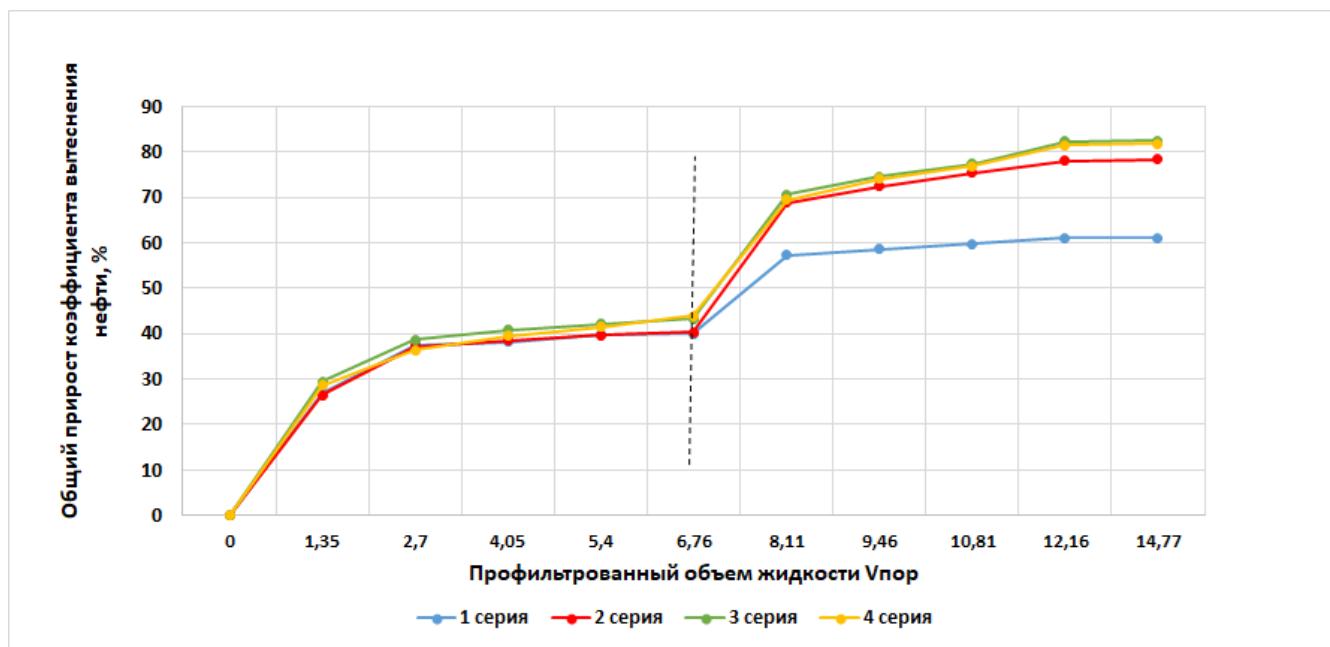


Рисунок 1 - Прирост коэффициента вытеснения при применении эмульгатора и дополнительной оторочки

Таким образом, анализируя результаты 4-х экспериментов на насыпных двухслойных неоднородных по проницаемости пористых средах, представленных в таблицах 1, можно сделать вывод о высокой эффективности дополнительной оторочки в виде 5 % раствора НПАВ в толуоле и растворителе углеводородном (РУ) после закачки разработанных инвертных эмульсионных систем и возможности их применения в промысловых условиях для увеличения нефтеизвлечения. Применение дополнительной оторочки приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти в пределах от 16,7 % до 18,08 %, что особенно важно, увеличивает прирост парциального дебита из низкопроницаемого пласта (модели) от 0,671 до 0,848 долей единиц, а кратность увеличения парциального дебита менее проницаемой модели пласта после применения исследуемых эмульсий с дополнительной оторочкой составила от 62,0 до 107 раз. Таким образом, относительно менее проницаемые пласти (пропластки) в результате воздействия стали более проницаемыми, и наоборот – более проницаемые стали менее проницаемыми.

В целом считаю, что рекомендуемые для применения в разрабатываемой технологии эмульсионные системы с дополнительной оторочкой будут

технологически высокоэффективны при промысловой ее реализации с позиций сегодняшнего дня, и их применение наиболее рационально в скважинах с неоднородным профилем закачки жидкости.

## ГЛАВА 3 – РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ ПОЛИМЕРОВ. ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ СВОЙСТВ РАЗРАБОТАННЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ ПОЛИМЕРОВ МЕТОДАМИ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

### 3.1 Разработка (получение) составов на основе эмульсионных полимеров с целью применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения

Цель проведения этих исследований - определение оптимальных условий получения составов на основе эмульсионных полимеров, узнать, как меняется вязкость исследуемых систем во времени (определить время «жизни» системы); понять, как ведут себя приготовленные композиции при контакте их с водой разной минерализации (при неизбежном разбавлении в пластовых условиях пластовыми и закачиваемыми водами).

#### 3.1.1 Определение оптимального состава и концентраций компонентов эмульсионных полимеров

Проведены исследования по разработке состава эмульсионного полимера, содержащего растворитель промышленный (РП), который является побочным продуктом процесса каталитического реформинга на установке НПУ НГДУ «Елховнефть», неоногенное поверхностно-активное вещество (НПАВ) неонол АФ<sub>9</sub>-6 (маслорастворимый НПАВ), выпускаемый ПАО «Нижнекамскнефтехим» ТУ 2483-077-05766801-98, полимер – полиакриламид (ПАА) и вода.

Определены физико-химические характеристики используемых реагентов: плотность, вязкость, температура застывания и др., которые приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристика реагентов, используемых в работе

Параметр	Исследуемый реагент	
	Растворитель РП	АФ <sub>9</sub> -6
1	2	3
Внешний вид	Жидкость бесцветная, прозрачная	Вязкая жидкость, прозрачная с желтоватым оттенком
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,701	1,042
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	0,36	330,8
Температура застывания, °С	Ниже (-30)	-20

В лабораторных условиях исследовались условия получения составов, содержащих полимер в виде эмульсии с целью применения в технологии, предназначеннной для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, увеличения охвата пласта заводнением путем снижения проницаемости заводненных высокопроницаемых зон пласта и перераспределения потока закачиваемой воды в менее проницаемые нефтенасыщенные зоны пласта. С этой целью проведены работы по подбору условий образования эмульсионного полимера путём медленного прибавления диспергируемого вещества в дисперсную систему при различных режимах перемешивания. Наиболее оптимальным условием перемешивания является скорость - 100-120 об/мин. Перемешивание раствора осуществлялось в одной и той же емкости (диаметр стакана 80 мм, объем 600 см<sup>3</sup>) с якорной электро-мешалкой (размах лопастей 45 мм, высота 55 мм и ширина 4 мм) в течение 15 минут, с образованием эмульсии. Исследованы различные соотношения вышеуказанных компонентов. Определение динамической вязкости полученных систем проводилось при 25 °С на реовискозиметре Rheomat RM-180 (Mettler Toledo, Швейцария) в диапазоне скоростей сдвига 5,4 - 1280 с<sup>-1</sup>. За изменением вязкости следили на протяжении нескольких месяцев, периодически делая измерения вязкости. Были испытаны композиции РП с НПАВ АФ<sub>9</sub>-6 и ПАА, вода в следующем диапазоне концентраций:

- от 5 % до 0,05 % (по массе) ПАА;
- от 5 % до 0,025% (по массе) АФ<sub>9</sub>-6;

- от 75 % до 25 % (по массе) РП.

Получены композиции с полимером в виде эмульсии в пресной, сточной и пластовой водой с плотностью, соответственно: 1,000; 1,120 и 1,186 г/см<sup>3</sup>. Вода с плотностью  $d=1,120$  г/см<sup>3</sup> была получена разбавлением дистиллированной водой естественной пластовой воды с плотностью 1,186 г/см<sup>3</sup> до нужной минерализации.

В таблице 3.2 приведены результаты реологических исследований систем на основе исследуемых систем.

Таблица 3.2 – Изменение динамической вязкости эмульсионного полимерного состава в зависимости от количества растворителя (РП) с АФ<sub>9</sub>-6, ПАА и воды (над чертой – при увеличении скорости сдвига; под чертой – при уменьшении скорости сдвига) при 25 °С

Состав, % (по массе)				Шифр системы	Динамическая вязкость эмульсий при 25 °С, мПа·с, при скорости сдвига (Dr, с <sup>-1</sup> )											
РП	ПАА	АФ <sub>9</sub> -6	H <sub>2</sub> O		5,4	6,5	9,0	16,2	27,0	48,6	81,0	146	243	437	729	1280
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
50	1	0,05	48,95	ЭС-23	<u>3630</u> 3450	<u>3070</u> 3070	<u>2430</u> 2460	<u>1560</u> 1610	<u>1070</u> 1130	<u>640</u> 758	<u>398</u> 540	<u>264</u> 360	<u>203</u> 262	<u>184</u> 184	-	-
50	1,5	0,05	48,45		<u>7650</u> 7410	<u>6470</u> 6540	<u>4980</u> 5150	<u>3070</u> 3380	<u>2150</u> 2320	<u>1370</u> 1510	<u>964</u> 1030	<u>669</u> 669	-	-	-	-
			1:1	<u>985</u> 965	<u>854</u> 820	<u>659</u> 631	<u>443</u> 443	<u>310</u> 310	<u>206</u> 202	<u>149</u> 145	<u>105</u> 104	<u>81</u> 81	<u>63</u> 63	<u>50</u> 51	<u>44</u> 44	
50	2	0,05	47,95	ЭС-24	<u>10300</u> 7340	<u>8600</u> 6430	<u>6030</u> 4840	<u>3040</u> 2220	<u>564</u> 560	<u>302</u> 334	<u>158</u> 225	<u>104</u> 202	<u>97</u> 130	<u>84</u> 86	<u>36</u> 48	<u>23</u> 24
					<u>2300</u> 2210	<u>2210</u> 1890	<u>1300</u> 1285	<u>975</u> 956	<u>655</u> 660	<u>427</u> 465	<u>295</u> 298	<u>198</u> 200	<u>149</u> 148	<u>102</u> 104	<u>79</u> 78	<u>62</u> 62
50	1,5	0,025	48,475	ЭС-25	<u>6180</u> 2720	<u>4650</u> 1740	<u>3150</u> 1890	<u>1430</u> 215	<u>219</u> 190	<u>261</u> 125	<u>55</u> 93	<u>36</u> 36	-	-	-	-
50	1,5	0,075	48,425	ЭС-28	<u>6210</u> 7430	<u>5600</u> 6420	<u>4300</u> 4960	<u>2760</u> 3040	<u>1900</u> 2060	<u>1280</u> 1310	<u>896</u> 920	<u>598</u> 598	-	-	-	-
					<u>1220</u> 1290	<u>1120</u> 1100	<u>880</u> 854	<u>573</u> 557	<u>396</u> 400	<u>261</u> 258	<u>186</u> 182	<u>134</u> 128	<u>94</u> 93	<u>73</u> 70	<u>56</u> 55	<u>48</u> 48
35	3	5	57	Э-1	<u>764</u> 630	<u>704</u> 551	<u>585</u> 472	<u>439</u> 349	<u>381</u> 300	<u>332</u> 244	<u>270</u> 208	<u>216</u> 173	<u>189</u> 147	<u>163</u> 132	<u>131</u> 121	-
					<u>2160</u> 1750	<u>1860</u> 1520	<u>1530</u> 1220	<u>1020</u> 823	<u>769</u> 544	<u>563</u> 427	<u>423</u> 321	<u>292</u> 232	<u>212</u> 179	<u>144</u> 136	<u>110</u> 110	-
					<u>697</u> 665	<u>591</u> 532	<u>474</u> 415	<u>293</u> 291	<u>210</u> 183	<u>141</u> 143	<u>100</u> 107	<u>70</u> 74	<u>56</u> 57	<u>43</u> 45	<u>34</u> 36	<u>30</u> 30
35	5	5	55	Э-33	<u>775</u> 900	<u>701</u> 778	<u>609</u> 680	<u>472</u> 520	<u>401</u> 440	<u>310</u> 348	<u>247</u> 233	<u>181</u> 228	<u>155</u> 197	<u>130</u> 181	<u>113</u> 113	-

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
35	5	5	55	1:1	<u>2440</u> <u>2080</u>	<u>2020</u> <u>1780</u>	<u>1620</u> <u>1470</u>	<u>1150</u> <u>1070</u>	<u>886</u> <u>821</u>	<u>644</u> <u>600</u>	<u>522</u> <u>467</u>	<u>384</u> <u>348</u>	<u>288</u> <u>269</u>	<u>203</u> <u>203</u>	-	-
				1:4	<u>1460</u> <u>1560</u>	<u>1260</u> <u>1410</u>	<u>965</u> <u>1130</u>	<u>616</u> <u>751</u>	<u>441</u> <u>539</u>	<u>280</u> <u>354</u>	<u>203</u> <u>246</u>	<u>139</u> <u>160</u>	<u>108</u> <u>120</u>	<u>86</u> <u>85</u>	<u>68</u> <u>68</u>	<u>46</u> <u>46</u>
50	3	5	42	Э-20	-	-	-	-	<u>166</u> 129	<u>147</u> 108	<u>133</u> 90	<u>100</u> 70	<u>83</u> 57	<u>66</u> 51	<u>55</u> 44	<u>30</u> 31
				1:1	<u>1310</u> 959	<u>1110</u> 819	<u>927</u> 655	<u>630</u> 441	<u>518</u> 325	<u>388</u> 232	<u>308</u> 178	<u>212</u> 133	<u>147</u> 106	<u>100</u> 85	<u>73</u> 69	<u>48</u> 48
				1:4	<u>619</u> 1420	<u>576</u> 1190	<u>453</u> 973	<u>302</u> 654	<u>220</u> 469	<u>153</u> 323	<u>119</u> 234	<u>96</u> 161	<u>87</u> 118	<u>70</u> 79	<u>57</u> 59	<u>48</u> 48
				Э-41	-	-	-	-	<u>258</u> 194	<u>60</u> 129	<u>60</u> 95	<u>55</u> 68	<u>45</u> 54	<u>43</u> 47	<u>39</u> 39	
50	5	5	40	1:1	<u>1130</u> 703	<u>1010</u> 596	<u>820</u> 474	<u>593</u> 319	<u>437</u> 252	<u>353</u> 194	<u>282</u> 157	<u>227</u> 134	<u>178</u> 120	<u>123</u> 99	<u>89</u> 76	<u>64</u> 64
				1:4	<u>3210</u> 3720	<u>2790</u> 3210	<u>2190</u> 1520	<u>1350</u> 1030	<u>950</u> 664	<u>642</u> 456	<u>451</u> 298	<u>308</u> 212	<u>228</u> 136	<u>171</u> 101	<u>114</u> 114	-
				1:8	<u>756</u> 752	<u>611</u> 627	<u>454</u> 481	<u>314</u> 313	<u>225</u> 228	<u>154</u> 156	<u>108</u> 110	<u>77</u> 79	<u>60</u> 61	<u>47</u> 47	<u>43</u> 42	<u>39</u> 40
				Э-4	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>23</u> 33	<u>20</u> 29	<u>17</u> 19	<u>10</u> 10
65	3	5	27	1:1	-	-	-	<u>215</u> -	<u>162</u> -	<u>127</u> -	<u>100</u> 51	<u>77</u> 44	<u>65</u> 37	<u>41</u> 33	<u>29</u> 30	<u>23</u> 23
				1:4	<u>2020</u> 2380	<u>1760</u> 2080	<u>1350</u> 1600	<u>879</u> 1010	<u>422</u> 685	<u>308</u> 452	<u>208</u> 320	<u>159</u> 221	<u>120</u> 162	<u>94</u> 110	<u>73</u> 87	<u>62</u> 62
				Э-37	-	-	-	<u>401</u> 310	<u>110</u> 225	<u>83</u> 151	<u>62</u> 106	<u>45</u> 78	<u>37</u> 47	<u>24</u> 35	<u>22</u> 28	
65	5	5	25	1:1	-	-	-	<u>397</u> -	<u>292</u> -	<u>210</u> -	<u>194</u> 81	<u>160</u> 69	<u>132</u> 58	<u>109</u> 55	<u>72</u> 50	<u>47</u> 47
				1:4	<u>2350</u> 2040	<u>2070</u> 1700	<u>1630</u> 1450	<u>1100</u> 1010	<u>825</u> 745	<u>588</u> 532	<u>430</u> 391	<u>305</u> 274	<u>228</u> 194	<u>161</u> 122	<u>119</u> 119	-

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
65	5	5	25	1:8	-	-	<u>466</u> -	<u>271</u> <u>261</u>	<u>192</u> <u>188</u>	<u>131</u> <u>136</u>	<u>92</u> <u>93</u>	<u>65</u> <u>65</u>	<u>50</u> <u>50</u>	<u>39</u> <u>46</u>	<u>35</u> <u>41</u>	<u>30</u> <u>30</u>
75	0,75	1,5	22,75	Б-10	<u>2070</u> 2740	<u>1910</u> 2430	<u>1500</u> 1870	<u>993</u> 1240	<u>718</u> 874	<u>509</u> 612	<u>384</u> 457	<u>279</u> 330	<u>219</u> 234	<u>170</u> 170	-	-
75	1,5	1,5	22	Б-11	-	-	-	-	<u>122</u> -	<u>71</u> -	<u>59</u> -	<u>59</u> -	<u>53</u> -	<u>41</u> 21	<u>36</u> 21	<u>21</u> 21
75	3	1,5	20,5	Б-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>14</u> 15	<u>9</u> 10	<u>8</u> 8
75	0,75	3	21,25	Б-13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>15</u> 16	<u>13</u> 14	<u>12</u> 12
50	0,75	1,5	47,75	Б-3	<u>637</u> 1340	<u>521</u> 1180	<u>378</u> 948	<u>241</u> 613	<u>124</u> 316	<u>92</u> 291	<u>90</u> 210	<u>87</u> 144	<u>75</u> 110	<u>76</u> 86	<u>70</u> 75	<u>65</u> 65
50	1,5	1,5	47	Б-1	-	-	-	-	-	-	-	<u>32</u> -	<u>20</u> 24	<u>19</u> 21	<u>19</u> 19	<u>10</u> 10
50	3	1,5	45,5	Б-2	-	-	-	-	-	<u>129</u> 99	<u>53</u> 83	<u>40</u> 73	<u>41</u> 62	<u>36</u> 51	<u>31</u> 39	<u>30</u> 30
50	1,5	3	45,5	Б-4,5	-	-	-	-	-	<u>80</u> -	<u>63</u> 27	<u>46</u> 23	<u>38</u> 21	<u>25</u> 21	<u>21</u> 21	<u>19</u> 19
50	3	3	44	Б-6	-	-	-	<u>210</u> -	<u>176</u> -	<u>132</u> 74	<u>113</u> 79	<u>92</u> 67	<u>76</u> 62	<u>60</u> 48	<u>49</u> 43	<u>37</u> 37
50	0,75	5	44,25	Б-7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>8</u> 8	<u>9</u> 9	<u>13</u> 13
50	1,5	5	43,5	Б-8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>8</u> 8	<u>9</u> 9	<u>12</u> 12
50	3	5	42	Б-9	-	-	-	-	-	-	-	<u>28</u> -	<u>24</u> 26	<u>20</u> 21	<u>21</u> 20	<u>20</u> 20
25	0,75	1,5	72,75	Б-14	-	<u>516</u> -	<u>389</u> -	<u>258</u> 218	<u>196</u> 157	<u>140</u> 112	<u>108</u> 88	<u>77</u> 66	<u>57</u> 53	<u>47</u> 44	<u>40</u> 36	<u>32</u> 32

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
25	1,5	1,5	72	Б-15,16	<u>892</u> 751	<u>787</u> 657	<u>624</u> 516	<u>384</u> 345	<u>286</u> 235	<u>208</u> 164	<u>162</u> 121	<u>111</u> 89	<u>82</u> 70	<u>59</u> 55	<u>49</u> 47	<u>43</u> 43
25	3	1,5	70,5	Б-17	<u>998</u> -	<u>830</u> 656	<u>656</u> -	<u>489</u> 256	<u>357</u> 217	<u>272</u> 178	<u>235</u> 155	<u>189</u> 126	<u>153</u> 103	<u>119</u> 83	<u>91</u> 72	<u>37</u> 37
25	0,75	3	71,25	Б-18	<u>820</u> 755	<u>721</u> 621	<u>574</u> 483	<u>364</u> 322	<u>273</u> 232	<u>200</u> 166	<u>152</u> 125	<u>105</u> 93	<u>86</u> 74	<u>61</u> 58	<u>50</u> 48	<u>41</u> 40
25	1,5	3	70,5	Б-19	<u>882</u> 697	<u>802</u> 557	<u>621</u> 423	<u>429</u> 302	<u>325</u> 225	<u>247</u> 125	<u>200</u> 107	<u>145</u> 98	<u>104</u> 80	<u>74</u> 64	<u>58</u> 55	<u>48</u> 48
75	0,1	1	26,9	Б-37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15 16	14 15	5 6
75	0,1	2,5	22,4	Б-38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 6	6 6
75	0,1	5	19,9	Б-39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	0,75	5	44,25	Б-29	-	-	-	-	-	-	-	-	34 36	28 29	25 27	23 25
50	0,1	5	44,9	Б-31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20 22	10 12	10 12
50	0,1	1	48,9	Б-40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10 12	11 12	12 12
50	0,1	2,5	47,4	Б-41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8 9	9 10	11 11
50	0,1	5	44,9	Б-42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8 9	9 10	11 11
50	0,5	5	44,9	Б-46	-	-	-	-	-	-	-	-	23 22	10 12	10 12	12 12

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
52,5	0,5	2,5	44,5	Б-47	-	-	-	-	-	-	-	-	20	10	10	12
54	0,5	1	44,5	Б-48	-	-	-	-	-	-	-	-	22	12	12	12
20	0,1	5	74,9	Б-32	1960	1580	1260	806	565	378	274	190	142	105	81	63
					1890	1650	1260	824	576	379	278	194	145	105	81	63
20	0,05	5	74,95	Б-33	1180	1010	787	524	374	253	187	133	101	75	59	42
					1170	1020	795	516	368	257	187	133	101	75	59	42
20	0,2	5	74,8	Б-34	1620	1160	880	570	403	275	201	142	108	80	62	42
					1300	1140	878	573	403	279	203	143	108	80	62	42
22,5	0,1	2,5	74,9	Б-35	1020	825	654	480	363	260	197	143	110	82	66	53
					1290	1090	874	580	432	300	221	156	119	88	69	53
24	0,1	1	74,9	Б-36	1030	881	676	456	322	221	159	109	80	57	44	35
					1050	950	749	480	343	229	164	113	83	59	45	35
20	0,5	5	74,5	Б-43	1360	1200	995	671	485	349	263	193	149	112	86	71
					1780	1510	1190	792	574	403	301	219	169	126	95	71
22,5	0,5	2,5	74,5	Б-44	1040	866	692	450	343	237	173	121	90	65	50	39
					1120	973	774	509	359	246	180	122	93	67	55	39
24	0,5	1	74,5	Б-45	957	863	649	440	321	222	162	113	83	65	47	33
					1080	992	722	495	347	235	171	117	86	61	43	33
20	0,25	5	74,75	Б-49	1650	1360	1040	693	507	358	267	194	150	113	90	73
					1770	1530	1180	785	567	391	289	209	161	121	95	73
22,5	0,25	2,5	74,75	Б-50	1080	981	777	509	359	250	186	131	98	71	55	44
					1200	988	815	534	383	263	193	136	101	73	56	44
24	0,25	1	74,75	Б-51	920	769	562	347	220	170	125	86	65	47	39	30
					802	707	527	354	259	179	129	89	66	48	38	30

Измерения проводились при 25 °С при скоростях сдвига 5,4 – 1280 с<sup>-1</sup> при увеличении скорости сдвига (над чертой) и при снижении этого параметра (под чертой). Измерения проводились сразу после приготовления.

При высоком содержании растворителя и полимера в эмульсионной системе при разбавлении водой 1:1 до 1:4 наблюдается увеличение динамической вязкости при скорости сдвига 5,4 с<sup>-1</sup>, но в тоже время данные системы не характеризуются устойчивостью во времени. Среднее значение динамической вязкости изменяется в пределах 700 - 2000 мПа·с при скорости сдвига 5,4 с<sup>-1</sup>.

### 3.1.2 Изучение стабильности разработанных составов во времени

Способность образовать эмульсионные системы с полимером исследовались в широком диапазоне концентраций от 5 % до 0,1 % (по массе).

Системы, содержащие большое количество полимера, характеризовались не устойчивостью во времени (отделение полимера из раствора). При соотношении растворителя и воды 1 к 1 увеличение содержания ПАА до 3 % (по массе) и НПАВ до 5 % (по массе) (рисунок 2, график 5) привело к разрушению системы, при скорости сдвига выше 27 с<sup>-1</sup>. Динамическая вязкость системы имеет характер ньютоновкой жидкости, которая характеризует вязкость системы без полимера.

При соотношении растворителя и воды 1 к 1 оптимальными значениями полимера является 1,5 % (по массе) при содержании НПАВ 0,05 % (по массе) (рисунок 3, график 1), при большом содержании ПАА (рисунок 3, график 4) наблюдается разрушение системы при увеличении скорости сдвига, уменьшение содержания НПАВ в два раза (0,025 % (по массе), рисунок 4, график 5) приводит так же к разрушению системы.

Динамическая вязкость, мПа с

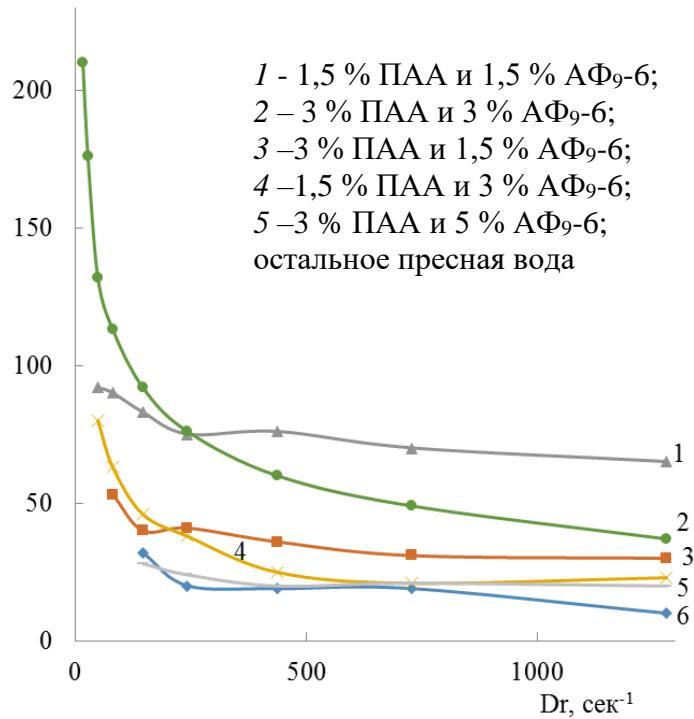


Рисунок 2 - Зависимость изменения динамической вязкости при увеличении скорости сдвига для эмульсионных систем, где в композицию входит 50 % РП

Динамическая вязкость, мПа с

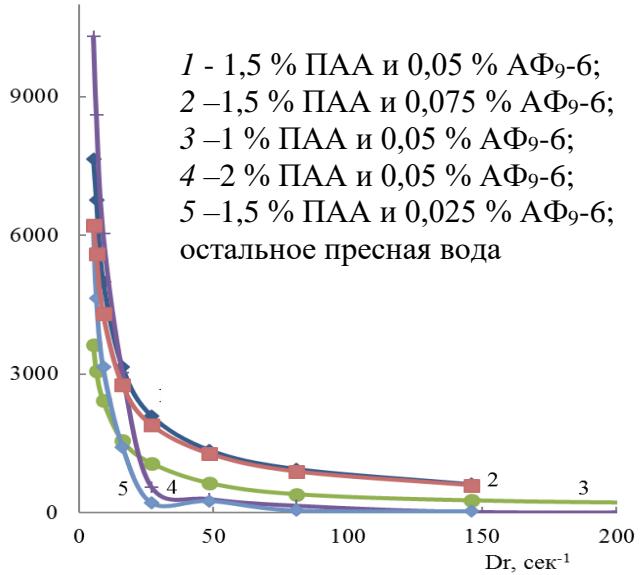


Рисунок 3 – Зависимость изменения динамической вязкости при увеличении скорости сдвига для эмульсионных систем, где в композицию входит 50 % РП

Как видно из рисунка 4, с увеличением доли растворителя РП в эмульсионной системе наблюдается снижение вязкости, что связано с тем, что обратная эмульсия переходит в прямую, при этом устойчивость и однородность системы во времени уменьшается. С увеличением доли полимера и с ростом растворителя в эмульсионной системе (пары 1 и 2; 3 и 4) динамическая вязкость уменьшается.

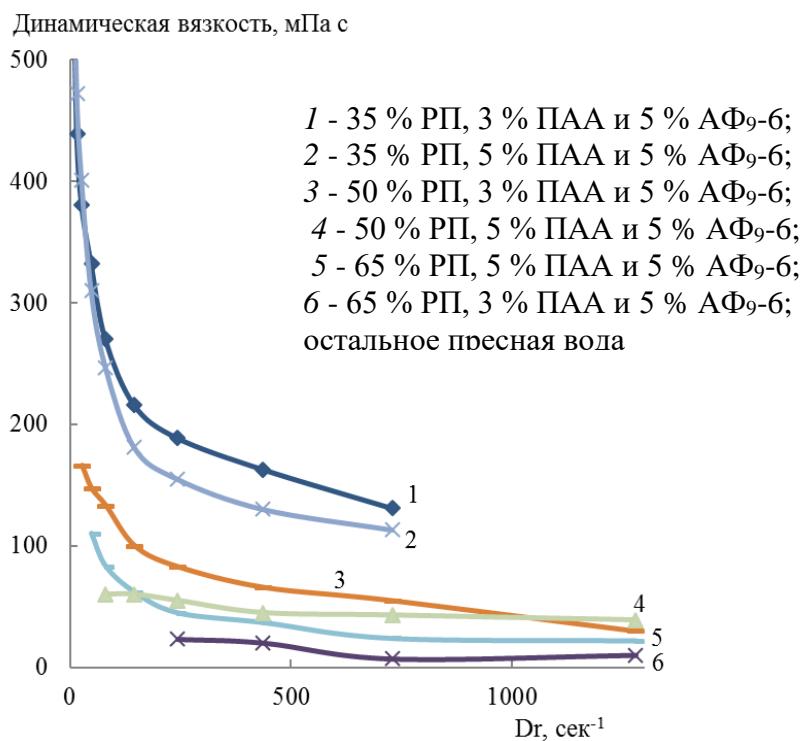


Рисунок 4 – Зависимость изменения динамической вязкости при увеличении скорости сдвига для эмульсионных систем, где в композицию входит РП

С увеличением доли растворителя и НПАВ, и уменьшением содержания полимера динамическая вязкость возрастает (рисунок 4) и увеличивается устойчивость эмульсионной системы во времени. Эмульсионные системы с содержанием растворителя 25 % (по массе) (рисунок 5 графики 1, 2, и 3) сохранили свои свойства и через 2-3 месяца, тогда как при содержании растворителя 75 % только при содержании полимера не выше 0,75 % (по массе) (рисунок 5 графики 4 и 5) системы не разрушаются в течении 1 - 2 месяцев (при содержании полимера 1,5 % (по массе) в таких же условиях - система разрушилась).

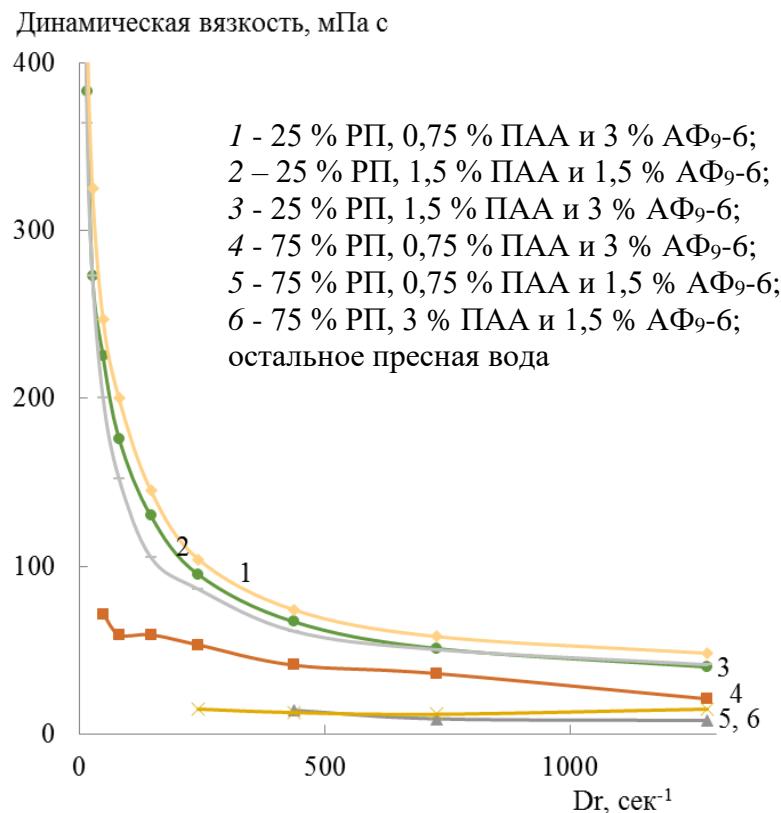


Рисунок 5 - Зависимость изменения динамической вязкости при увеличении скорости сдвига для эмульсионных систем, где в композицию РП

Увеличение доли растворителя в составе композиции до 50 % не привело к увеличению устойчивости системы, так же как при содержании растворителя 75 % (по массе) (рисунок 5). Эмульсионные системы с содержанием полимера не выше 0,75 % (по массе) (рисунок 6 график 1) сохранили стабильность в течении 1 - 2 месяцев.

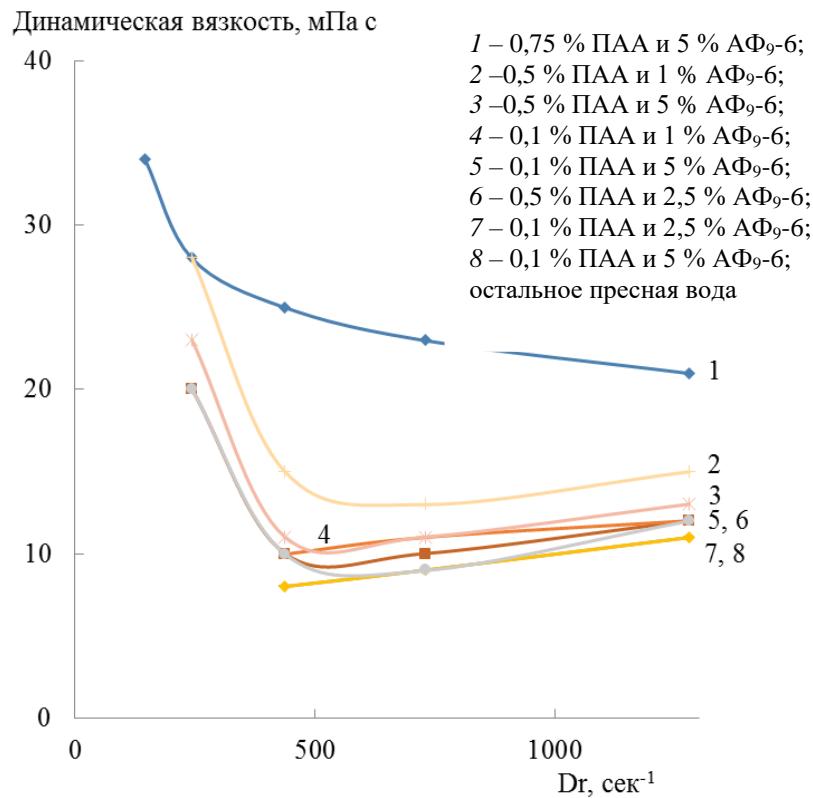


Рисунок 6 – Зависимость изменения динамической вязкости при увеличении скорости сдвига для эмульсионных систем, где в композицию входит 50 % РП

В эмульсионных системах с содержанием растворителя до 25 % (по массе) с уменьшением доли полимера (от 0,5 % (по массе) до 0,1 % (по массе)) и ростом количества НПАВ (от 1 % (по массе) до 5 % (по массе)) динамическая вязкость возрастает, имеет псевдопластичный характер поведения (рисунок 7), композиции устойчивы во времени до полугода.

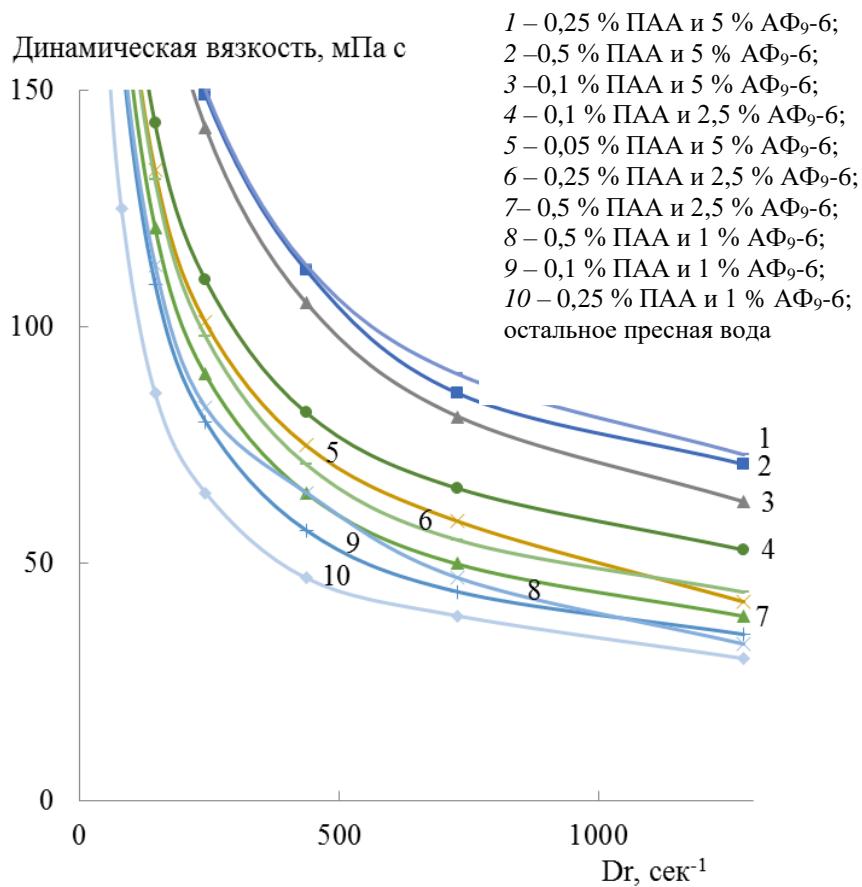


Рисунок 7 – Зависимость изменения динамической вязкости при увеличении скорости сдвига для эмульсионных систем, где в композицию входит до 25 % РП

Таким образом результаты исследований (способность образовать устойчивые во времени эмульсии с полимером, их динамическая вязкость, подбор состава композиции) дают основание заключить, что наиболее оптимальными концентрационными пределами для дальнейших работ являются:

- от 0,05 % до 0,2 % (по массе) ПАА;
- от 2,5 % до 5% (по массе) АФ<sub>9-6</sub>;
- от 20 % до 25 % (по массе) РП.

С образованием устойчивых во времени эмульсионных полимеров, со средним значением динамической вязкостью 2 000 мПа·с при минимальном значении скорости сдвига. Данные составы были рекомендованы для изучения фильтрационных и водоизоляционных свойств на основе эмульсионных полимеров методами физического моделирования на моделях пласта.

### 3.1.3 Исследование коррозионной активности разработанных составов на основе эмульсионных полимеров

Коррозионная активность разработанных составов согласно общепринятой методике определялась по потере массы стальных пластинок с определенными геометрическими характеристиками после их выдерживания в течение 24 часов в испытуемом составе при комнатной температуре 24 °С (гравиметрический метод).

Стальные пластины по ГОСТ 380-2005 «Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки» очищались крупной шкуркой, затем шкуркой № 16, проводя ее в одном направлении, вдоль длины пластины. С помощью штангенциркуля измеряли длину, ширину и толщину пластины.

Пластины промывали проточной водой, потом последовательно спиртом и ацетоном; сушили 1-2 минуты на воздухе и взвешивали с точностью до четвертого знака после запятой. Подготовленные пластины хранились в эксикаторе.

Каждую пластину подвешивали на нити в стакан так, чтобы они не соприкасались со стенками, погружали в испытуемый раствор на глубину ниже уровня жидкости на 10 мм. Пластины выдерживали в составе в течение 24 часов, по истечении этого времени их извлекали из раствора, тщательно промывали в проточной воде мягкой щеткой и многократно ополаскивали дистиллированной водой. Влагу с поверхности пластинок удаляли фильтровальной бумагой, сушили в сушильном шкафу до постоянного веса и взвешивали с точностью до четвертого знака. С каждым составом проводилось по два параллельных определения.

Скорость коррозии вычисляют по формуле (4):

$$W = \Delta m / (S \cdot t), \quad (4)$$

где  $W$  – скорость коррозии,  $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ;

$\Delta m$  – потеря масса пластины от коррозии,  $\text{г}$ ;

$S$  – площадь поверхности кубика породы,  $\text{м}^2$ ;

$t$  – время испытания,  $\text{ч}$ .

Экспериментальные данные приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Коррозионная активность составов по отношению к стальной пластине

Состав	Площадь пластины, м <sup>2</sup>	Масса образца, г		Потеря массы, г	Скорость коррозии, г/(м <sup>2</sup> ·ч)	Средняя скорость коррозии, г/(м <sup>2</sup> ·ч)	Группа стойкости по шкале
		до испытания	после испытания				
Растворитель РП	0,0020205	10,3727	10,3725	0,0002	0,0041	0,00415	Весьма стойкие
	0,0020016	10,2565	10,2563	0,0002	0,0042		
5 % АФ <sub>9</sub> -6 в растворителе РП	0,0020855	9,9576	9,9575	0,0001	0,0020	0,0031	Весьма стойкие
	0,0020025	10,4593	10,4591	0,0002	0,0042		
Сточная вода (d=1,12 г/см <sup>3</sup> )	0,0020205	10,0871	10,0814	0,0057	0,1175	0,1168	Относительно стойкие
	0,0020475	10,5533	10,5476	0,0057	0,1160		
(5 % АФ <sub>9</sub> -6 в РП + сточная вода) в соотношении 1/4 +0,2 % TRASTIN	0,0019565	10,0029	9,9994	0,0035	0,0745	0,0776	стойкие
	0,0019080	9,8193	9,8156	0,0037	0,0808		
(3 % АФ <sub>9</sub> -6 в РП +сточная вода) в соотношении 1/4 +0,125 % TRASTIN	0,002058	10,8109	10,8059	0,0050	0,1012	0,0830	стойкие
	0,001930	10,1965	10,1935	0,0030	0,0648		

Проведенные исследования по коррозионной активности разработанных составов по отношению к стальным пластинам показала, что эмульсионные полимеры относятся к классу «стойкие» по шкале коррозионной стойкости металлов

### 3.1.4 Определение влияния на подготовку продукции скважин составов на основе эмульсионных полимеров

Исследование влияния углеводородного и водного составов на процесс подготовки нефти проводилось путем контроля динамики разрушения модельных эмульсий, полученных в присутствии различных количеств исследуемого углеводородного и водного составов и определения количества выделившейся из них воды.

Условия получения модельных водонефтяных эмульсий были строго одинаковыми во всех сериях опытов. Режим эмульгирования нефти выбран таким, чтобы в контрольных опытах разрушение эмульсий на 90 -100 % проходило за пять – шесть часов. Для получения модельных водонефтяных эмульсий использовались следующие реагенты: девонская нефть, безводная, плотностью 0,868 г/см<sup>3</sup>, вязкостью 17,7 мПа·с; естественная сточная вода с содержанием солей 180 г/дм<sup>3</sup> и плотностью (d=1,120 г/см<sup>3</sup>).

Исследовали углеводородный состав (5 %-ный раствор неонола АФ<sub>9-6</sub> в растворителе РП) и водный раствор полимера (0,2 %-ный TRUSTIN в сточной воде плотностью d=1,120 г/см<sup>3</sup>).

Исследуемый углеводородный состав вводился в нефтяную фазу. Содержание углеводородного состава в нефти составляло 0,1 %; 0,5 % и 1,0 %, а водный раствор полимера смешивался с нефтью 1/1 без добавок и с добавкой углеводородного состава - 0,5 %. Без добавок на основе девонской нефти и

естественной сточной воды готовилась контрольная эмульсия. Объемное соотношение фаз «нефть – вода» составляло во всех случаях 1:1, общий объем системы равнялся 210 см<sup>3</sup>.

Для приготовления эмульсий использовалась электромешалка пропеллерного типа RW-20n фирмы Kika Works (США). Перемешивание компонентов модельной эмульсии осуществлялось со скоростью 400 оборотов в минуту в течение 2 минут. Приготовленная эмульсия помещалась в два градуированных цилиндра объемом 100 см<sup>3</sup> с ценой деления 1 см<sup>3</sup>, и в течение восьми часов велось наблюдение за динамикой их разрушения (фиксировался объем выделившейся в отдельную фазу воды). Результаты по определению влияния эмульсионного полимера на подготовку продукции скважин проведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Влияние разработанных составов на стойкость модельных водонефтяных эмульсий

Состав эмульсии	Объем выделившейся воды, % за время, ч							
	0,5	1	2	3	4	5	6	24
Девонская нефть- ест. сточная вода (d=1,12 г/см <sup>3</sup> ), контрольная	0	30	46	82	88	97	100	-
0,1 % углеводородный состав в девонской нефти – ест. сточная вода (d=1,12 г/см <sup>3</sup> )	0	4	20	25	40	48	50	94
0,5 % углеводородный состав в девонской нефти – ест. сточная вода (d=1,12 г/см <sup>3</sup> )	65	80	80	86	90	90	90	90
1 % углеводородный состав в девонской нефти – ест.сточная вода (d=1,12 г/см <sup>3</sup> ) вода	63	78	80	84	84	86	86	86
Девонская нефть- 0,2 % TRASTIN в ест. сточной воде (d=1,12 г/см <sup>3</sup> )	96	100	-	-	-	-	-	-
0,5 % углеводородный состав в девонской нефти-0,2% TRASTIN в ест. сточной воде (d=1,12 г/см <sup>3</sup> )	4	6	14	20	26	31	37	72

Анализ результатов влияния разработанных составов на подготовку продукции скважин показал, что исследуемый углеводородный состав, содержащийся в нефти в концентрации 0,5 % и 1,0 % (по объему), проявляет свойства деэмульгатора. Скорость разрушения модельных водонефтяных

эмulsionий, содержащих указанные количества углеводородного состава практически в 1,7 раза превышает скорость разрушения контрольных водонефтяных эмульсий. Так, если контрольная эмульсия за два часа разрушились на 46 %, то эмульсии, содержащие в своем составе 0,5 % и 1,0 % исследуемого состава, разрушились за это же время практически полностью на 80 %. Скорость разрушения эмульсии, содержащей в своем составе 0,1 % углеводородного состава разрушалась в 2 раза медленнее контрольной эмульсии, но через сутки разрушилась практически полностью на 94 %. Отделившаяся вода во всех случаях была прозрачной и бесцветной. При смешивании 0,2 %-ного раствора полимера с девонской нефтью эмульсия не образуется, сразу происходит разделение на две фазы нефть и воду, однако при добавлении к нефтяной фазе 0,5 % углеводородного состава, при смешивании с раствором полимера образовалась устойчивая эмульсия, которая через сутки разрушилась на 72 %. Однако, следует отметить, что неразрушенные остатки можно легко устраниć с помощью промышленно применяемых деэмульгаторов, в обычной дозировке 100 г/т водонефтяной эмульсии.

### 3.2 Изучение фильтрационных и водоизоляционных свойств составов на основе эмульсионных полимеров методами физического моделирования на моделях пласта в различных геолого-физических условиях

#### 3.2.1 Изучение фильтрационных и нефтеотесняющих свойств составов на основе эмульсионных полимеров на образцах естественного керна

При проведении работ применялось следующее оборудование:

- весы аналитические с точностью взвешивания 0,0002 г и наибольшим пределом взвешивания 100 г;

- секундомер механический 2 класса точности по ТУ 25-1894.003-90 «Секундомеры механические СОСпр, СОПпр»;

- вискозиметр типа ВПЖ-2;

- верхнеприводная мешалка;

- набор ареометров по ГОСТ 18481-81 «Ареометры и цилиндры стеклянные.

Общие технические условия»;

- плотномер DMA 5000M;

- центрифуга лабораторная Sigma 4-16S, обеспечивающая скорость вращения ротора до 13 500 оборотов в минуту;

- вакуумный насос;

- компьютеризированная лабораторная насосная установка ЛН-400-200, обеспечивающую подачу фильтруемых жидкостей в режиме постоянной расхода или перепада давлений.

Посуда и реагенты:

- цилиндры мерные 2 класса точности вместимостью 50; 100 см<sup>3</sup> по ГОСТ 1770-74 (ИСО 1042-83, ИСО 4788-80) «Посуда мерная лабораторная, стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия».

- сточная вода, плотностью 1,12 г/см<sup>3</sup>;

- керосин технический марка КТ-1 по ТУ 38.401-58-8-90 «Керосин для технических целей».

Основной метод исследования составов на основе эмульсионных полимеров методами физического моделирования – лабораторные испытания, для проведения которых применялась стандартная аппаратура и, утвержденные и действующие в ПАО «Татнефть», методики. Испытания проведены согласно руководящего документа «Инструкция по лабораторному тестированию фильтрационных и нефтеотесняющих свойств реагентов на естественных кернах и двухслойных разнопроницаемых трубчатых моделях пласта (РД-153-39.0-539-07 Инструкция по лабораторному тестированию фильтрационных и нефтеотесняющих свойств реагентов на естественных кернах и двухслойных разнопроницаемых трубчатых моделей пласта).

Для проведения экспериментов были взяты естественные терригенные керны объекта Восточно-Сулеевской площади диаметром 3,0 см, длиной от 3,99 до 4,0 см, которые прошли стандартную подготовку (экстракция в аппарате Сокслета спирто-бензолом в соотношении 1:4, и сушку в сушильном шкафу при температуре  $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$  до постоянной массы).

Воздухопроницаемость кернов определяли по ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».

Открытую пористость кернов определяли по ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением» с вычислением объема пор образца ( $V_{nop}$ ).

Остаточную водонасыщенность (содержание «связанной» воды в керне) создавали методом центрифугирования при 5000 оборотах в минуту в течение 30 минут. Остаточную водонасыщенность (%) определили по формуле (5):

$$S_e^h = \frac{V_{ce.b}}{V_{nop}} \cdot 100\%, \quad (5)$$

где  $V_{nop}$  – объем пор керна,  $\text{см}^3$ ;

$V_{ce.b}$  – объем остаточной воды («связанной» воды) в керне,  $\text{см}^3$ .

Объем «связанной» воды и объем пор определялся методом материального баланса (взвешиванием) и рассчитывался по формулам (6, 7)

$$V_{ce.b} = \frac{M_{n.y} - M_o}{\rho_b}, \quad (6)$$

где  $M_{n.y}$  – масса керна после центрифугирования, кг (г);

$M_o$  – масса сухого керна, кг (г);

$\rho_b$  - плотность воды,  $\text{кг}/\text{м}^3$  ( $\text{г}/\text{см}^3$ ).

$$V_{nop} = \frac{M_{e.obr} - M_o}{\rho_b}, \quad (7)$$

где  $M_{e.obr}$  – масса водонасыщенного образца, кг (г).

Определили пористость по формуле (8)

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{керна}}} \cdot 100\% , \quad (8)$$

где  $V_{\text{керна}}$  – объем керна,  $\text{см}^3$ .

Краткая характеристика фильтрационно-ёмкостных параметров использованных кернов представлена в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Краткая характеристика фильтрационно-ёмкостных параметров использованных кернов

Месторождение, горизонт	Номер скв./образец	Проницаемость по газу, мкм <sup>2</sup>	Объём пор, см <sup>3</sup>	Пористость, %	Содержание «связанной» воды, %
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/18	412	5,8091	20,7	9,8
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/24	393	5,8857	21,4	9,5
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/50	633	6,2092	22,3	7,9
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/1	625	6,2157	22,3	7,5
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/12	292	5,6816	20,3	11,9
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/25	274	5,7468	20,5	12,6
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/30	475	6,0981	21,8	8,9
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/42	476	6,0455	21,6	8,6
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/23	494	6,1960	22,1	9,2
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/38	471	6,2777	22,4	8,9
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/39	477	6,2646	22,3	8,4
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/7	475	6,1558	22,0	8,4
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/21	494	6,0647	21,6	7,3
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/43	471	6,0344	21,5	7,8
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/27	476	6,1789	22,1	7,1
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/40	482	6,0608	21,6	6,9
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/3	581	6,4592	23,0	8,2
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/6	740	6,3119	22,5	6,9
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/48	740	6,2264	22,2	7,1
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/5	727	6,2830	22,4	6,9
Восточно-Сулевская, горизонт Д <sub>1</sub>	30128/49	740	6,2839	22,4	7,0

Общий порядок проведения фильтрационных экспериментов.

При строго одинаковой объемной подаче (1 см<sup>3</sup>/мин) лабораторной компьютеризированной насосной установкой (ЛН-400-200) проводили через керны фильтрацию (прокачку) жидкостей в следующей последовательности:

- фильтрация поверхностной безводной девонской нефти, предварительно отцентрифужированной и профильтрованной через бумажный фильтр (без добавления каких-либо растворителей), вязкостью при 20 °C 15,54 мПа·с в объеме 50 см<sup>3</sup> с измерением перепада давления через каждые 5 см<sup>3</sup> профильтрованной через керн нефти для предварительного насыщения;

- фильтрация модели сточной воды в объеме 50 см<sup>3</sup> с измерением перепада давления ( $\Delta P_w$ ) через каждые 5 см<sup>3</sup> (примерно соответствующему объему пор кернов) через керн воды (по схеме пласт-скважина) для водонасыщенного образца;

- фильтрация исследуемого эмульсионного состава в объеме 50 см<sup>3</sup> в том же направлении с измерением перепада давления ( $\Delta P_r$ ) через каждые 5 см<sup>3</sup> профильтрованной композиции;

- вытеснение эмульсионного состава из керна водой путем фильтрации 50 см<sup>3</sup> модели сточной воды в том же направлении с измерением перепада давления через каждые 5 см<sup>3</sup> воды;

- фильтрацию в обратном направлении 30 см<sup>3</sup> модели сточной воды с фиксацией перепада давления через каждые 5 см<sup>3</sup>;

- перенос керна в другой "чистый" кернодержатель и фильтрация 100 см<sup>3</sup> керосина с измерением перепада давления через каждые 10 см<sup>3</sup> керосина для экстракции остаточной нефти из керна.

После суточного отстоя определяли оптическую плотность раствора нефти в растворителе на электрофотоколориметре КФК-3. Зная коэффициент светопоглощения (К<sub>сп</sub>) исходной нефти, определяли объем остаточной нефти. В свою очередь, зная объем нефти при начальном нефтенасыщении керна и объем остаточной нефти, определяли конечный коэффициент вытеснения нефти из керна .

Результаты проведённых экспериментов представлены в таблице 3.6 и на рисунках 7-12.

Таблица 3.6 Результаты тестирования разработанных составов эмульсионного полимера на естественных терригенных кернах

Состав эмульсии	Дата	K, мкм <sup>2</sup>	m, %	K выт., %	ФС	ОФС	ФК	ФН
Б-32-РП-20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 5 %, ПАА-0,1 %, ст.вода-74,9 %	28.04.16	0,412	20,7	96,4	8,465	7,111	2,438	0,840
Б-32-РП-20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 5 %, ПАА-0,1 %, ст.вода-74,9 %	29.04.16	0,393	21,4	98,5	13,374	12,328	3,845	0,922
Б-32- РП - 20%, АФ <sub>9</sub> -6 – 5 %, ПАА-0,1 %, ст.вода-74,9 %	04.05.16	0,633	22,3	98,3	9,251	7,489	5,849	0,809
Б-33-РП- 20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 5 %, ПАА-0,05 %, ст.вода-74,95 %	05.05.16	0,625	22,2	98,7	7,085	7,659	3,730	1,081
Б-33- РП- 20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 5 %, ПАА-0,05 %, ст.вода-74,95 %	06.05.16	0,292	20,3	97,8	4,769	2,796	2,134	0,586
Б-33 -РП- 20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 5 %, ПАА-0,05 %, ст.вода-74,95 %	10.05.16	0,274	20,5	98,4	4,017	3,774	1,511	0,939
Б-34-РП – 20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 5 %, ПАА-0,2 %, ст.вода-74,8 %	12.05.16	0,475	21,8	98,4	9,913	9,832	5,775	0,992
Б-34- РП – 20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 5 %, ПАА-0,2 %, ст.вода-74,8%	13.05.16	0,476	21,6	98,4	9,847	7,018	4,159	0,713
РП-20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 3 %, ПАА ТР-135 – 0,125 %, ст. вода - 76,875 %	29.07.16	0,494	22,1	99,1	16,811	13,023	6,066	0,775
РП-20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 3 %, ПАА ТР-135 – 0,125 %, ст. вода - 76,875 %	02.08.16	0,471	22,4	98,6	11,433	10,975	4,621	0,959
РП-20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 3 %, ПАА ТР-135 – 0,125 %, ст. вода - 76,875 %	04.08.16	0,477	22,3	97,9	23,561	16,389	3,724	0,696
Б-36-24%, АФ <sub>9</sub> -6 – 1 мм, ПАА-0,1 гр, ст.вода-80 %	07.09.16	0,475	22,0	99,0	4,749	5,921	1,140	1,247
Б-36-РП - 24%, АФ <sub>9</sub> -6 – 1 %, ПАА-0,1 %, ст.вода-74,9 %	08.09.16	0,494	21,6	99,1	4,624	4,581	1,393	0,991
Б-35-РП- 22,5 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 2,5 %, ПАА-0,1 %, ст.вода-74,9 %	20.09.16	0,476	22,1	98,1	2,775	3,059	1,639	0,360
Б-35- РП -22,5%, АФ <sub>9</sub> -6 – 2,5 %, ПАА-0,1 %, ст.вода-74,9%	21.09.16	0,482	21,6	98,1	3,066	2,642	1,800	0,326
РП-20%, АФ <sub>9</sub> -6 – 3 %, ПАА – 0,125 %, ст.вода -76,875 %	22.09.16	0,581	23,0	98,4	8,290	6,684	4,487	0,121
Б-52- РП-20%, АФ <sub>9</sub> -6 – 3 %, ПАА – 0,2 %, ст.вода -76,8%	21.11.16	0,740	22,5	97,6	5,164	4,553	2,766	0,194
Б-53-на мод.ст.воды РП-20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 3 %, ПАА – 0,3 %, ст.вода -76,7 %	22.11.16	0,740	22,2	98,1	8,452	6,768	3,650	0,118
Б-54- на мод.ст.воды РП-20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 3%, ПАА – 0,15 %, ст.вода -76,85 %	23.11.16	0,727	22,4	98,7	3,682	3,680	1,946	0,271
Б-55на мод.ст.воды РП-20 %, АФ <sub>9</sub> -6 – 3 %, ст.вода -77 %	24.11.16	0,740	22,4	98,7	3,791	4,123	2,261	0,264

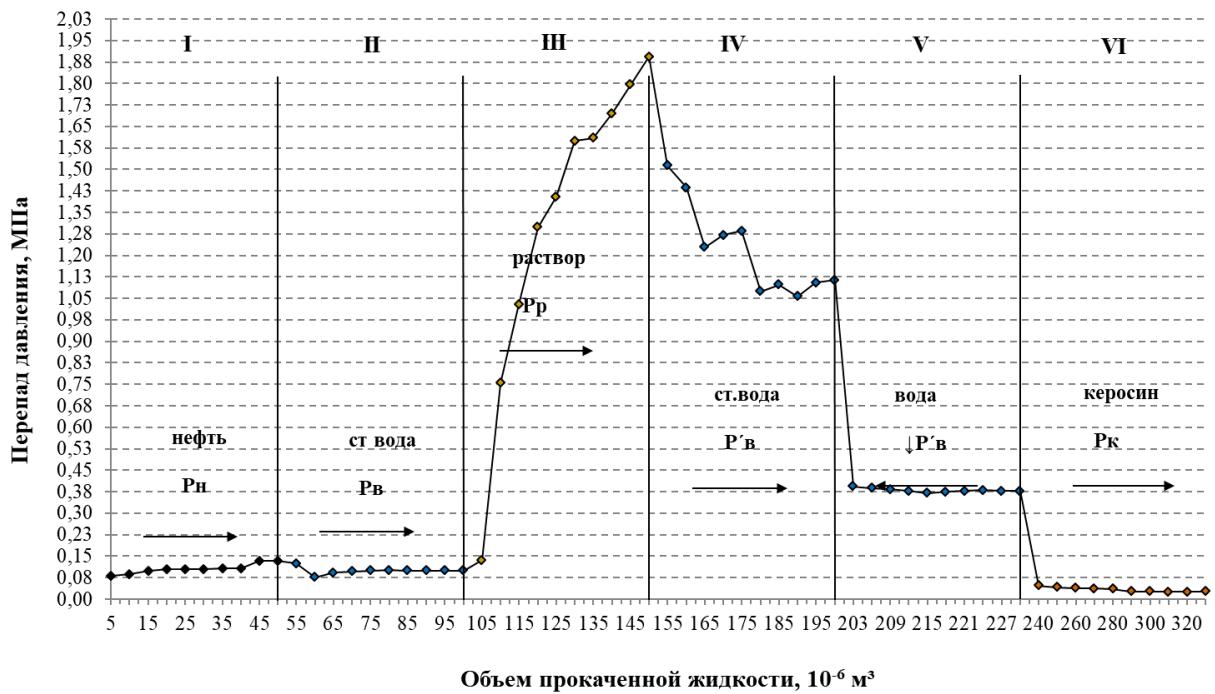


Рисунок 8 – Зависимость перепада давления от объема прокаченной жидкости через керн проницаемостью  $0,393 \text{ мкм}^2$  (состав Б-32 (РП – 20 %, АФ<sub>9-6</sub> – 5 %, ПАА-0,1 %)) на модели сточной воды

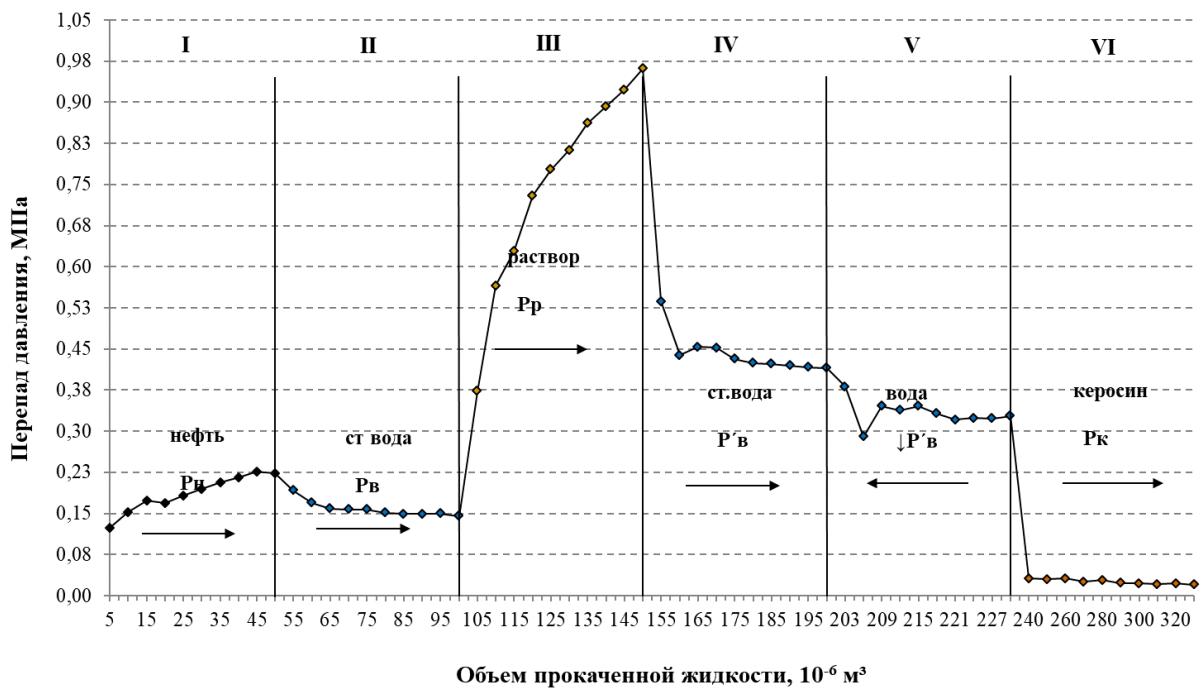


Рисунок 9 – Зависимость перепада давления от объема прокаченной жидкости через керн проницаемостью  $0,292 \text{ мкм}^2$  (состав Б-33 (РП- 20 %, АФ<sub>9-6</sub> – 5 %, ПАА-0,05 %)) на модели сточной воды

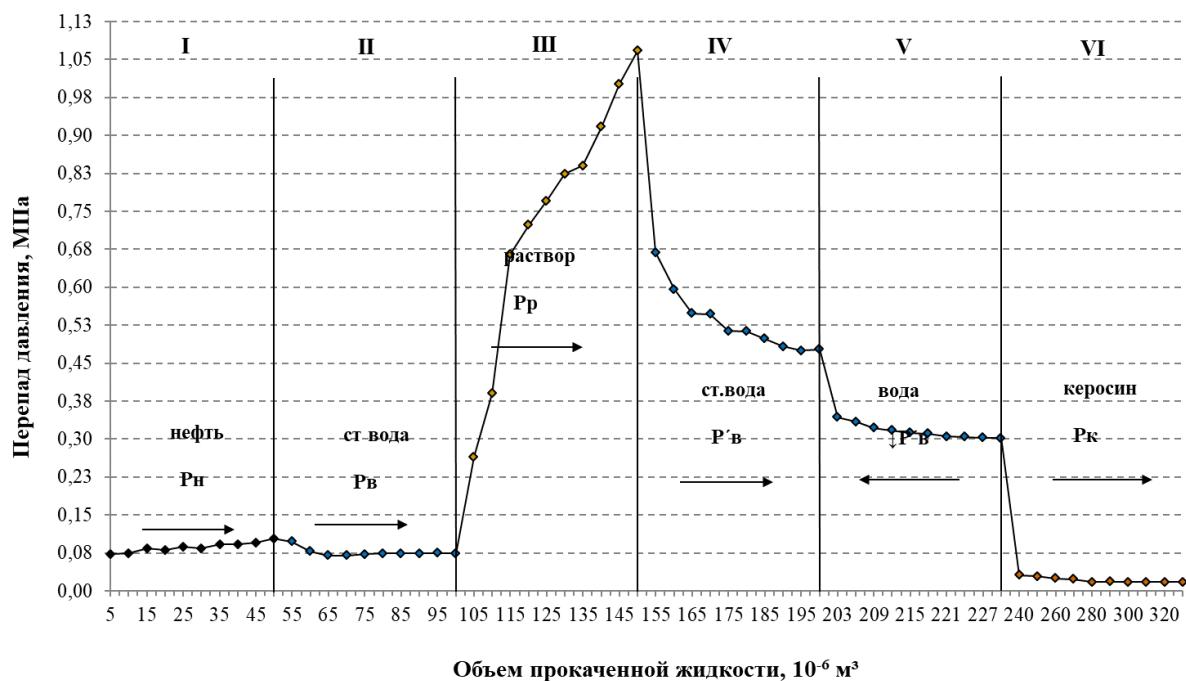


Рисунок 10 – Зависимость перепада давления от объема прокаченной жидкости через керн проницаемостью  $0,476 \text{ мкм}^2$  (состав Б-34 (РП – 20 %, АФ<sub>9-6</sub> – 5 %, ПАА-0,2 %)) на модели сточной воды

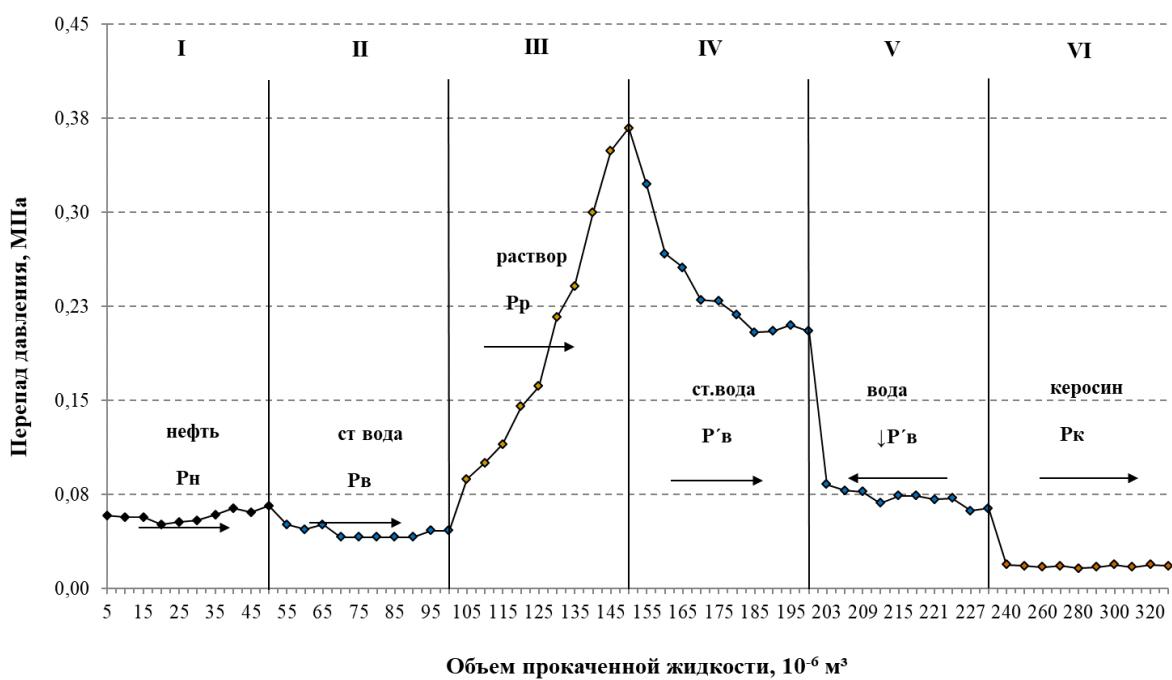


Рисунок 11 – Зависимость перепада давления от объема прокаченной жидкости через керн проницаемостью  $0,471 \text{ мкм}^2$  (состав Б-36 (РП – 24 %, АФ<sub>9-6</sub> – 1 %, ПАА-0,1 %)) на модели сточной воды

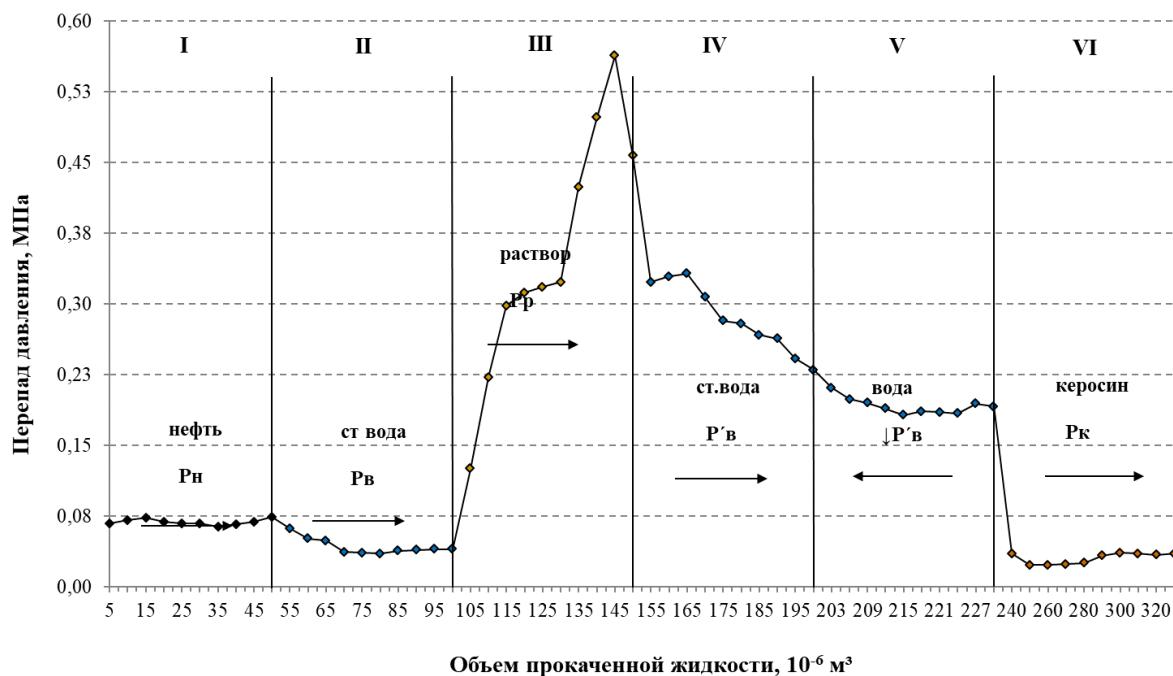


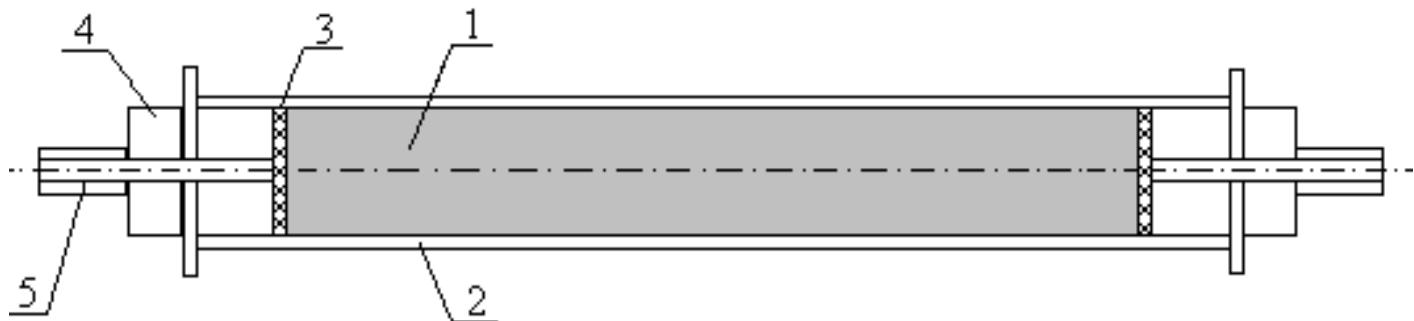
Рисунок 12 – Зависимость перепада давления от объема прокаченной жидкости через керн проницаемостью 0,581 мкм<sup>2</sup> (состав Б-3 (РП-20 %, АФ<sub>9-6</sub> – 3 %, ПАА – 0,125 %)) на модели сточной воды

Таким образом, по результатам лабораторного тестирования эмульсионных составов на естественных кернах, можно сделать вывод о том, что разработанные композиции эффективны для применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения. Основной безразмерный показатель эффективности при тестировании композиций увеличения нефтеизвлечения на естественных кернах – остаточный фактор сопротивления достигает значения 13.

### 3.2.2 Изучение фильтрационных и водоизолирующих свойств составов на основе эмульсионных полимеров на двухслойных моделях пласта

Для изготовления лабораторных насыпных моделей пористых сред использовались стальные трубы из нержавеющей стали длиной 50 см, диаметром 3,17 см, плотно заполненные моделью пористой среды, и закрытые с обоих концов фильтрами из поролона и концевыми штуцерами. В концевых штуцерах

проделаны сквозные отверстия, через которые фильтруется рабочий раствор. Общий вид представлен на рисунке 13.



- 1 - утрамбованная пористая среда;
- 2 - стальная трубка;
- 3 – поролоновая прокладка;
- 4 - – концевой штуцер;
- 5 - сквозное отверстие

Рисунок 13 - Схема модели пласта

Подготовка и проведение экспериментов осуществлялось следующим образом. Модели набивалась молотым кварцевым песком и молотой глиной (для низкопроницаемой модели) и насыщалась девонской нефтью (вязкость нефти 14,81 мПа·с при 20 °C, плотность 0,870 г/см<sup>3</sup>).

Параметры моделей рассчитывались методом материального баланса, т.е. взвешиванием модели на каждом этапе подготовки.

Проницаемость модели определялась в ходе насыщения ее нефтью. При постоянном давлении измерялся расход жидкости  $Q$  за определённое время  $T$ . Проницаемость определяли по формуле Дарси (9):

$$K_0 = \frac{Q \cdot m}{\Delta P \cdot T}, \quad (9)$$

где  $K_0$  - проницаемость образца,  $\text{Д} (10^{-12} \text{ м}^2)$ ;

$Q$  - объём жидкости,  $\text{см}^3$ ;

$T$  - время истечения жидкости, с;

$\Delta P$  - перепад давления, Па;

$m$  - коэффициент, который определялся для каждого образца в отдельности по формуле (10):

$$m = \frac{l \cdot \mu}{101325S}, \quad (10)$$

где  $\mu$  - вязкость нефти, Па·с;

$l$  - длина образца м;

$S$  - площадь поперечного сечения образца,  $\text{м}^2$

В экспериментах объем пор моделей составлял 250-300  $\text{см}^3$ . Объем оторочки эмульсионного состава составлял 30-50  $\text{см}^3$  (10-15 % объема пор).

Модель устанавливалась горизонтально. Вытеснение нефти проводилось путем закачки воды или раствора эмульсионного состава через входной штуцер, с измерением на выходе объемов нефти и воды. Регулярно несколько раз в сутки измерялся объем вытесненной нефти и профильтрованной воды. Вытеснение нефти проводилось до общей обводненности нефти на выходе 99 %. Нефте вытесняющая эффективность технологии оценивалась по конечному коэффициенту вытеснения нефти  $K_{\text{выт.}}$ .

Результаты экспериментов приведены в таблицах 3.7-3.12.

Таблица 3.7- Основные условия и результаты тестирования исследуемых составов типа Б на двухслойных пористых средах

Параметр	Ед. измерения	Значение
1	2	3
Количество опытов, всего	шт	20
Температура проведения опытов	$^{\circ}\text{C}$	30
Время технологической остановки на реагирование	сут	1-3
Средняя нефтепроницаемость:		
"высокопроницаемой" трубы	$\text{мкм}^2$	2,613
"низкопроницаемой" трубы	$\text{мкм}^2$	0,485
Отношение нефтепроницаемостей двухслойной пористой среды	безразмерная	5,79

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3
Доизвлечение исследуемой композицией (10 % $V_{\text{пор}}$ ):		
Среднее относительное количество профильтрованной жидкости	$V_{\text{пор}}$	7,51-17,28
Средний конечный коэффициент вытеснения нефти	%	46,96-69,33
Прирост коэффициента вытеснения нефти	%	6,37-18,68
Прирост парциального дебита "низкопроницаемой" трубы	безразмерная	0,130-0,986
Кратность увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубы	доли ед.	2,17-7,76

Во всех опытах глинистость низкопроницаемой модели составляла 6 % (по объему).

Таблица 3.8- Основные условия и результаты тестирования эмульсионного состава типа Б-31, доотмыв сточная вода плотностью 1120 кг/м<sup>3</sup>

Параметр	Ед. измерения	Значение
Количество опытов	шт	4
Вязкость нефти	мПа·с	15,58
Вытесняющая вода, плотность	кг/м <sup>3</sup>	1120
Проницаемость по нефти:		
"высокопроницаемой" трубы	мкм <sup>2</sup>	3,560
"низкопроницаемой" трубы	мкм <sup>2</sup>	0,556
Отношение нефтепроницаемостей двухслойной пористой среды	безразмерная	6,40
<b>Первичное вытеснение сточной водой:</b>		
- Относительное количество жидкости на выходе	$\Sigma V_{\text{пор}}$	6,76
- Конечная обводненность на выходе двухслойной среды	%	97,52
- Коэффициент вытеснения нефти	%	56,37
- Парциальный дебит по жидкости:		
"высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$	доли ед.	0,809
"низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	доли ед.	0,191
<b>Доизвлечение с оторочкой 10 % <math>V_{\text{пор}}</math> водоизолирующей композиции с технологической паузой</b>		
- Относительное количество профильтрованной жидкости	сутки	1
- Конечный коэффициент вытеснения нефти	$\Sigma V_{\text{пор}}$	14,77
- Парциальный дебит по жидкости:		
"высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$	%	69,31
"низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	доли ед.	0,733
	доли ед.	0,267
- Прирост коэффициента вытеснения	%	12,94
- Прирост парциального дебита		
"низкопроницаемой" трубы	доли ед.	0,076
- Кратность увеличения парциального дебита		
"низкопроницаемой" трубы	безразмерная	1,398
- Успешность	%	100

Таблица 3.9- Основные условия и результаты тестирования эмульсионного состава типа Б- 3 % АФ<sub>9</sub>-6, 19,5 % растворитель промышленный РП, 0,125 % ПАА, 77,5 % сточная вода плотностью 1120 кг/м<sup>3</sup>

Параметр	Ед. измерения	Значение
Количество опытов	шт	4
Вязкость нефти	мПа·с	15,58
Вытесняющая вода, плотность	кг/м <sup>3</sup>	1120
- Проницаемость по нефти: "высокопроницаемой" трубы "низкопроницаемой" трубы	мкм <sup>2</sup> мкм <sup>2</sup>	1,931 0,323
- Отношение нефтепроницаемостей двухслойной пористой среды	безразмерная	5,98
<b>Первичное вытеснение сточной водой:</b> - Относительное количество жидкости на выходе - Конечная обводненность на выходе двухслойной среды - Коэффициент вытеснения нефти - Парциальный дебит по жидкости: "высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$ "низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	$\Sigma V_{\text{пор}}$ % % доли ед. доли ед.	6,58 98,15 59,21 0,837 0,163
<b>Доизвлечение с оторочкой 10% <math>V_{\text{пор}}</math> водоизолирующей композиции с технологической паузой</b> - Относительное количество профильтрованной жидкости - Конечный коэффициент вытеснения нефти - Парциальный дебит по жидкости: "высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$ "низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	сутки $\Sigma V_{\text{пор}}$ % доли ед. доли ед.	3 9,82 68,74 0,739 0,261
- Прирост коэффициента вытеснения - Прирост парциального дебита "низкопроницаемой" трубы - Кратность увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубы - Успешность	% доли ед. безразмерная %	9,53 0,098 1,60 100

Таблица 3.10– Основные условия и результаты тестирования эмульсионного состава типа Б – 35, доотмыг сточная вода плотностью 1120 кг/м<sup>3</sup>

Параметр	Ед. измерения	Значение
Количество опытов	шт	4
Вязкость нефти	мПа·с	15,58
Вытесняющая вода, плотность	кг/м <sup>3</sup>	1120
- Проницаемость по нефти: "высокопроницаемой" трубы "низкопроницаемой" трубы - Отношение нефтепроницаемостей двухслойной пористой среды	мкм <sup>2</sup> мкм <sup>2</sup> безразмерная	2,204 0,444 4,964
<b>Первичное вытеснение сточной водой:</b> - Относительное количество жидкости на выходе - Конечная обводненность на выходе двухслойной среды - Коэффициент вытеснения нефти - Парциальный дебит по жидкости: "высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$ "низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	$\Sigma V_{\text{пор}}$ % % доли ед. доли ед.	7,94 97,35 59,76 0,821 0,179
<b>Доизвлечение с оторочкой 10 % <math>V_{\text{пор}}</math> водоизолирующей композиции с технологической паузой</b> - Относительное количество профильтрованной жидкости - Конечный коэффициент вытеснения нефти - Парциальный дебит по жидкости: "высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$ "низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	сутки $\Sigma V_{\text{пор}}$ % доли ед. доли ед.	1 15,47 74,29 0,802 0,198
- Прирост коэффициента вытеснения - Прирост парциального дебита "низкопроницаемой" трубы - Кратность увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубы - Успешность	% доли ед. безразмерная %	14,53 0,019 1,11 100

Таблица 3.11- Основные условия и результаты тестирования эмульсионного состава типа Б – 52 (3 % АФ<sub>9-6</sub>, 19 % растворитель промышленный РП, 0,2 % ПАА, 78 % сточная вода)

Параметр	Ед. измерения	Значение
Количество опытов	шт	4
Вязкость нефти	мПа·с	15,58
Вытесняющая вода, плотность	кг/м <sup>3</sup>	1120
- Проницаемость по нефти: "высокопроницаемой" трубы "низкопроницаемой" трубы	мкм <sup>2</sup> мкм <sup>2</sup>	2,980 0,442
- Отношение нефтепроницаемостей двухслойной пористой среды	безразмерная	6,74
<b>Первичное вытеснение сточной водой:</b>		
- Относительное количество жидкости на выходе	$\Sigma V_{\text{пор}}$	8,017
- Конечная обводненность на выходе двухслойной среды	%	97,45
- Коэффициент вытеснения нефти	%	52,77
- Парциальный дебит по жидкости: "высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$ "низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	доли ед. доли ед.	0,892 0,108
<b>Доизвлечение с оторочкой 10 % <math>V_{\text{пор}}</math> водоизолирующей композиции с технологической паузой</b>		
- Относительное количество профильтрованной жидкости	сутки	1
- Конечный коэффициент вытеснения нефти	$\Sigma V_{\text{пор}}$	16,85
- Парциальный дебит по жидкости: "высокопроницаемой" трубы $\bar{\bar{q}}_+$ "низкопроницаемой" трубы $\bar{\bar{q}}_-$	% доли ед. доли ед.	66,31 0,459 0,541
- Прирост коэффициента вытеснения	%	13,54
- Прирост парциального дебита "низкопроницаемой" трубы	доли ед.	0,433
- Кратность увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубы	безразмерная %	5,01
- Успешность		100

Таблица 3.12- Основные условия и результаты тестирования эмульсионного состава типа Б – 56 (3 % АФ<sub>9</sub>-6, 20 % растворитель промышленный РП, 0,15 % ПАА, 76,85 % сточная вода)

Параметр	Ед. измерения	Значение
Количество опытов	ед.	4
Вязкость нефти	мПа·с	15,58
Вытесняющая вода, плотность	кг/м <sup>3</sup>	1120
- Проницаемость по нефти: "высокопроницаемой" трубы "низкопроницаемой" трубы	мкм <sup>2</sup> мкм <sup>2</sup>	3,266 0,482
- Отношение нефтепроницаемостей двухслойной пористой среды	безразмерная	6,706
<b>Первичное вытеснение сточной водой:</b> - Относительное количество жидкости на выходе - Конечная обводненность на выходе двухслойной среды - Коэффициент вытеснения нефти - Парциальный дебит по жидкости: "высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$ "низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	$\Sigma V_{\text{пор}}$ % % доли ед. доли ед.	8,245 97,95 60,09 0,851 0,149
<b>Доизвлечение с оторочкой 10% <math>V_{\text{пор}}</math> водоизолирующей композиции с технологической паузой</b> - Относительное количество профильтрованной жидкости - Конечный коэффициент вытеснения нефти - Парциальный дебит по жидкости: "высокопроницаемой" трубы $\bar{q}_+$ "низкопроницаемой" трубы $\bar{q}_-$	сутки $\Sigma V_{\text{пор}}$ % доли ед. доли ед.	3 13,88 65,56 0,854 0,146
- Прирост коэффициента вытеснения - Прирост парциального дебита "низкопроницаемой" трубы - Кратность увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубы - Успешность	% доли ед. безразмерная %	5,47 -0,003 - -

На Рисунках 14-15 приведено изменение парциального дебита при проведении экспериментов на двухслойных моделях пласта.

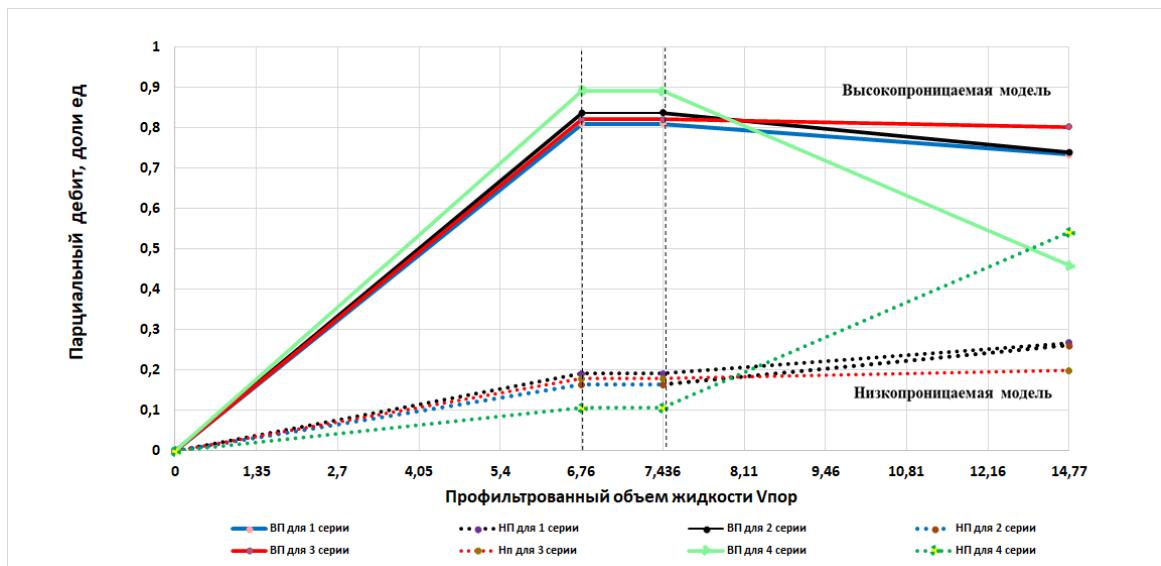


Рисунок 14 - Изменение парциального дебита при проведении экспериментов на двухслойных моделях пласта

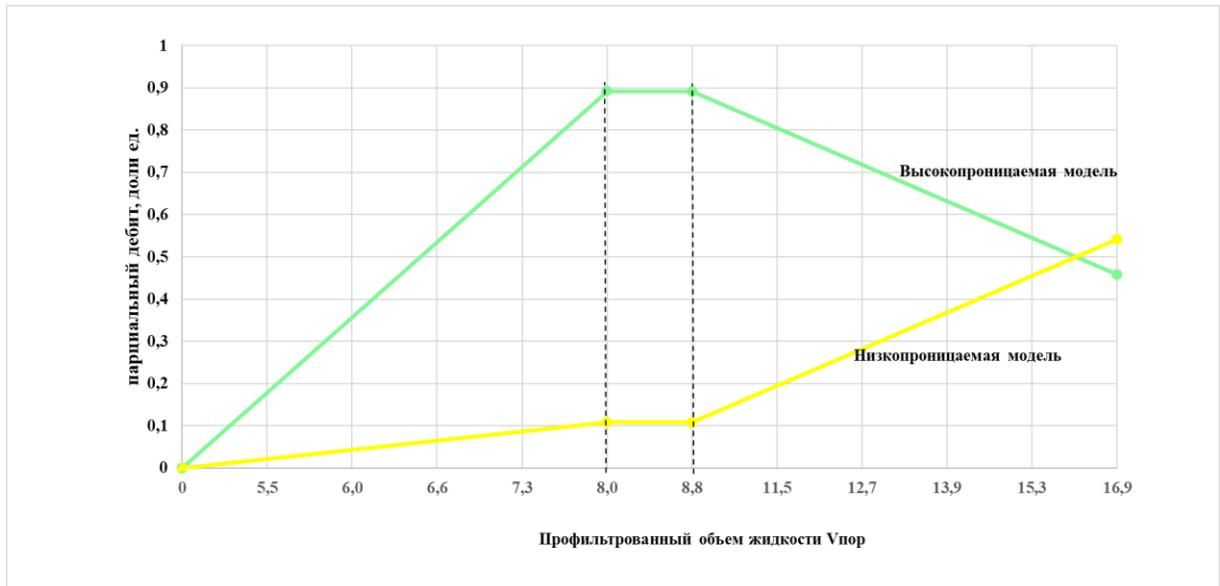


Рисунок 15 - Изменение парциального дебита при проведении тестирования эмульсионного состава типа - 3 % АФ<sub>9-6</sub>, 19 % растворитель промышленный РП, 0,2 % ПАА, 78 % сточная вода.

Отношение нефтепроницаемостей двухслойной пористой среды составило 6,74; при первичном вытеснение сточной водой парциальный дебит по жидкости "высокопроницаемой" трубки - 0,892 доли ед., при доизвлечении с оторочкой 10 % Vпор - 0,459 доли ед.; при первичном вытеснение сточной водой парциальный дебит по жидкости "низкопроницаемой" трубки – 0,108 доли ед.,

при доизвлечении с оторочкой 10 % Упор парциальный дебит по жидкости "низкопроницаемой" трубы составил 0,541 доли ед. Таким образом кратность увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубы составила 5,01 раз.

Получен прирост коэффициента вытеснения нефти до 14,53 %,

По результатам проведенных исследований на двухслойных моделях пласта сделан вывод об эффективности разработанных составов и возможности их применения с целью выравнивания профиля приемистости в промысловых условиях.

## ГЛАВА 4 – РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВЫХ КОМПОЗИЦИЙ

### 4.1 Описание технологий закачки разработанных эмульсионных составов и композиций

На основании проведенных исследований эмульсионных полимеров (гидролизованных высокомолекулярных полимеров, диспергированных в органическом растворителе) и их способности при закачке в пласт при контакте с пластовой водой образовывать высоковязкую систему (высоковязкую эмульсию), что приводит к снижению подвижности воды в водо - и нефтенасыщенных пропластках при сохранении подвижности нефти, разработана технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионного полимера (ТЭМП).

На основании проведенных исследований для проведения промысловых испытаний при разработке неоднородных заводненных терригенных коллекторов были обоснованно предложены рецептуры следующих составов:

Состав эмульсионно-полимерной системы:

- смесь РП (растворителя промышленного) - объемным содержанием в диапазоне от 85 % до 90 % и маслорастворимого НПАВ - объемным содержанием в диапазоне от 10 % до 15 %;
- полиакриламид (ПАА) – массовым содержанием в рабочем растворе в диапазоне от 0,1 % до 0,2 %;
- вода, используемая в системе ППД плотностью в пределах от 1000 до 1190 кг/м<sup>3</sup> (предпочтительнее использование воды с большей плотностью), из расчета от 2:1 до 3:1 к смеси РП+НПАВ НПАВ (соотношение вода-реагент может оперативно корректироваться в процессе закачки в указанном диапазоне).

Состав эмульсионной системы:

- эмульгатор «ТН-ЭИЭ» объемным содержанием в рабочем растворе в диапазоне от 20 % до 50 %;
- сточная (пластовая) вода, используемая в системе поддержания пластового давления, плотностью от 1070 до 1190 кг/м<sup>3</sup>.

Разработанная технология относится к технологиям избирательного комплексного воздействия, применяемая в ТП композиция в пластовых условиях работает как на увеличение коэффициента охвата, так и на увеличение коэффициента вытеснения. Предложены следующие варианты ТП:

Реализация ТП через нагнетательные скважины приёмистостью в пределах от 100 до 300 м<sup>3</sup>/сут при давлении, составляющим до 75 % от допустимого давления закачки может осуществляться по следующим вариантам:

- закачка эмульсионно-полимерной системы;
- закачка эмульсионно-полимерной системы → закачка эмульсионной системы.

Реализация ТП через нагнетательные скважины приёмистостью в пределах от 300 до 450 м<sup>3</sup>/сут при давлении, составляющим до 75 % от допустимого давления закачки может осуществляться по следующим вариантам:

закачка эмульсионной системы → закачка эмульсионно-полимерной системы → закачка эмульсионной системы.

В течении 2017-2021 годов по технологии ТЭМП проведены работы на 30 скважинах в пяти НГДУ ПАО «Татнефть»: «Азнакаевскнефть», НГДУ «Прикамнефть», НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Альметьевненефть» и НГДУ «Лениногорскнефть». Технологический процесс (ТП) осуществлялся согласно требованиям СТО ТН 222-2017 «Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионного полимера (ТЭМП)». Технология реализовывалась с применением стандартного (существующего) нефтепромыслового оборудования, обеспечивающего транспортировку, приготовление (перемешивание) и закачку рабочих жидкостей в скважину.

В процессе проведения испытаний отмечено значительное увеличение давления закачки и снижение удельной приемистости нагнетательных скважин,

указывающее на то, что в процессе закачки разработанных составов в пласте происходит постепенное увеличение фильтрационных сопротивлений в принимающем интервале и, как следствие, перераспределение фильтрационных потоков. Об этом свидетельствуют результаты определения профилей приемистости нагнетательных скважин до и после воздействий эмульсионно-полимерной системы и представленные на рисунке 16.

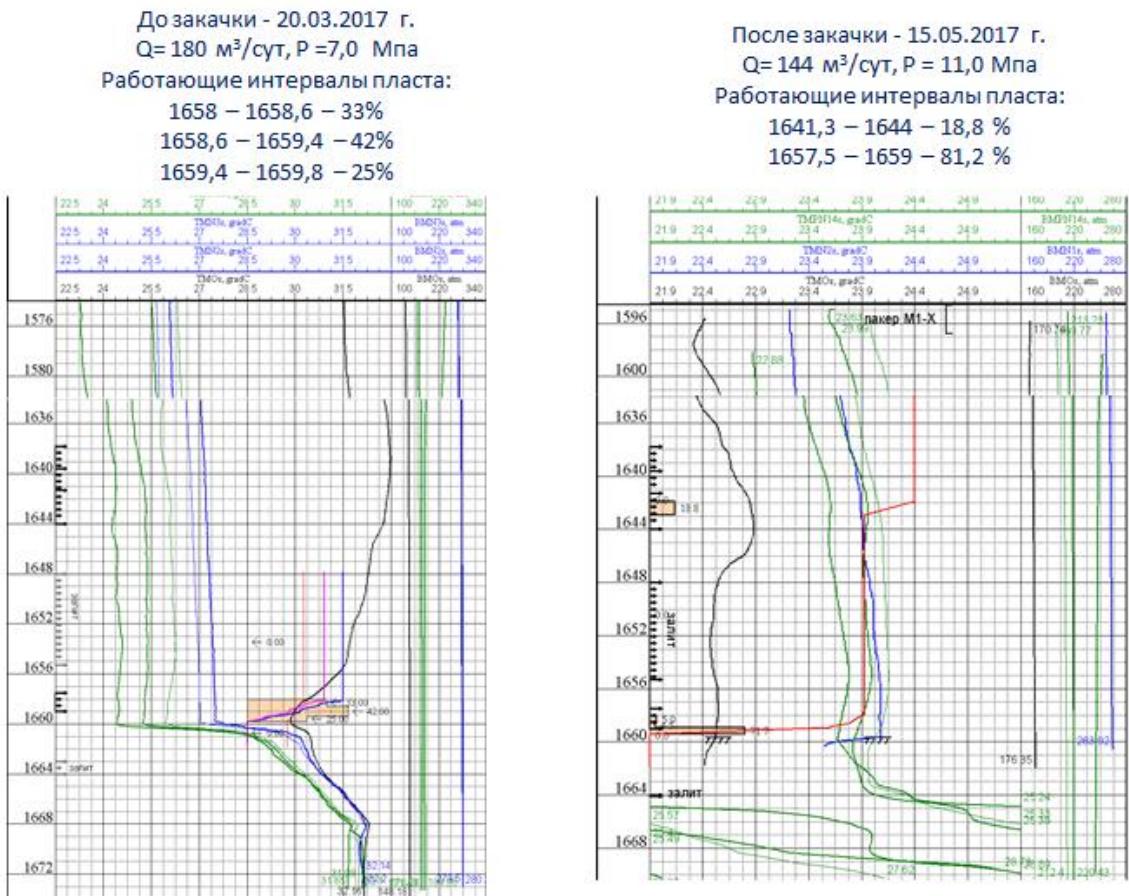


Рисунок 16 – Изменение профиля приемистости скважины результате применения технологии ТЭМП.

Эффект от применения технологии ТЭМП по участкам начинает проявляться через 2-3 месяца. После окончания работ наблюдается увеличение дебита по нефти и снижение обводненности добываемой продукции. Максимальное снижение обводненности добываемой продукции по реагирующим скважинам составило от 7,8 % до 34 %, а максимальное увеличение дебита нефти от 0,78 до 15 т/сут.

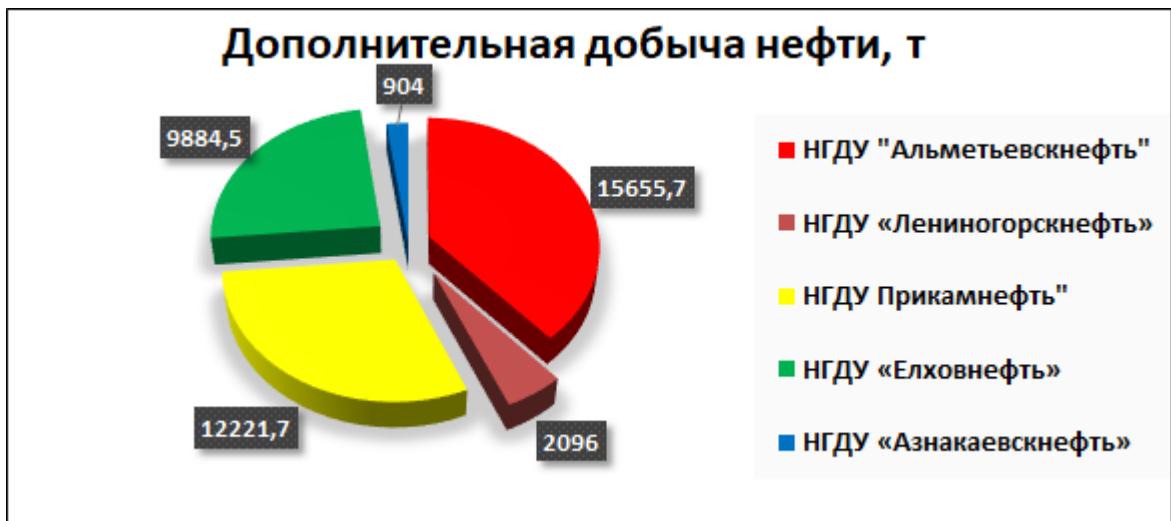


Рисунок 17 - Распределение дополнительной добычи нефти (т) по НГДУ в результате применения технологии ТЭМП.

Технология ТЭМП реализуется через нагнетательные скважины, разрабатывающие от 2 до 7 пропластков, с пористостью в диапазоне от 17 % до 24 %, абсолютной проницаемостью – от 0,13 до 1,7  $\text{мкм}^2$ , толщинами продуктивных пластов, вскрытых перфорацией – от 1,0 до 10 м.

Средняя стоимость реализации технологии составила 710 тыс. рублей на одно воздействие. Текущая технологическая эффективность на 01.06.2023 года в среднем составляет свыше 1500 тонн дополнительно добытой нефти на одну скважино-операцию, при продолжающемся эффекте и абсолютном увеличении среднего дебита нефти до 3,5 т/сутки.

Новизна технических решений, лежащих в основе разработанной технологии ТЭМП, защищена патентом на изобретение № 2778501 «Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта».

Новая разработка института «ТатНИПИнефть» - технология воздействия с применением комплексных эмульсионных систем (ТЭС), успешно прошедшая опытно-промышленные испытания и внедренная в производство.

Механизм действия технологии основан на применении двух композиций: гидрофобных эмульсионных систем (ТН-ЭИЭ) и высококонцентрированного неионогенного ПАВ в УВ-растворителе (РП/РУ + водомаслорастворимый НПАВ).

ТН-ЭИЭ создает в пластовых условиях эмульсию с высокой гидрофобной способностью, повышающую фильтрационные сопротивления обводненных

(наиболее проницаемых) интервалов пласта, что приводит к выравниванию профиля приемистости и, как следствие, увеличению охвата пласта заводнением. Введение в пласт углеводородной оторочки НПАВ, обладающей высокими нефте вытесняющими (нефтеотмывающими и нефтерастворяющими) свойствами, позволяет максимально эффективно воздействовать на капиллярно удерживаемую нефть, увеличивая коэффициент вытеснения. Последовательное применение двух композиций приводит к синергетическому эффекту: одновременно происходит увеличение как охвата пласта заводнением, так и коэффициента вытеснения нефти.

На основании проведенных лабораторных исследований для проведения промысловых работ при разработке неоднородных заводненных терригенных коллекторов были обоснованно предложены рецептуры следующих составов:

- 1) Двухкомпонентная эмульсионная система на основе эмульгатора ТН-ЭИЭ %;
- 2) Оторочка углеводородного раствора водо-или-маслорастворимого НПАВ. Объемная доля НПАВ от 4 % до 6 %;

Предложены три варианта реализации технологии:

а) в коллекторах, разрабатываемых нагнетательными скважинами с приемистостью в пределах от 60 до 100 м<sup>3</sup>/сут, ТП реализуется закачкой преимущественно только оторочки углеводородного раствора водорастворимого НПАВ. Объемная доля НПАВ от 4 % до 6 %;

б) в коллекторах, разрабатываемых нагнетательными скважинами с приемистостью в пределах от 100 до 250 м<sup>3</sup>/сут, при давлении, составляющим 75 % от допустимого давления закачки, ТП реализуется закачкой эмульсионной системы на основе эмульгатора ТН-ЭИЭ или его модификации и закачкой оторочки углеводородного раствора водорастворимого НПАВ. Объемная доля НПАВ от 4 % до 6 %.

в) в коллекторах, разрабатываемых нагнетательными скважинами с приемистостью в пределах от 250 до 350 м<sup>3</sup>/сут ТП реализуется последовательной закачкой двухкомпонентной эмульсионной системы на основе эмульгатора ТН-

ЭИЭ или его модификации и закачкой оторочки углеводородного раствора водомаслорасторимого НПАВ. Объемная доля НПАВ от 4 % до 6 %.

Закачка эмульсионной системы на основе эмульгатора ТН-ЭИЭ или его модификации и минерализованной воды реализуется со ступенчатым увеличением водосодержания в системе. При реализации ТП оторочки разделяются буфером - водой используемой для приготовления композиции в объеме не менее объема НКТ + 10 м<sup>3</sup>.

ТП реализуется с использованием сточной или пластовой воды, используемой в системе поддержания пластового давления плотностью 1060–1190 кг/м<sup>3</sup>. На рисунке 18 представлена схема обвязки оборудования при реализации технологии ТЭС.

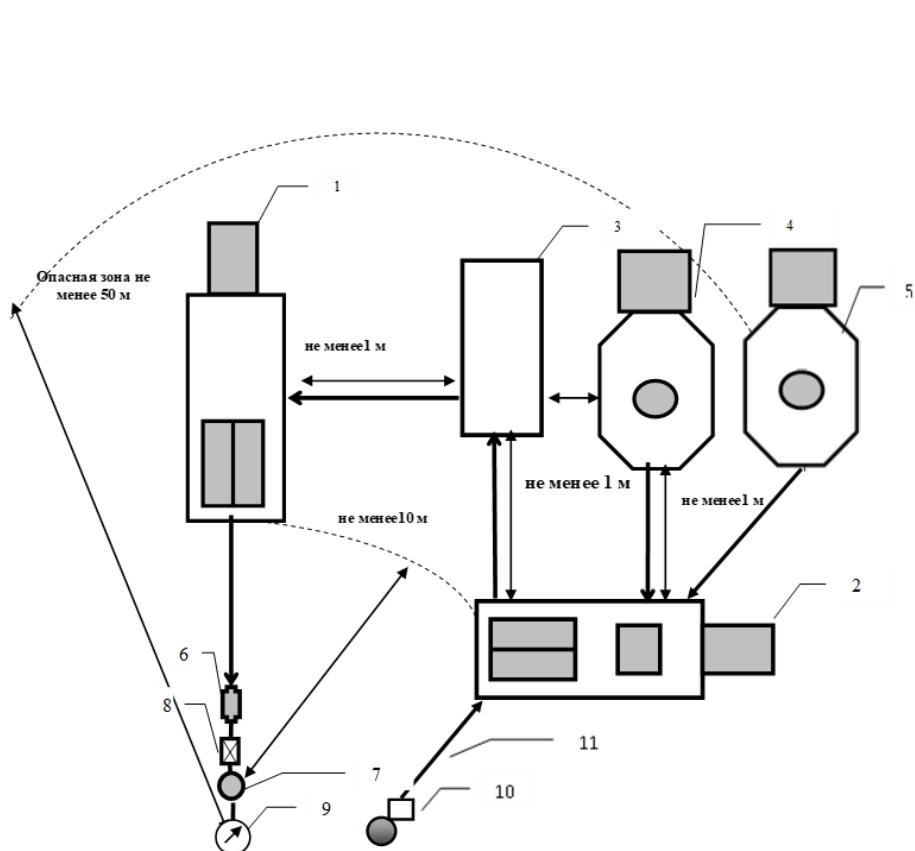


Рисунок 18 – Условная схема обвязки оборудования при реализации технологии ТЭС

Технологический процесс (ТП) реализуется с применением стандартного (существующего) нефтепромыслового оборудования, обеспечивающего транспортировку, приготовление (перемешивание) и закачку рабочих жидкостей в

скважину, в количестве достаточном для подвоза заданного объема закачиваемых составов и соблюдения режима технологического процесса (рисунок 19, таблица 4.1):

- насосные агрегаты типа АНЦ-320 или аналоги;
- автоцистерны типа АЦ-10, АЦН-10 или аналоги.

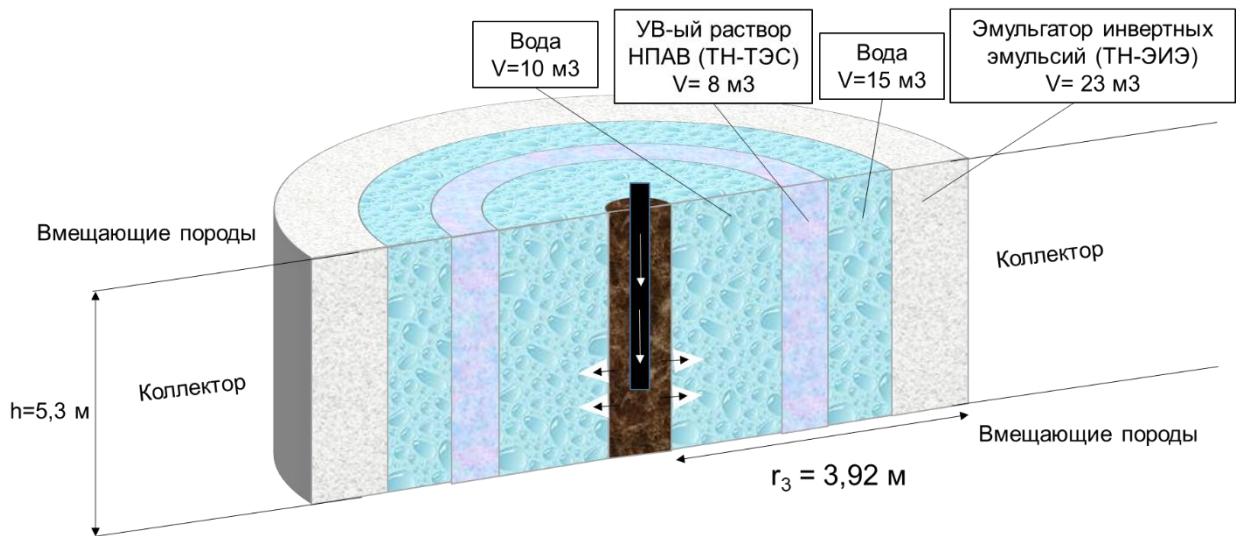


Рис. 19 – Визуализированная схема ТП закачки при реализации технологии ТЭС

Объем композиций и вариант реализации технологического процесса определяется исходя из конкретных геолого-физических условий объекта воздействия: пористости, проницаемости, приемистости скважины, вскрытой толщины пласта.

Для первого варианта реализации технологии объем оторочки раствора НПАВ в растворителе для скважин с приемистостью в пределах от 60 до 100 м<sup>3</sup>/сут составляет 1,5 - 2,5 м<sup>3</sup> на 1 метр вскрытого перфорацией нефтенасыщенного пласта, но не должен превышать 18 м<sup>3</sup>. Для второго и третьего вариантов ниже приведены объемы композиции в зависимости от приемистости нагнетательных скважин (таблица 4.1.)

Таблица 4.1 - Объемы композиции «ТЭС» в зависимости от приемистости нагнетательных скважин.

Приемистость скважин при давлении на водоводе, м <sup>3</sup> /сут	Объем композиции, м <sup>3</sup>	Объем эмульсионной системы, м <sup>3</sup>	Объем углеводородного раствора НПАВ, м <sup>3</sup>
100-250	25-40	≈18,5-30	≈ 6,5-10
250-350	30-70	≈ 22,5-55	≈ 7,5-15

Разработанная технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия (технология ТЭС) реализовалась при разработке нефтяных месторождений, представленных терригенными отложениями карбона - тульско-бобриковский горизонты и терригенного девона. Выполнены опытно-промышленные работы по применению технологии ТЭС на 5 нагнетательных скважинах ПАО «Татнефть» с 01.06.2023 по 30.06.2023 года.

1. Скважина № 497 НГДУ «Бавлынефть» (Бавлинское месторождение, залежь № 998, Бобриковско-радаевский горизонт).

На рисунке 20 представлен участок воздействия при реализации технологии на скважине № 497, на рисунке 21 показана динамика работы скв. 497 «БН» до и после проведения ОПР по технологии «ТЭС».

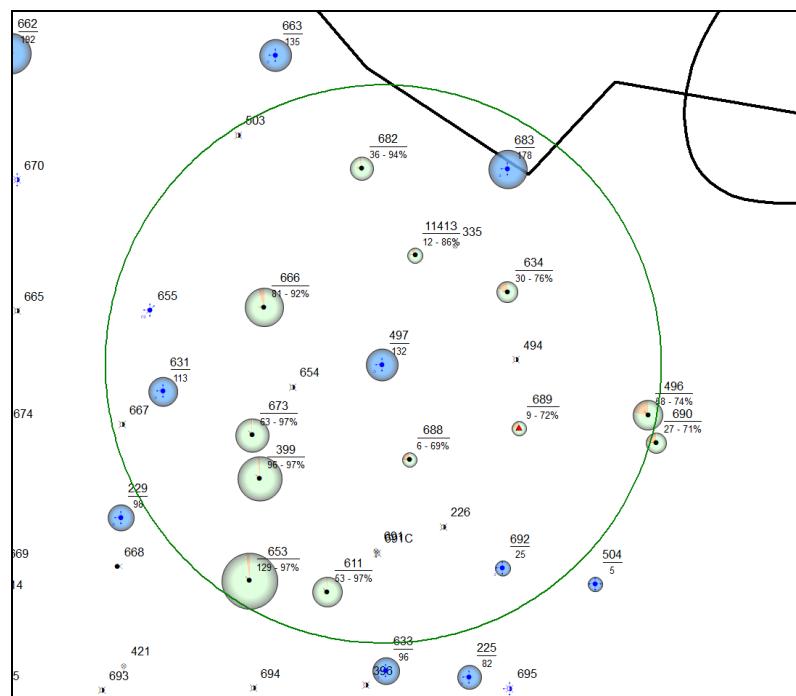


Рисунок 20 – Участок скважины № 497 НГДУ «БН»

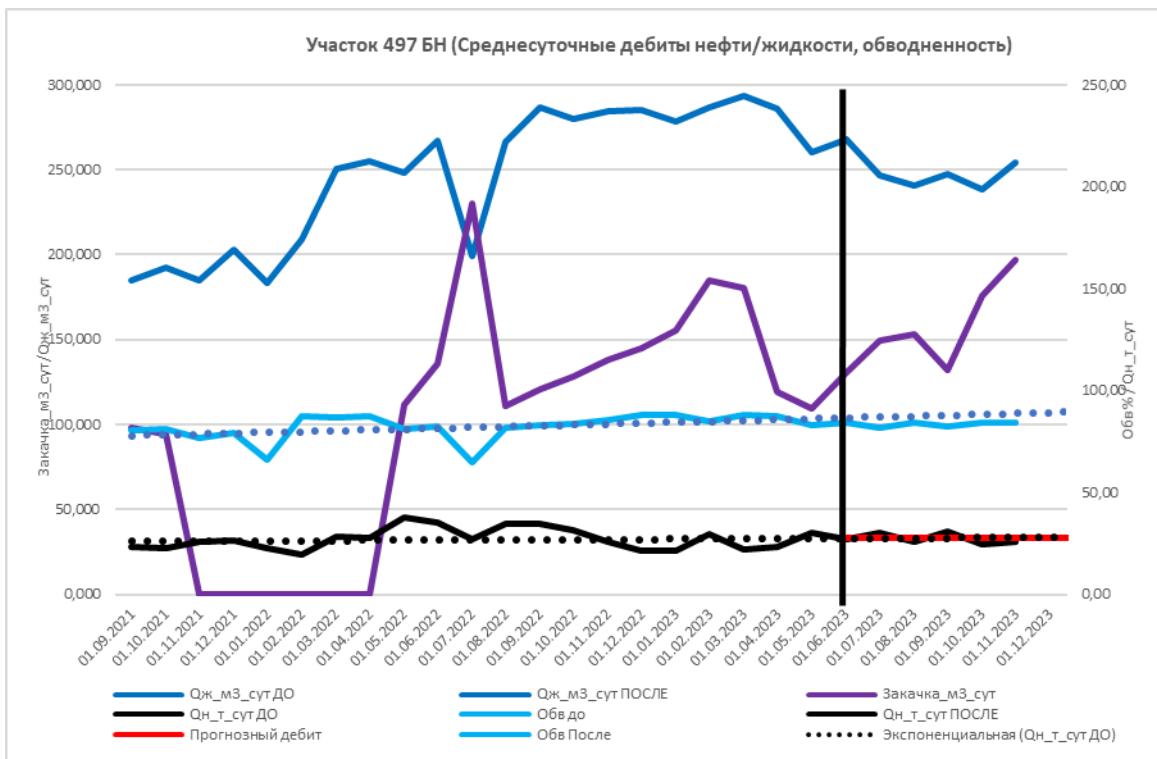


Рисунок 21 – Динамика работы скв. 497 «БН» до и после ОПР «ТЭС»

На рисунке 22 представлены профили приемистости по данным ГИС.

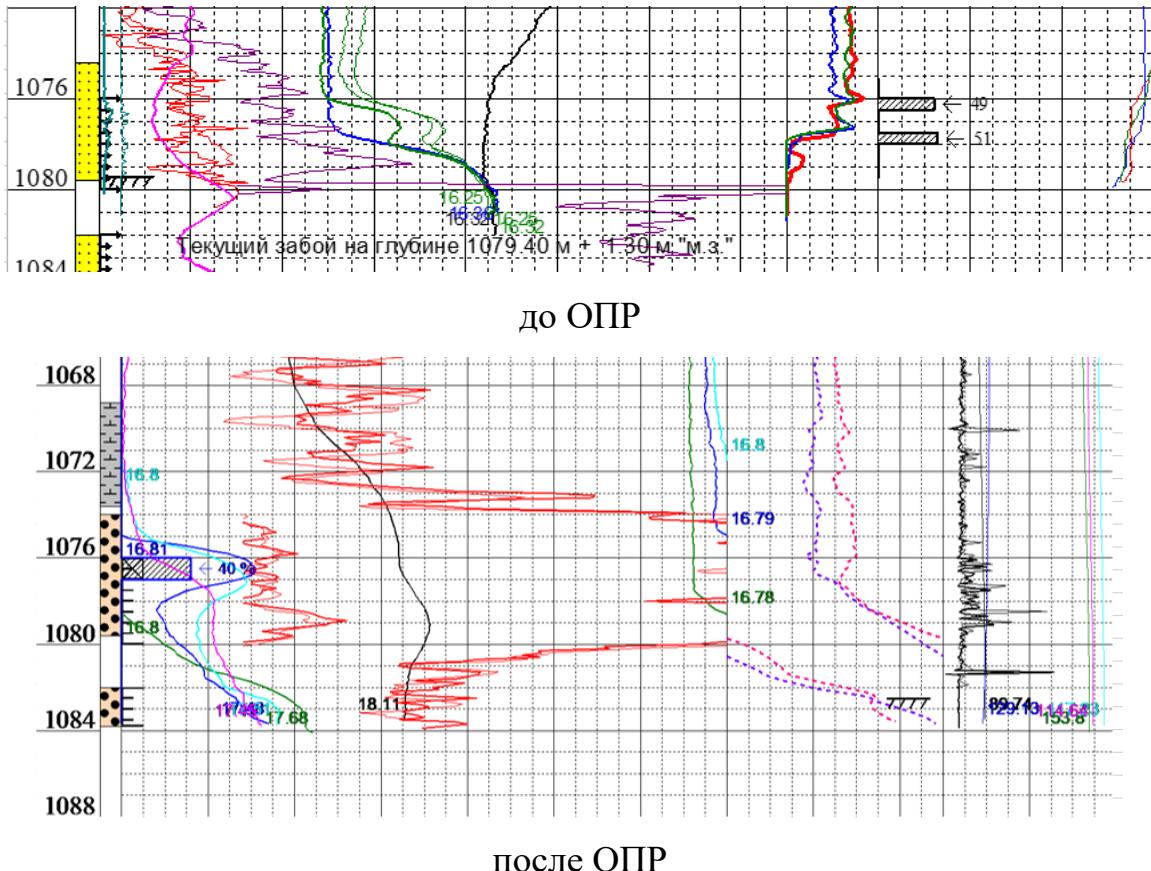


Рисунок 22 – Профиль приемистости по данным ГИС до и после ОПР «ТЭС»

2. Скважина № 2773 НГДУ «Азнакаевскнефть» (Ромашкинское месторождение, пашийский горизонт).

На рисунке 23 представлен участок воздействия при реализации технологии на скважине № 2773, на рисунке 24 показана динамика работы скважины № 2773 до и после проведения ОПР по технологии «ТЭС».

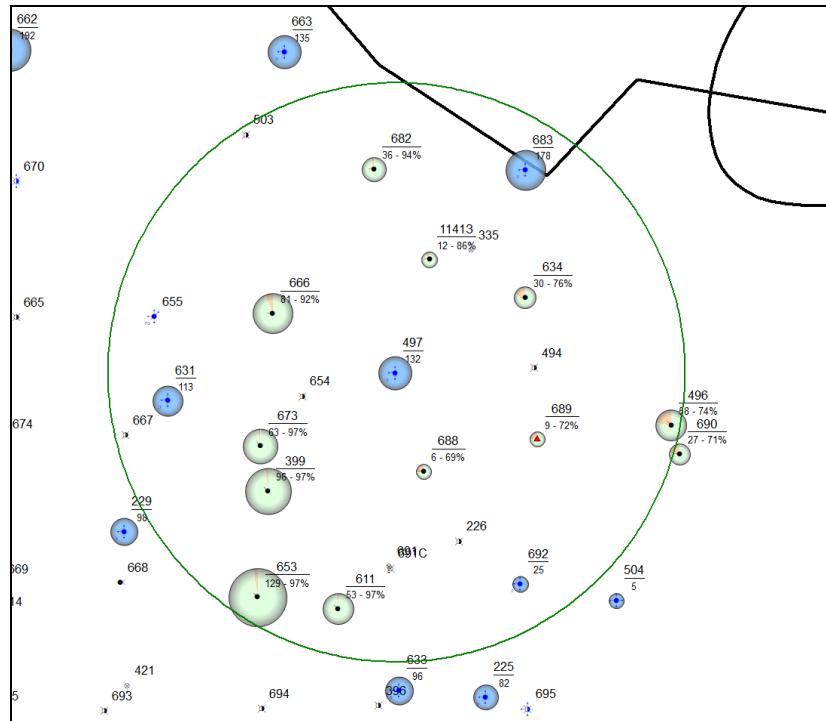


Рисунок 23 – Участок скважины № 2773 НГДУ «АзН»

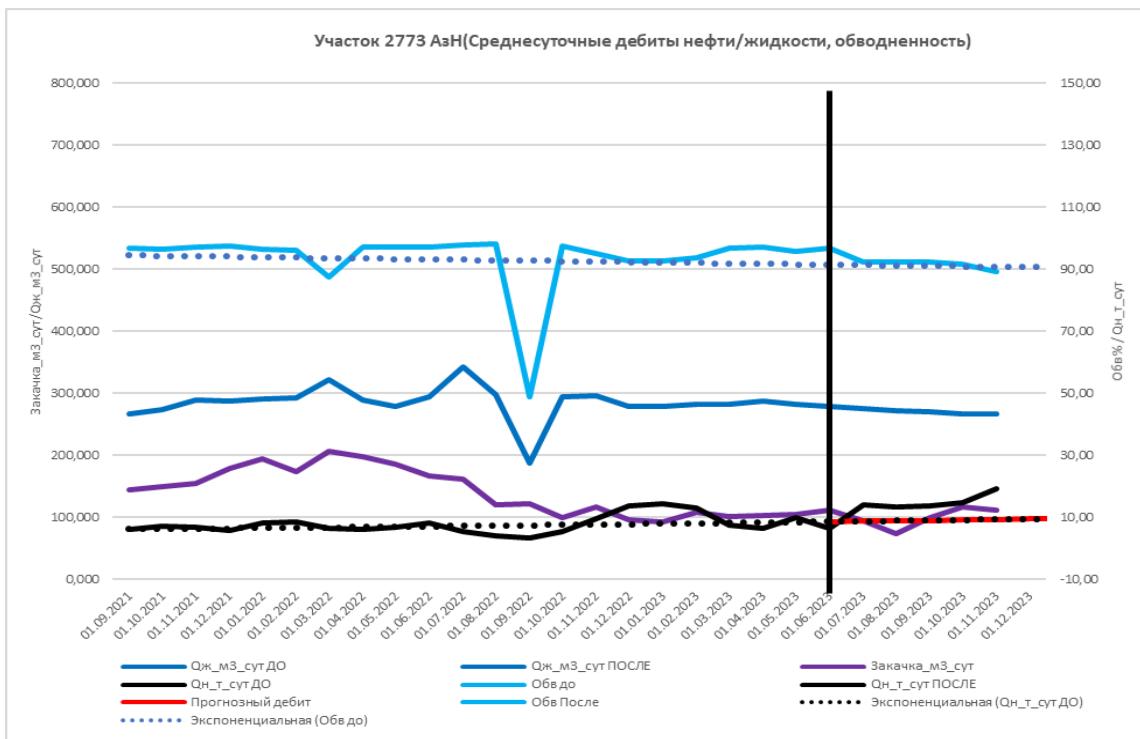


Рисунок 24 – Динамика работы скважины 2773 «АзН» до и после ОПР «ТЭС»

3. Скважина № 52 НГДУ «Джалильнефть» (Ромашкинское месторождение, залежь № 31, Бобриковско-радаевский горизонт).

На рисунке 25 представлен участок воздействия при реализации технологии на скважине № 52, на рисунке 26 показан динамика работы скважины № 52 до и после проведения ОПР по технологии «ТЭС».

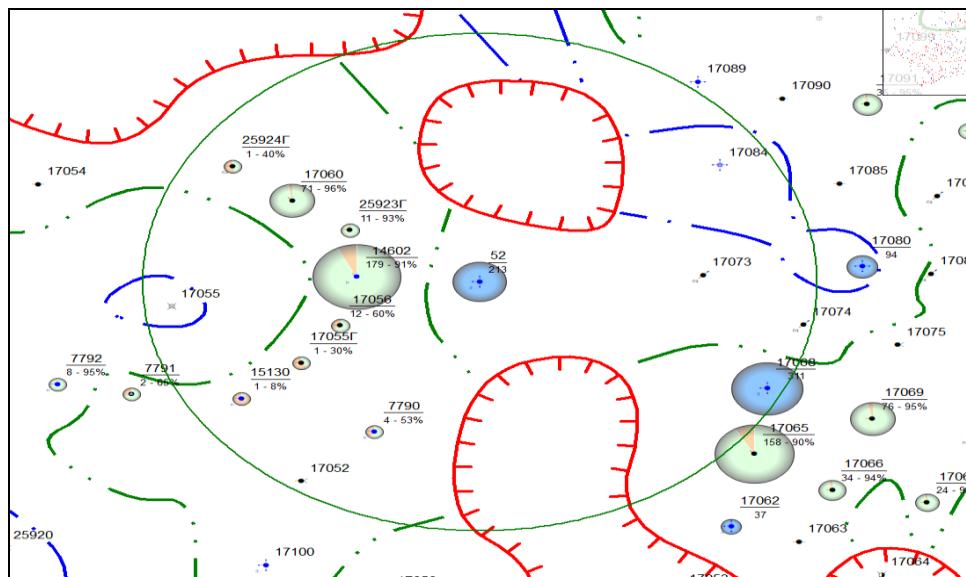


Рисунок 25 – Участок скважины № 52 «ДН»

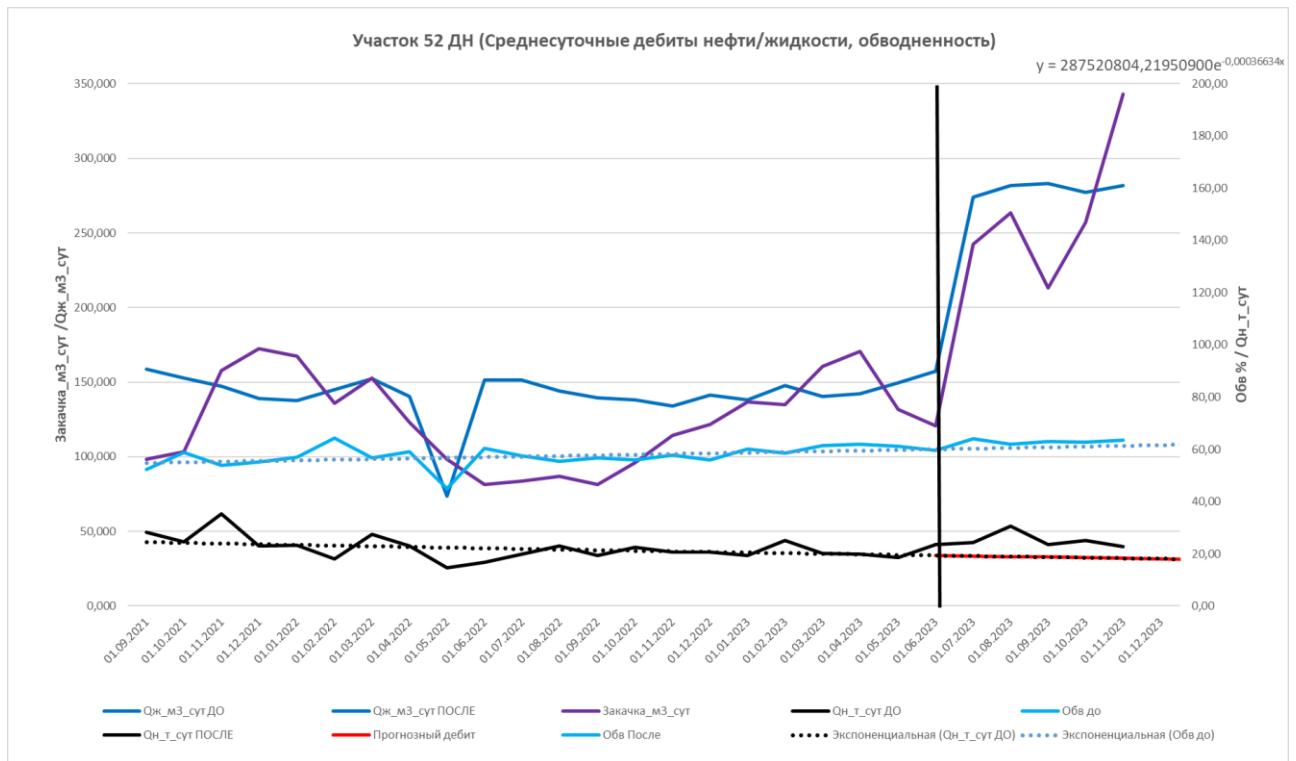


Рисунок 26 – Динамика работы скважины 52 «ДН» до и после ОПР «ТЭС»

4. Скважина №1449 НГДУ «Бавлынефть» (Бавлинское м-р, Крымсарайская пл., Бобр+рад гор).

На рисунке 27 представлен участок воздействия при реализации технологии на скважине № 1449, на рисунке 28 представлены профили приемистости по данным ГИС до и после проведения ОПР по технологии «ТЭС».

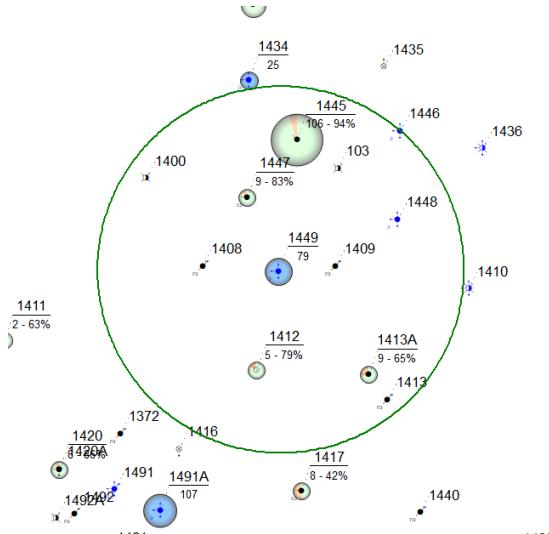
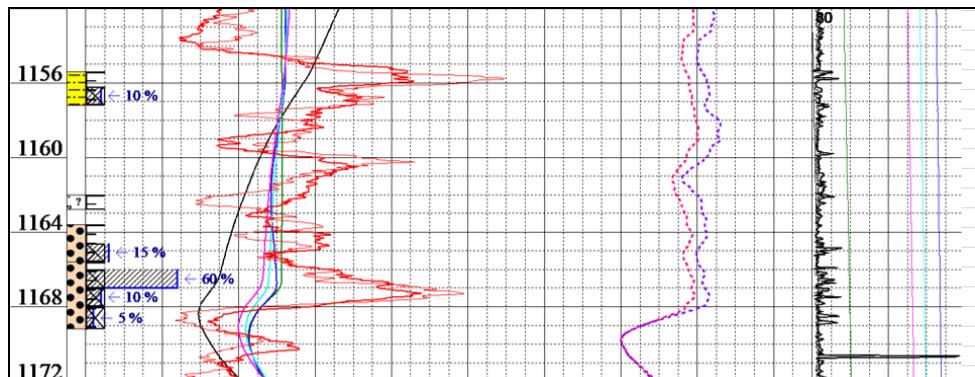
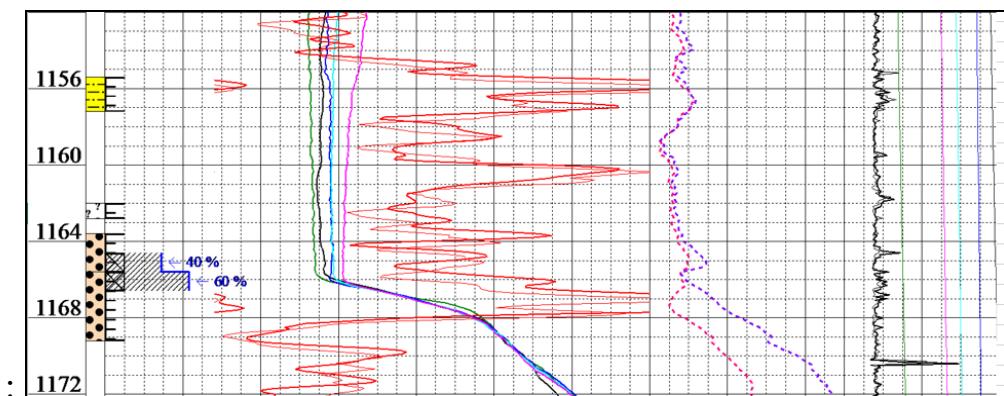


Рисунок 27 – Участок скважины № 1449 «БН»



до ОПР:



после ОПР

Рисунок 28 – Профиль приемистости по данным ГИС до и после ОПР «ТЭС»

5. Скважина №15407 НГДУ «Лениногорскнефть» (Ромашкинское месторождение, Залежь №1 Бобриковско-радаевский горизонт).

На рисунке 29 представлен участок воздействия при реализации технологии на скважине № 15407, на рисунке 30 показана динамика работы скважины №15407 до и после проведения ОПР по технологии «ТЭС».

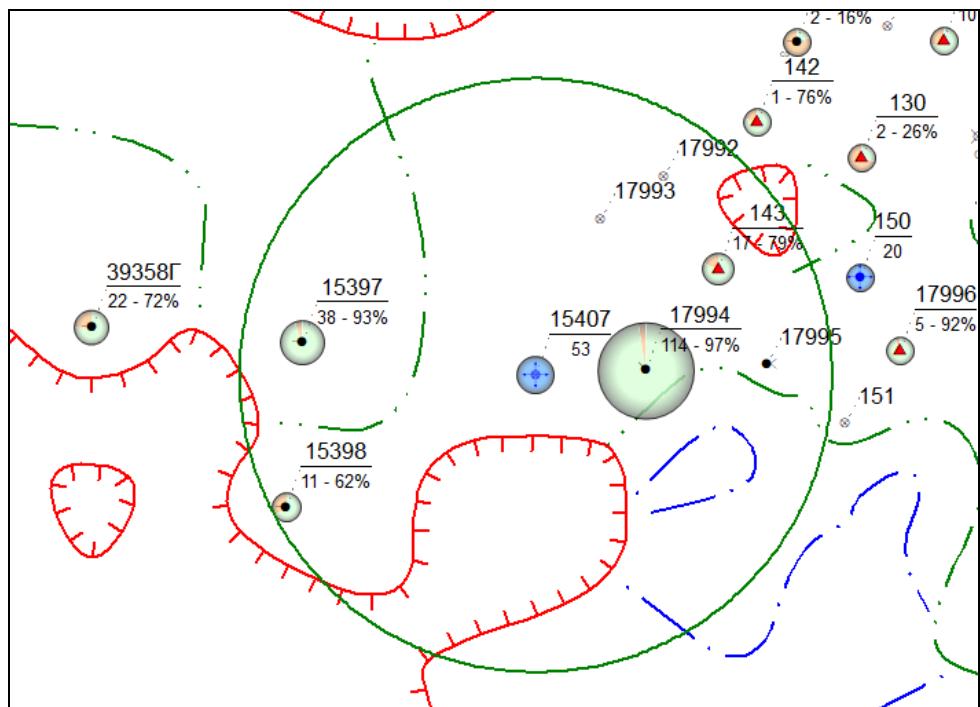
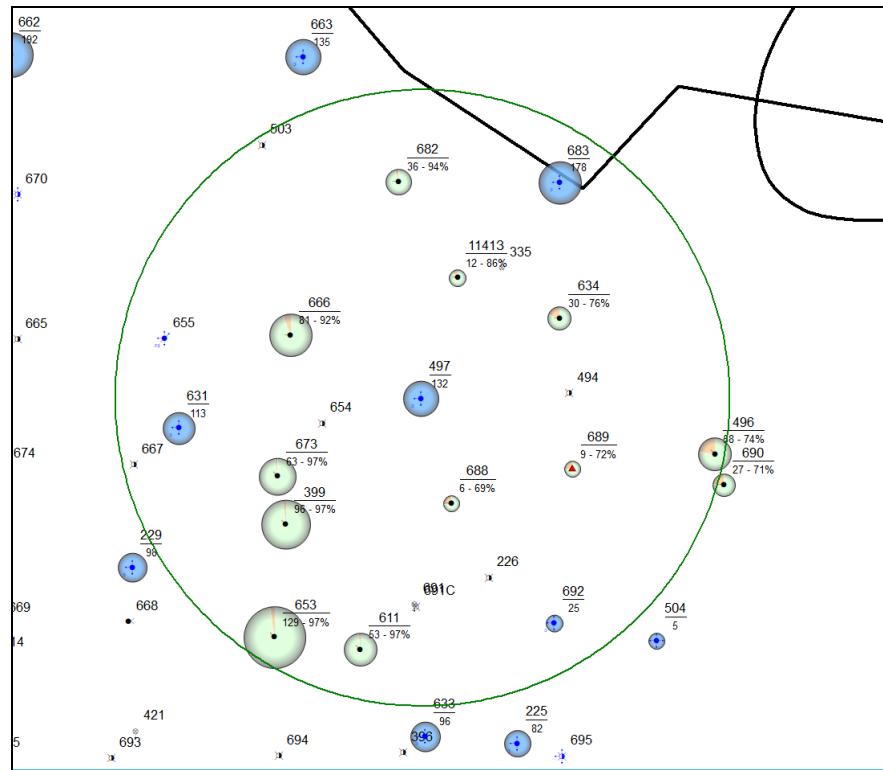


Рисунок 29 – Участок скважины № 15407 «ЛН»

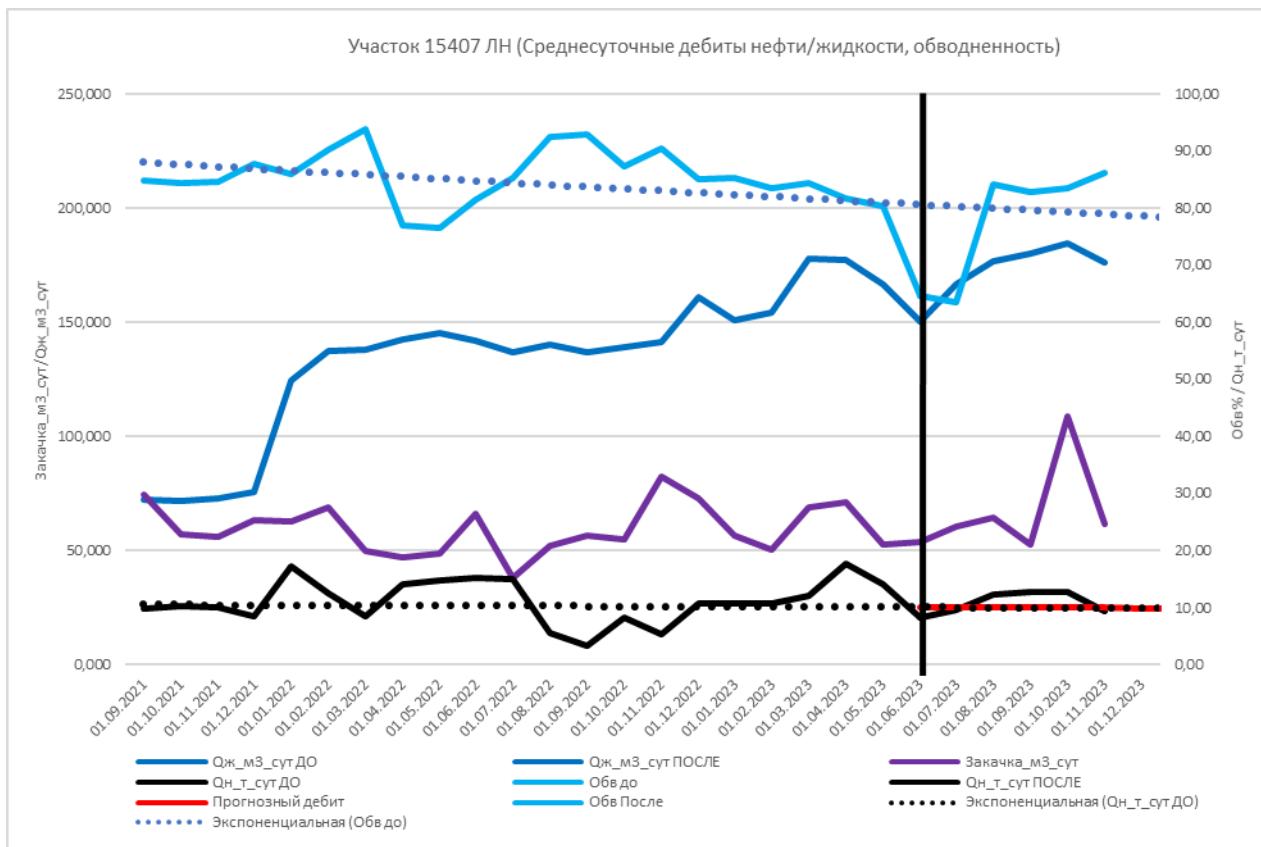
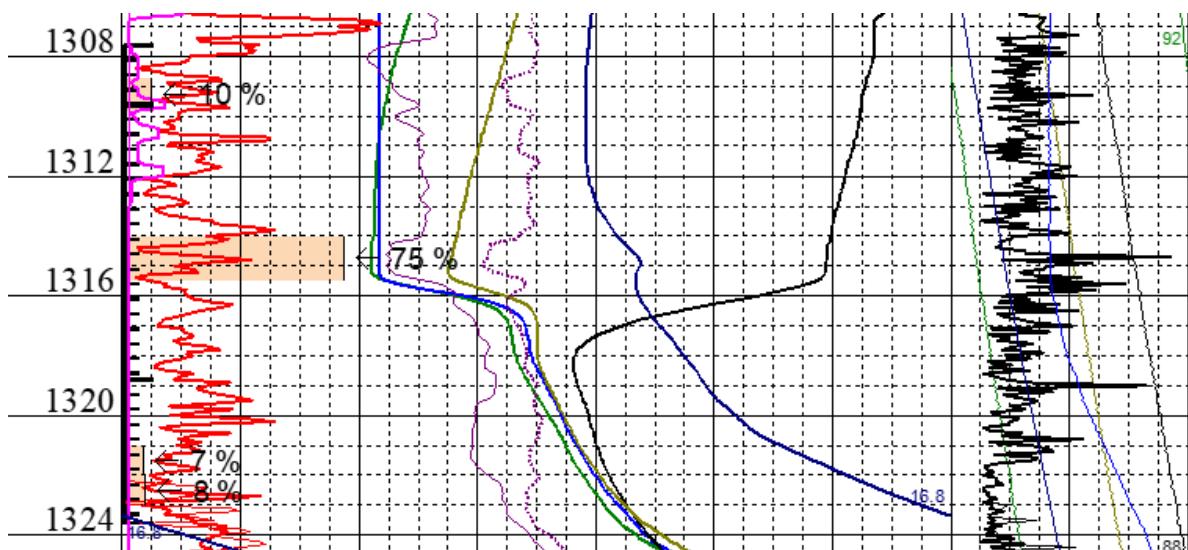


Рисунок 30 – Динамика работы скв. 15407 «ЛН» до и после ОПР «ТЭС»

На рисунке 31 представлены профили приемистости по данным ГИС.

до ОПР:



после ОПР:

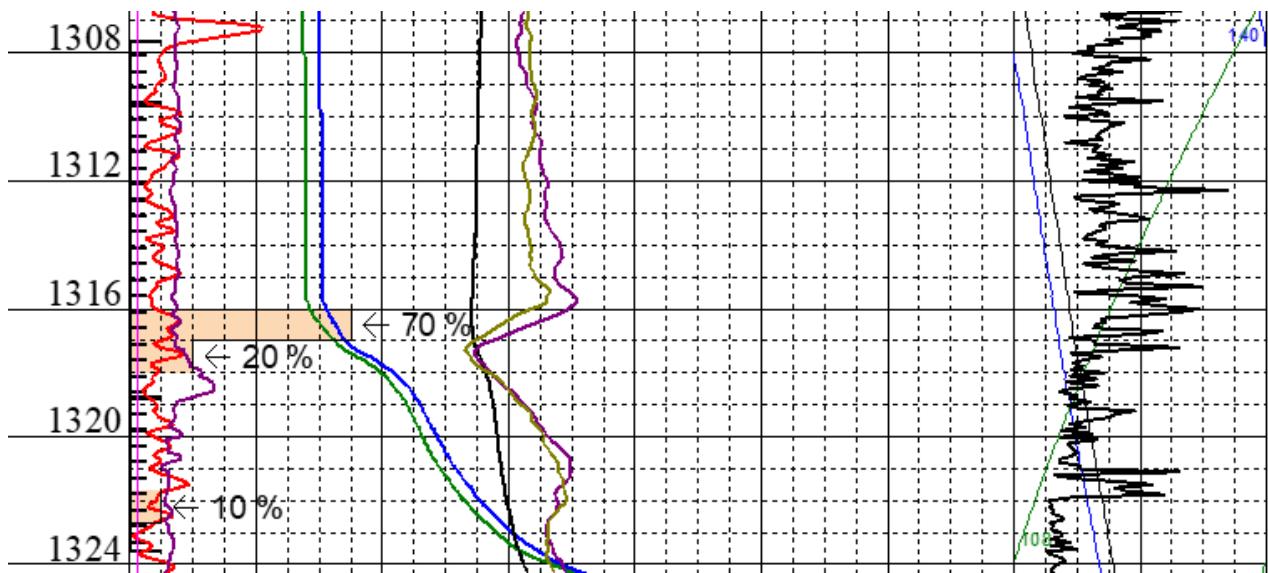


Рисунок 31 – Профиль приемистости по данным ГИС до и после ОПР  
«ТЭС»

Проведенные опытно-промышленные испытания показали высокую эффективность технологии. По результатам анализа эффективности проведенных ОПР достигнуты плановые значения эффектообразующих показателей:

- Дополнительная добыча нефти на участок воздействия составила 2,66 т/сут, фактический ИДД = 1,724 д. ед., ЧДД=28 043 тыс. руб.
- По всем скважинам наблюдается перераспределение профиля приемистости.

По результатам ОПР технология переведена в разряд промышленных технологий. При проведении ОПР наибольшая эффективность наблюдалась при применении технологии на залежах тульско-бобриковских отложений нижнего карбона. Новизна технических решений, лежащих в основе разработанной технологии ТЭС, защищена патентом на изобретение № 2748198 «Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта».

Разработанные технологии применяются для увеличения нефтеизвлечения из неоднородных пластов для участков с обводненностью от 40 до 95 % (ТЭС) и обводненностью более 95 % (ТЭМП). Технологии преимущественно

применяются при разработке нефтяных месторождений, находящихся на четвертой стадии, когда происходит интенсивное снижение добычи нефти.

Механизм действия двух дополнительных оторочек:

- углеводородная оторочка ПАВ, обладает высокими нефте вытесняющими (нефтеотмывающими и нефтерастворяющими) свойствами, которые позволяют максимально эффективно воздействовать на капиллярно удерживаемую нефть, увеличивая коэффициент вытеснения;

- оторочка эмульсионных полимеров (высокомолекулярных полимеров, диспергированных в органическом растворителе), которые при закачке в пласт при контакте с пластовой водой образовывают высоковязкую систему (высоковязкую эмульсию), что приводит к снижению подвижности воды в воде - и нефтенасыщенных пропластках при сохранении подвижности нефти непосредственно связано с изменением коэффициента вытеснения.

При введении в неоднородный пласт, для участка с обводненностью от 40 до 95 %, только оторочки эмульсионной системы, получаемой при разбавлении эмульгатора, состоящего из оксиэтилированного алкилфенола АФ9-6 и олеиновой кислоты в соотношении 2:1, а также бензолсодержащей фракции, пластовой водой коэффициент вытеснения плавно растет до значения 21-22%, дальше наблюдается снижение коэффициент вытеснения.

Введение дополнительной углеводородной оторочки ПАВ приводит к дополнительному приросту коэффициента вытеснения до 39,19 %, применение оторочки эмульсионных полимеров для участка с обводненностью более 95 % приводит к приросту коэффициента вытеснения до 18,68 %, что говорит об эффективности применения дополнительных оторочек.

#### 4.2 Результаты экономической оценки эффективности реализации технологических решений, направленных на увеличение нефтеотдачи

Выполнена экономическая оценка эффективности реализации двух технологических процессов, направленных на увеличение нефтеотдачи:

1. ТЭМП – технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионного полимера;
2. ТЭС – технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия.

Исходные данные для проведения оценки представлены сотрудниками отдела увеличения нефтеотдачи пластов. Дополнительная добыча нефти, ожидаемая от закачки химических композиций, приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Дополнительная добыча нефти от реализации технологий тыс. т

Наименование технологии	Годы проекта							ВСЕГО
	1	2	3	4	5	6	7	
Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионного полимера (ТЭМП)	9,216	23,794	38,387	47,848	48,426	50,248	51,203	269,122
Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия (ТЭС)	2,676	4,349	4,654	4,654	7,538	12,258	-	36,129

Текущие расходы, связанные с реализацией технологических решений, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Затраты на реализацию технологий тыс. руб.

Наименование технологии	Годы проекта							ВСЕГО
	1	2	3	4	5	6	7	
Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионного полимера (ТЭМП)	10 814	5 452	2 724	2 476	753	-	-	22 219
Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия (ТЭС)	4 256	-	-	-	5 140	14 642		24 039

Расходы, связанные с добычей нефти, определены на основании удельной величины условно-переменных расходов на добычу нефти – 81,79 руб./т. (№ 4839/ИсхСП(ТНД) от 27.07.2024 г.).

Цена нефти марки Urals принята на уровне 71,3 долл./бар., курс доллара – 90,1 руб./долл. согласно прогнозу экономического управления на 2024 год (№ 222120-ПрПред(002) от 26.09.2023г.).

Результаты экономической оценки в разрезе технологий приведены в таблице 4.4. Реализация обоих технологических решений экономически

эффективна. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) реализации технологии ТЭМП составит 1182 млн руб., технологии ТЭС – 154 млн руб.

Таблица 4.4 – ТЭП реализации технологий

№ пп	Показатели	Ед. изм.	Наименование технологии	
			ТЭМП	ТЭС
1	Проектный период	лет	7	6
2	Дополнительная добыча нефти	тыс. т	269	36
3	Дополнительная добыча жидкости	"	-	-
4	Выручка от реализации нефти	млн руб.	10 840	1 455
5	Производственная себестоимость, всего	"	8 759	1 197
	в том числе:			
	- Условно-переменные расходы, связанные с добывчей нефти	"	22	3
	- Расходы, связанные с реализацией технологии	"	22	24
	- НДПИ	"	8 715	1 170
6	Валовая прибыль	"	2 080	258
7	Налог на прибыль	"	416	52
8	Чистая прибыль	"	1 664	207
9	Чистый доход	"	1 664	207
10	Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	"	1 182	154
11	ИДДЗ	доли ед.	1,18	1,17

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен анализ результатов теоретических и экспериментальных исследований в области применения эмульсионно-полимерных и комплексных эмульсионных композиций для увеличения нефтеизвлечения. Определены перспективные реагенты и направления для создания технологических процессов выравнивания профиля приемистости и увеличения охвата пласта заводнением.

2. Разработаны эмульсионно-полимерные и комплексные эмульсионные композиции с применением дополнительной оторочки углеводородного раствора водо-или-маслорастворимого НПАВ.

3. Экспериментально с помощью лабораторных исследований подтверждено, что разработанные новые эмульсионные системы комплексного воздействия с применением дополнительной оторочки - углеводородного раствора неионогенного поверхностно-активного вещества – НПАВ после гидрофобной эмульсии приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти от 39,19 %, увеличивают прирост парциального дебита из низкопроницаемого пласта (модели) от 0,671 до 0,848 долей единиц, кратность увеличения парциального дебита менее проницаемой модели пласта после применения исследуемых эмульсий с дополнительной оторочкой составляет от 62,0 до 107 раз. Показана эффективность применения гидролизированных высокомолекулярных полимеров, диспергированных в смеси углеводородного растворителя, состоящего из смеси углеводородов предельного алифатического и ароматического рядов и поверхностно-активного вещества - алкилфенола с длиной углеродной цепи С-9 и степенью оксиэтилирования 6 для увеличения охвата неоднородных заводненных пластов (моделей).

4. Разработаны и испытаны в промысловых условиях технологические процессы увеличения нефтеизвлечения на основе новых реагентов:

- Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия» (технология ТЭС). СТО ТН 551–2020 (патент на изобретение РФ № Патент № 2748198 "Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта»").

- Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионного полимера (ТЭМП). СТО 222-2017 (патент на изобретение РФ № 2778501).

5. Промысловые испытания и промышленное внедрение этих технологий в условиях разработки терригенных коллекторов месторождений Татарстана показали высокую эффективность Реализация обоих технологических решений экономически эффективна. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) реализации технологии ТЭМП составит 1182 млн руб., технологии ТЭС – 154 млн руб.

Суммарная дополнительная добыча нефти от применения технологий ТЭМП и ТЭС на 01.08.2024 г. составляет 63 460 тонн. Суммарный экономический эффект в ценах 2024 года составил более 2588 млн. рублей от 52 скважинно-операций.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учеб. пособие для вузов / Р.Х. Муслимов. – Казань : Фэн, 2005. – 687 с.
2. Рузин, Л.М. Методы повышения нефтеотдачи (теория и практика) : учеб. пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 126 с.
3. Экспериментальные и промысловые испытания обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ / Д. Крянев, А. Петраков, Т. Рогова, А. Билинчук // Бурение и нефть. – 2006. – №7-8. – С. 8-11.
4. Разработка и испытание обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ для обработки нагнетательных скважин / Д.Ю. Крянев, А.М. Петраков, Т.С. Рогова, А.В. Билинчук // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 9. – С. 26-31.
5. Беляев, Ю.А. Получение устойчивых эмульсий из разнополярных несмешивающихся жидкостей для вытеснения нефти из пласта / Ю.А. Беляев, В.Н. Фомин, А.Г. Чукаев // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – № 2. – С. 53-58.
6. **Патент N 2062142 Российская Федерация, МПК B01F 17/34 (1995.01), B01F 17/40 (1995.01), B01F 17/42 (1995.01), C09K7/06.** Эмульгатор инвертных эмульсий : N 94008322/04 : заявлено 11.03.1994 : опубликовано 20.06.1996 ; заявитель и патентообладатель АО «Химеко – ГАНГ».
7. Лабораторные исследования возможности доизвлечения микроостаточной нефти после заводнения пластов XII горизонта Узенского месторождения / Л.А. Магадова, В.М. Зайцев, В.Б. Губанов, М.М. Кажабергенов // Нефть, газ и бизнес. – 2006. – №8. – С. 48-53.
8. **Патент N 2381250 Российская Федерация, МПК C09K 8/584 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01).** Состав, способ приготовления и применения инвертной микроэмulsionи для обработки нефтяных пластов : N 2008140128/03 : заявлено 10.10.2008 : опубликовано 10.02.2010 / Силин М.А., Гаевой Е.Г., Магадова Л.А. Рудь М.И., Заворотный В.Л., Губанов В.Б., Заворотный А.В., Елисеев Д.Ю., Мазуров В.А., Мухарский Д.Э. ; патентообладатель ЗАО «Химеко-ГАНГ».

**9. Патент N 2304711 Российская Федерация, МПК E21B 43/27 (2006.01), C09K 8/78 (2006.01).** Способ приготовления обратной нефtekислотной эмульсии для обработки призабойной зоны скважины : N 2006133849/03 : заявлено 22.09.2006 : опубликовано 20.08.2007 / Ибрагимов Н.Г., Валеев М.Х., Ханнанов Р.Г., Юсупов Б.Н. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

**10. Патент N 2304710 Российская Федерация, МПК E21B 43/27(2006.01).** Способ обработки призабойной зоны скважины : N 2006133343/03 : заявлено 19.09.2006 : опубликовано 20.08.2007 / Ибрагимов Н.Г., Валеев М.Х., Ханнанов Р.Г., Юсупов Б.Н. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

**11. Патент N 2359002 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/72 (2006.01).** Способ приготовления обратной эмульсии для технологий глушения и интенсификации нефтегазовых скважин : N 2007142132/03 : заявлено 14.11.2007 : опубликовано 20.06.2009 / Рогачев М.К., Румянцева Е.А., Стрижнев К.В., Акимов Н.И., Лысенко Т.М., Мардашов Д.В., Безменов М.В. ; патентообладатель ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет)».

12. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, А.Р. Мавлиев, К.В. Стрижнев // Нефтегазовое дело. – 2011. – №3. – С. 180-191.

**13. Патент N 2255215 Российская Федерация, МПК E21B 43/27.** Способ обработки призабойной зоны пласта : N 2004103749/03 : заявлено 09.02.2004 : опубликовано 27.06.2005 / Котов А.Н, Румянцева Е.А., Лысенко Т.М. ; патентообладатель Румянцева Елена Александровна.

**14. Патент N 2288358 Российская Федерация, МПК E21B 43/27(2006.01).** Способ обработки призабойной зоны пласта, сложенного карбонатными породами с трудноизвлекаемыми запасами нефти : N 2005100569/03 : заявлено 11.01.2005 : опубликовано 27.11.2006 / Тахаутдинов Р.Ш., Сафин А.Х., Шигапов И.Н. ; патентообладатель ОАО «Шешмаойл».

**15. Патент № 2236576 Российская Федерация, МПК E21 В 43/27.**

Гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного пласта : № 2003125803/03 : заявлено 25.08.2003 : опубликовано 20.09.2004 / Бекетов С.Б., Серов А.В., Косяк А.Ю. ; патентообладатель ЗАО «Газтехнология».

**16. Патент № 2268360 Российская Федерация, МПК E21B 43/27 (2006.01), E21B 43/18 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01).** Способ обработки призабойной зоны скважины : № 2005103431/03 : заявлено 10.02.2005 : опубликовано 20.01.2006 / Ибрагимов Н.Г., Шариков Г.Н., Кормишин Е.Г., Чупикова И.З., Торикова Л.И., Рыскина Н.З. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

17. Саэтгараев, Р.Х. Результаты промышленного внедрения кислотной эмульсии (РЭКвД) в НГДУ «Бавлынефть» / Р.Х. Саэтгараев, В.Б. Подавалов, А.Ф. Яртиев // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 2. – С. 135-137.

**18. Патент № 2619965 Российская Федерация, МПК E21B 43/27 (2006.01), E21B 43/26(2006.01), C09K 8/584(2006.01), C09K 8/72(2006.01).** Флюиды для обработки, содержащие слабоэмульгирующие поверхностно-активные вещества, и связанные способы : № 2015139498 : заявлено 11.04.2014 : опубликовано 22.05.2017 / СЮЙ Л. ; патентообладатель МУЛЬТИ-ЧЕМ ГРУП, ЛЛС.

**19. Патент № 2539484 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01).** Эмульсионный состав для ограничения водопритоков, выравнивания профиля приемистости и глушения скважин : № 2013130087/03 : заявлено 01.07.2013 : опубликовано 20.01.2015 / Саматов Р.Р., Вафин Р.Р., Симакова И.В., Латыпов Р.З., Халиуллина М.Р. ; патентообладатель ЗАО Опытный завод НЕФТЕХИМ.

**20. Патент № 2548266 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/584 (2006.01).** Способ извлечения тяжелой нефти из подземного месторождения : № 2012120054/03 : заявлено 15.10.2010 : опубликовано 20.04.2015 / Дель Гаудио Л., Пратези К.Р., Беллони А., Морони Й. ; патентообладатель Эни С.П.А.

21. Son, H.A. The potential applications on oil recovery with silica nanoparticle and polivinil alcohol stabilized emulsion / H.A. Son, K.Y. Yoon, G.J. Lee, J.W. Cho // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 126. – P. 152-161.
22. **Патент N 2379326 Российская Федерация, МПК C09K 8/584 (2006.01).**  
Гидрофобная эмульсия для обработки нефтяных пластов : N 2008132919/03 : заявлено 08.08.2008 : опубликовано 20.01.2010 / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г., Береговой А.Н., Андриянова О.М., Хисамов Р.С. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
23. **Патент N 2613975 Российская Федерация, МПК B01F 17/00 (2006.01), C09K 8/00(2006.01), C11D 1/04 (2006.01), C11D 3/43 (2006.01).** Эмульгатор инвертных эмульсий : N 2016116351 : заявлено 26.04.2016 : опубликовано 22.03.2017 / Сахабутдинов Р.З., Береговой А.Н., Рахимова Ш.Г., Андриянова О.М., Фадеев В.Г., Амерханов М.И., Нафиков А.А. ; патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
24. **Патент N 2748198 Российская Федерация, E21B 43/22 (2006.01), E21B 43/16 (2006.01), C09K 8/584 (2006.01).** Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта : N 2020132239 : заявлено 30.09.2020 : опубликовано 20.05.2021 / Зарипов А.Т., Береговой А.Н., Рахимова Ш.Г., Князева Н.А., Белов В.И ; патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
25. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин [и др.]. – М. : Недра, 1991. – 347 с.
26. Новые перспективы полимерного заводнения в России / С.А. Власов, Н.В. Краснопевцева, Я.М. Каган, А.Ф. Фомин, А.П. Рязанов // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 46-49.
27. Швецов, И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов: анализ и проектирование / И.А. Швецов, В.Н. Манырин. – Самара : Самар. ун-т, 2000. – 331, [4] с.
28. EOR weathers low oil prices / Production Editor G. Moritis // Oil & Gas Journal. – 2000. – № 12. – P. 39-61.

29. California steam EOR produces less; other EOR continues. Special Report enhanced oil recovery / Production Editor G. Moritis // Oil & Gas Journal. – 2002. – № 15. – Р. 43-47, 71-83.

30. Применение полимеров в добыче нефти / Г.И. Григорашенко, Ю.В. Зайцев, В.В. Кукин [и др.]. – М. : Недра, 1978. – 213 с.

31. Швецов, И.А. Пути совершенствования полимерного заводнения / И.А. Швецов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1989. – 37 с. – (Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений : обзор. информ. ; вып. 21 (41) / ВНИИОЭНГ).

32. Состояние и перспективы полимерного заводнения воздействия на пласт / И.А. Швецов, Г.Н. Бакаев, В. Кабо, В. Перунов, Ю. Соляков // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 4. – С. 37-41.

33. **Patent N 4925578 United States, Int. Cl. E21B 43/22.** Polymer-thickened aqueous solutions containing a mercaptobenzothiazole : N 225,994 : filed 29.07.1988 : published 15.05.1990 / Southwick, Jeffrey G. (Lexington, MA), Nelson; Richard C. (Houston, TX) ; assignee Shell Oil Company, Houston, Tex.

34. **Patent N 4957163 United States, Int. Cl. E21B 43/22.** Method of stabilizing polymer solutions in a subterranean formation : N 461,942 : filed 08.01.1990 : published 18.09.1990 / Ward, Mark B. (Missouri City, TX) ; assignee Texaco Inc., White Plains, N.Y.

35. К вопросу эффективности применения ПАВ и полимеров // Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии. Т. 1. / Н.И. Хисамутдинов, М.М. Хасанов, А.Г. Телин [и др.] ; Академия естественных наук России ; НК «ЮКОС» ; под ред. Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – Гл. 4.3. – С. 202-213.

36. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин [и др.]. – М. : Недра, 1991. – 347 с.

37. Манырин, В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении / В.Н. Манырин, И.А. Швецов. – Самара : Самар. Дом печати, 2002. – 391 с., [5] л.

38. Телин, А.Г. Повышение эффективности воздействия на пласт сшитыми полимерными системами за счет оптимизации их фильтрационных и реологических параметров / А.Г. Телин // Интервал. – 2002. – № 12. – С. 8-19.
39. Kulicke, W. Structure and swelling of some synthetic, semisynthetic, and biopolymer hydrogels / W. Kulicke, N. Nottelmann // Polymers in aqueous media. – 1989. – Vol. 223. – P. 15-44. – DOI: 10.1021/ba-1989-0223.ch002.
40. Allian, C. Gelation of semidilute polymer solutions by ion com-plexation: critical behavior of the rheological versus cross-link concentration / C. Allian, L. Salome // Macromolecules – 1990. – V. 23, № 4. – P. 981-987.
41. Permeability reduction by a xanthan/chromium (III) system in porous media / Shahab Hejri, F. Jousset, Don W. Green, C.S. McCool, G.P. Willhite // SPE Peservoir Engineering. –1993. – Vol. 8, Iss. 04. – P. 299-304.
42. Телин, А.Г. Сделать правильный выбор. О приоритетах при выборе химических методов увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений / А.Г. Телин // Вестник инженерного центра ЮКОС. – 2001. – № 1. – С. 5-8.
43. Швецов И.А. Новые технологии применения полимерных реагентов в добыче нефти / И.А. Швецов, В.Я. Кабо // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов : сб. докд. II науч.-производств. конф. – Самара : Лукойл-Волга, 1998. – С. 44-47.
44. **Патент N 2127359 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/22.** Способ получения добавки к закачиваемой в пласт воде : N 98110168/03 : заявлено 29.05.1998 : опубликовано 10.03.1999 / Каушанский, Д.А., Демьяновский В.Б. ; заявитель и патентообладатель Каушанский Давид Аронович.
45. Каушанский, Д.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с использованием реагента Темпоскрин / Д.А. Каушанский, В.Д. Демьяновский // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 4-5. – С. 7.
46. Каушанский, Д.А. Технология физико-химического воздействия на продуктивные пласты полимерно-гелевой системы Темпоскрин // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 7. – С. 28-31.

**47. Патент № 2215870 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22.** Состав для добычи нефти из неоднородного нефтяного пласта : № 2001120140/03 : заявлено 18.07.2001 : опубликовано 10.11.2003 / Глумов И.Ф., Слесарева В.В., Кубарев Н.П., Ибатуллин Р.Р., Уваров С.Г., Андриянова О.М., Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Кандаурова Г.Ф. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

**48. Патент № 2292450 Российская Федерация, МПК Е21В 43/22 (2006.01), С09К 8/88 (2006.01).** Состав добычи нефти : № 2005124863/03 : заявлено 04.08.2005 : опубликовано 27.01.2007 / Хисамов Р.С., Ханнанов Р.Г., Файзуллин И.Н., Уваров С.Г., Гаффаров Ш.К., Варламова Е.И., Рахматуллина М.Н., Ганеева З.М. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

49. Опытно-промышленные работы по испытанию технологии модифицированного полимерного заводнения капсулированными полимерными системами / Р.С. Хисамов, Н.П. Кубарев, М.Н. Рахматуллина, Е.И. Варламова, О.М. Андриянова // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 112-114.

50. Новые технологии увеличения охвата пластов заводнением / Р.Р. Ибатуллин, М.Р. Хисаметдинов, Ш.К. Гаффаров, Ш.Г. Рахимова, Р.С. Хисамов, А.И. Фролов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С. 46-48.

51. Гамзатов, С.М. Эффективные технологии производства биополимеров в промысловых условиях и воздействия ими на пласты / С.М. Гамзатов, С.А. Власов, В.Д. Булавин // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 1. – С. 45-46.

52. Результаты воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений Башкортостана композициями на основе продуктов биосинтеза / Ю.В. Лукьянов, Ю.М. Симаев, В.В. Кондров, С.А. Курмакаева, А.А. Рамазанова, К.Г. Русских // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 52-54.

53. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров / С.А. Власов, Н.В. Краснопевцева, Я.М. Каган, А.М.Полищук // Нефтяное хозяйство – 2002. – № 7. – С. 104-109.

**54. Патент № 2285785 Российская Федерация, МПК Е21В 33/138 (2006.01), С09К 8/90 (2006.01).** Способ регулирования профиля приемистости

нагнетательной скважины и способ ограничения водопритока в добывающей скважине : N 2005104912/03 : заявлено 22.02.2005 : опубликовано 20.10.2006 / Ибатуллин Р.Р., Уваров С.Г., Хисаметдинов М.Р., Глумов И.Ф., Слесарева В.В., Рахимова Ш.Г., Хисамов Р.С. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

**55. Патент N 2347897 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/90 (2006.01).** Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и ограничения водопритока в добывающей скважине : N 2007122581 : заявлено 15.06.2007 : опубликовано 27.02.2009 / Ибатуллин Р.Р., Хисамов Р.С., Хисаметдинов М.Р., Ганеева З.М., Абросимова Н.Н., Яхина О.А. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

56. Биополимеры – полисахариды для увеличения нефтеотдачи пластов / Р.Р. Ибатуллин, И.Ф. Глумов, М.Р. Хисаметдинов, С.Г. Уваров // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 46-47.

57. Елизарова, Т.Ю. Анализ применения ксантановых полисахаридов для увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Татнефть» / Т.Ю. Елизарова, М.Р. Хисаметдинов, М.Н. Рахматулина // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. добыче 3-х млрд. тонны нефти в РТ, Казань 4-6 сент. 2007 г. – Казань : Фэн, 2007. – С. 239-242.

**58. Патент N 2346151 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/514 (2006.01).** Способ регулирования разработки нефтяных месторождений (варианты) : N 2007122564/03 : заявлено 15.06.2007 : опубликовано 10.02.2009 / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г., Золотухина В.С., Береговой А.Н., Хисамов Р.С. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

59. Применение композиций на основе полисахаридов растительного происхождения для увеличения охвата пластов заводнением / А.Н. Береговой,

М.И. Амерханов, Ш.Г. Рахимова, В.С. Золотухина // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 3. – С. 86-88.

60. Результаты промышленного применения модифицированных эфиров целлюлозы для увеличения нефтеотдачи пластов / Р.З. Ризванов, Н.Н. Кубарева, З.М. Ганеева, Ш.Г. Рахимова, Т.Ю. Елизарова // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2008. – С. 205-210.

**61. Патент N 2143551 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/22, 33/138.**

Состав для повышения нефтеотдачи : N 97121318/03 : заявлено 05.12.1997 : опубликовано 27.12.1999 / Селимов Ф.А., Телин А.Г., Овсюков А.В., Фахретдинов Р.Н., Хайретдинов Н.Ш., Кононова Т.Г., Исмагилова Т.А. ; патентообладатель Научно-исследовательский институт «Нефтеотдача».

62. Результаты щелочного заводнения на месторождениях Пермской области / В.Г. Михневич, Е.П. Гудков, И.Р. Юшков, Ю.А. Дулепов, Ю.А. Ельцов, А.Т. Горбунов, Л.Н. Бученков // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 6. – С. 26-29.

63. Кисаев, В.В. Адсорбция и потеря реагента при щелочном заводнении / В.В. Кисаев // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1983. – № 9. – С. 5-6.

**64. Патент N 2382185 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/90 (2006.01).** Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающей скважинах (варианты) : N 2009107789/03 : заявлено 04.03.2009 : опубликовано 20.02.2010 / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Береговой А.Н., Золотухина В.С., Латыпов Р.Р., Рахимова Ш.Г., Хисамов Р.С. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

**65. Патент N 2346151 Российская Федерация, E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/514 (2006.01).** Способ регулирования разработки нефтяных месторождений (варианты) : N 2007122564/03 : заявлено 15.06.2007 : опубликовано 10.02.2009 / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г., Золотухина В.С., Береговой А.Н., Хисамов Р.С ; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

**66. Патент N 2722488 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/68 (2006.01).** Способ разработки неоднородного по проницаемости заводненного нефтяного пласта : N 2019138042 : заявлено 26.11.2019 :

опубликовано 01.06.2020 / Береговой А.Н., Рахимова Ш.Г., Князева Н.А., Белов В.И. ; патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

67. Предварительные результаты применения нового эмульгатора инвертных эмульсий с целью увеличения степени нефтеизвлечения месторождений ПАО «Татнефть» / М.И. Амерханов, А.А. Нафиков, Ант. Н. Береговой, Ш.Г. Рахимова, Н.А. Медведева, В.И. Белов, А.Р. Разумов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2017. – Вып. 85. – С. 211-216.

68. Результаты применения технологий увеличения нефтеизвлечения в зависимости от геолого-физических условий на примере технологий ГСЭ-М, ВПСК / Ант. Н. Береговой, Э.П. Васильев, С.Г. Уваров, О.И. Афанасьева, В.И. Белов, А.Р. Разумов, А.Ф. Яртиев // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2017. – Вып. 85. – С. 238-248.

69. Новые способы реализации технологии применения гидрофобных (инвертных) эмульсионных систем с целью увеличения нефтеотдачи месторождений ПАО «Татнефть» / А.А. Нафиков, А.Т. Зарипов, Ант.Н. Береговой, Н.А. Князева, В.И. Белов, А.Р. Разумов, О.И. Афанасьева // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2018. – Вып. 86. – С. 188-193.

70. Разработка и результаты применения эмульсионных технологий увеличения нефтеотдачи в ПАО «Татнефть» / А.Т. Зарипов, Ант.Н. Береговой, Н.А. Князева, Ш.Г. Рахимова, В.И. Белов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 40-43.

71. Разработка и опыт применения эмульсионных технологий увеличения нефтеизвлечения в ПАО «Татнефть» / А.Т. Зарипов, Ант.Н. Береговой, Н.А. Князева, Ш.Г. Рахимова, О.И. Афанасьева, В.И. Белов, А.Р. Разумов // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 2-3 сент. 2020 г. – Казань : Ихлас, 2020. – С. 375-377.

72. Результаты применения технологии увеличения нефтеотдачи на основе эмульсионных полимеров на месторождениях ПАО «Татнефть» / Ант.Н. Береговой, Н.А. Князева, В.И. Белов, А.Р. Разумов, О.И. Афанасьева // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2020. – Вып. 88. – С. 103-108.

73. Применение эмульсионных систем комплексного воздействия для увеличения коэффициента извлечения нефти на объектах ПАО «Татнефть» / В.И. Белов, А.Т. Зарипов, Ант.Н. Береговой, Н.А. Князева, А.Р. Разумов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 9. – С. 38-42.

**74. Патент N 2778501 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), E21B 43/16 (2006.01), C09K 8/584 (2006.01).** Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта : N 2022102755 : заявлено 04.02.2022 : опубликовано 22.08.2022 / Береговой А.Н., Князева Н.А., Афанасьева О.И., Белов В.И., Разумов А.Р. ; патентообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

**75. Патент N 2748198 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), E21B 43/16 (2006.01), C09K 8/584 (2006.01).** Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта : N 2020132239 : заявлено 30.09.2020 : опубликовано 20.05.2021 / Зарипов А.Т., Береговой А.Н., Князева Н.А., Рахимова Ш.Г., Белов В.И. ; патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

76. Инструкция по лабораторному тестированию фильтрационных и нефте вытесняющих свойств реагентов на естественных кернах и двухслойных разнопроницаемых трубчатых моделях пласта : РД 153-39.0-539-07 : вводится с 29.11.2007 г. / И.Ф. Глумов, С.Г. Уваров, В.С. Золотухина, О.И. Афанасьева ; «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2007. – 19 с.

77. Саэтгараев, Р.Х. Результаты промышленного внедрения кислотной эмульсии (РЭКвД) в НГДУ «Бавлынефть» / Р.Х. Саэтгараев, В.Б. Подавалов, А.Ф. Яртиев // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 2. – С. 135-137.

78. Сахраи Эгбаль. Разработка составов и сравнительная оценка тампонирующих свойств обратных эмульсий для повышения нефтеотдачи : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17: 02.00.11 / Сахраи Эгбаль ; РГУ нефти и

газа им. И.М. Губкина ; науч. рук. д-р техн. наук, проф. О.П. Лыков ; канд. техн. наук. В.Б. Губанов. – М., 2005. – 24 с.

79. Фунг, В.Х. Выбор эмульсии для проведения обработок призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр / В.Х. Фунг, Г.А. Шамаев // Нефтяное хозяйство – 2008. – №8. – С.88-89.

80. Результаты опытно-промышленных работ по испытанию композиционных составов на основе эмульгаторов обратных эмульсий (технология ГЭС-М) / М.И. Амерханов, А.Н. Береговой, Ш.Г. Рахимова, О.М. Андриянова, О.И. Афанасьева // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2008. – С. 163-167.

81. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» / Р.А. Гималетдинов, В.В. Сидоренко, Р.Н. Фахретдинов, О.А. Бобылев, Г.Х. Якименко, Р.Л. Павлишин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №. 5. – С. 78-83.

82. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений : теория, методы, практика = Enhanced oil recovery at late stage of oil field development / Р.Р. Ибатуллин, Н Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М. : Недра : Недра-Бизнесцентр, 2004. – 292 с.

83. Ахметов, А.Т. Новое свойство эмульсий, играющее основную роль в потокоотклоняющих технологиях и технологиях глушения скважин / А.Т. Ахметов // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефей и природных битумов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. добыче 3-х млрд. тонны нефти в РТ, Казань 4-6 сент. 2007 г. – Казань : Фэн, 2007. – С. 69-74.