

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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Альметьевск- 2024

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО "Татнефть" им. В. Д. Шашина.

**Научный руководитель**

доктор технических наук  
**Зарипов Азат Тимерьянович**

**Официальные оппоненты:**

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

**Хижняк Григорий Петрович**  
доктор технических наук, доцент  
ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», профессор кафедры нефтегазовых технологий

**Ведущая организация:**

**Общество с ограниченной ответственностью «Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи»**

Защита состоится 12 декабря 2024 г. в 15:30 часов на заседании диссертационного совета 72.1.021.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти [www.tatnipi.ru](http://www.tatnipi.ru).

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук



Кабирова Алесия Хатиповна

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

Применение эмульсионных систем в процессах нефтедобычи известно с пятидесятих годов 20-века. Впервые они были применены в США при вскрытии продуктивных коллекторов бурением, глушении скважин и гидроразрыве пластов. Для приготовления эмульсионных систем в США предложен ряд специальных эмульгаторов. К ним относятся смеси оксаминов с олеиновой кислотой, оксамиды, производные оксазола, сложные четвертичные аммониевые соли, амиды жирных кислот, технический лецитин, соли и эфиры таллового масла, ангидросорбит-моноолеат и др.

В СССР применение эмульсионных систем в нефтяной промышленности нашей страны началось с конца 60-х годов. Однако, до конца прошлого века, основное применение они находили в процессах бурения и ремонта скважин, а также при гидроразрыве пласта.

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

Эмульсионные технологии – это один из немногих физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов, отличающихся высокой степенью избирательности воздействия.

Недостатком большинства обратных водонефтяных эмульсий, является невысокая агрегативная и термическая стабильность 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 нефтяного пласта в условиях заводнения, направленных на выравнивание профиля приемистости, а значит и увеличение нефтеизвлечения, что является сегодня весьма актуальной научно-технической и прикладной задачей в нефтедобывающей отрасли.

### **Степень разработанности темы**

Проблемами разработки теоретических и прикладных аспектов применения методов увеличения нефтеотдачи пластов 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, R. Seright, L. Lake, R. S. Lane, K. Spildo, A. Skauge, P. L. J. Zitha, R. D. Sydansk, K. S. Sorbie, B. R. Reddy, V. Bai, M. Wei и многие другие исследователи, ими были предложены ряд эмульгаторов, которые имеют достаточно высокую нефтевытесняющую способность.

К недостаткам ранее разработанных эмульсионных составов можно отнести: многокомпонентность системы, высокие значения вязкости приготовленной на поверхности исходной эмульсии, невысокая стойкость исходной эмульсии к "разбавлению" водой, поэтому для создания протяженного экрана в пласте была необходима закачка большеобъемных оторочек.

Специалисты ПАО «Татнефть» и института «ТатНИПИнефть» - И.Ф. Глумов, Г.А. Орлов, М.Х. Мусабилов, 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 диссертационной работы** - повышение нефтеизвлечения из неоднородных терригенных отложений применением эмульсионных и эмульсионно-полимерных систем комплексного воздействия.

### **Основные задачи**

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 эмульсионных систем комплексного воздействия, повышающих фильтрационные сопротивления обводненных (наиболее проницаемых) интервалов пласта, максимально эффективно воздействующих на капиллярно удерживаемую нефть, что ведет к выравниванию профиля приемистости, увеличению охвата пластов заводнением, увеличению коэффициента вытеснения и, как следствие, нефтеизвлечения в целом.

3. Изучение закономерностей изменения фильтрационных и нефтевытесняющих параметров разработанных эмульсионных составов.

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

### **Научная новизна диссертационной работы**

1. Установлено, что при разбавлении эмульгатора, состоящего из оксиэтилированного алкилфенола АФ9-6 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 эмульсии 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) с 0,008 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 нефтевытесняющими (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 образуют высоковязкую систему (высоковязкую

эмульсию), приводит к снижению подвижности воды в водо - и нефтенасыщенных пропластках при сохранении подвижности нефти.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

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

2. Созданы 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.

### **Методология и методы исследования**

Поставленные в работе задачи решались путем проведения экспериментальных физико-химических, реологических исследований, обоснования оптимальных составов эмульсионных систем и дополнительных

оторочек, тестирования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств разработанных эмульсионных составов комплексного воздействия в различных геолого-физических условиях.

При выполнении опытно-промысловых работ проводился входной контроль вязкостных характеристик разработанных эмульсионных систем.

### **Основные защищаемые положения**

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

2. Разработанные эмульсионные составы, которые обеспечивают увеличение нефтеизвлечения из неоднородных заводненных пластов.

3. Критерии применения 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 как к выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин, так и увеличению коэффициента вытеснения нефти.

5. Совместное применение эмульсионных полимеров и закачка эмульсионного состава 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.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки), а именно пунктам:

1. Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных

углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода.

### **Степень достоверности и апробация работы**

Достоверность полученных результатов обеспечивается выбором оптимальных рецептур и параметров, объемом проведенных экспериментов, сопоставлением теоретических и практических результатов.

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», посвященной 95-летию Гаделя Галяутдиновича 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 с целью выравнивания 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.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н., А.Т. Зарипову; д.т.н., профессору Р.З. Сахабутдинову; д.т.н.,



профессору В.М. Валовскому; д.т.н., профессору А.В. Насыбуллину.; д.т.н., И.М. Бакирову; д.т.н., В.М. Хусаинову; д.т.н., доценту И.Н. Хакимзянову; к.т.н., А.Н. Береговому; к.т.н., С.Г. Уварову; к.х.н., Н.А. Князевой.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** содержится общая характеристика работы, обоснована её актуальность, указаны цели диссертационной работы, научная новизна и практическая значимость.

**В первой главе** приводится обзор химических методов, направленных на увеличение нефтеотдачи заводненных пластов.

Обзор отечественной и зарубежной научно-технической и патентной литературы показал следующее:

1. 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 пласты и увеличения коэффициента вытеснения является развитие методов, основанных на использовании эмульсионных технологий.

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

3. На основе анализа литературных и патентных источников, выявленных перспективных направлений исследований сформулированы цель и основные задачи исследований данной диссертационной работы.

**Во второй главе** представлены результаты исследований реологических свойств новых эмульсионных составов, тестирования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств разработанных эмульсионных составов комплексного воздействия в различных геолого-физических условиях.

Целью исследований являлось расширение области эффективного применения эмульсионных систем (увеличения потенциального фонда скважин за счет возможности применения на скважинах с низкопроницаемыми пластами и низкой приемистостью) с применением дополнительных оторочек, а также достижения комплексного воздействия на

пласт с целью увеличения нефтеизвлечения устойчивыми эмульсиями с широким спектром структурно-реологических и технологических свойств при минимизации компонентного состава исходных реагентов с учетом их доступности при промышленной реализации технологии.

С целью разработки технологии увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионных систем комплексного воздействия были проведены исследования по получению эмульсий с эмульгатором ТН–ЭИЭ, состоящего из оксиэтилированного алкилфенола АФ9-6 и олеиновой кислоты в соотношении 2:1, а также бензолсодержащей фракции и модифицированным эмульгатором ТН–ЭИЭ (М), где в качестве растворителя использовали смесь растворителя РП (РУ) и Альметьевского дистиллята в соотношении 1/1. В лабораторных условиях были проведены исследования на устойчивость (стабильность) эмульсий, приготовленных при смешении эмульгаторов ТН–ЭИЭ и модифицированного эмульгатора ТН–ЭИЭ (М).

Сделан 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.

При исследовании реологических свойств различных высоковязких эмульсий, полученных при разбавлении эмульгатора ТН – ЭИЭ пластовой водой тульско–бобриковского горизонта и проверки стабильности полученных систем в условиях, приближенных к пластовым установлено, что при разбавлении эмульсионных составов, вязкости эмульсий с одним и тем же содержанием воды выше, чем при получении эмульсий из эмульгатора и воды; при увеличении концентрации эмульгатора с 2,5 % до 10 % об., агрегативная устойчивость эмульсии монотонно увеличивается до критического водосодержания 95 %.

Проведено исследование фильтрационных и нефтевытесняющих свойств эмульсионных систем на естественных кернах и на двухслойных моделях пласта при применении эмульгатора ТН–ЭИЭ и дополнительной оторочки.

Проведено четыре серии опытов:

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

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

б) 2 эмульсия на основе эмульгатора и сточной воды с минерализацией  $180 \text{ г/дм}^3$  в соотношении 1:2 в количестве 10 % от  $V_{\text{пор}}$  двухслойных пористых сред. При этом получено увеличение парциального дебита более низкопроницаемой трубки 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 оторочка 5 % раствора НПАВ в толуоле в количестве 10 % от  $V_{\text{пор}}$  двухслойных пористых сред. В результате парциальный дебит более низкопроницаемой трубки 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 два состава эмульсии и оторочка 5 % раствора НПАВ в растворителе промышленном в количестве 10 % от  $V_{\text{пор}}$  двухслойных пористых сред. Парциальный дебит более низкопроницаемой трубки увеличился с 0,012 до 0,780, т.е. в 65,0 раз. Прирост коэффициента вытеснения составил 39,19 %.

- В четвертой серии опытов после закачки эмульсионных составов закачали оторочку 5 % раствора ПАВ в растворителе углеводородном. Парциальный дебит более низкопроницаемой трубки увеличился с 0,008 до 0,856, т.е. в 107 раз. Прирост коэффициента вытеснения составил 37,81 %, рисунок 1.

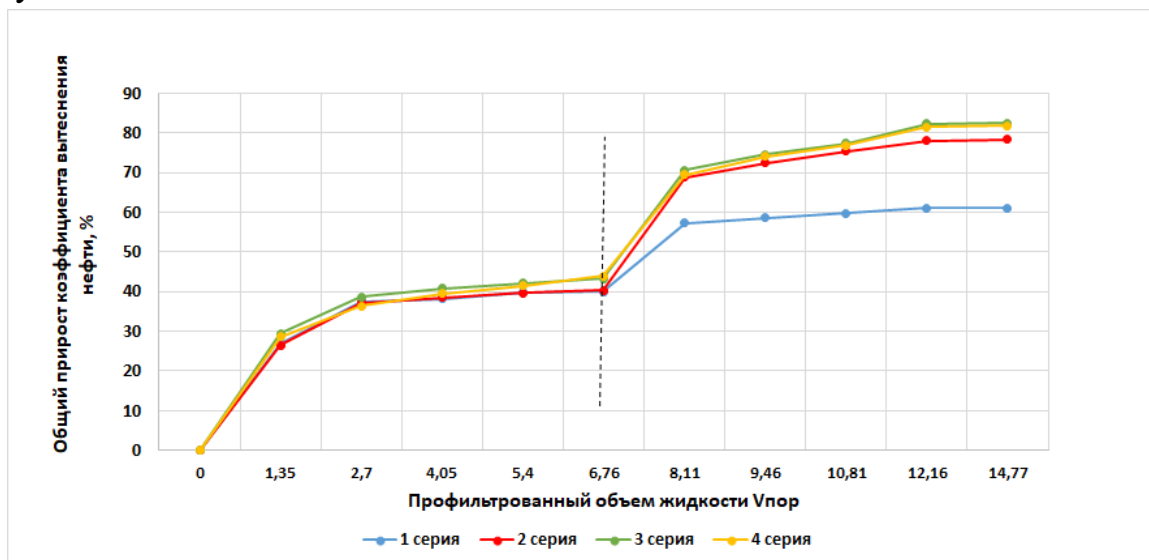


Рисунок 1 - Прирост коэффициента вытеснения при применении эмульгатора и дополнительной оторочки

Таким образом, анализируя результаты 4-х серий экспериментов на насыпных двухслойных неоднородных по проницаемости пористых средах,

можно сделать вывод о высокой эффективности дополнительной оторочки в виде углеводородного раствора ПАВ в различных типах растворителя. Максимальный прирост коэффициента вытеснения составил 39,19 %, относительно применения только эмульсии, что также важно, достигнут 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 последовательно применения двух композиций составила от 62,0 до 107 раз.

В результате проведенных исследований доказана эффективность эмульсионных систем с применением дополнительных оторочек, а также достижения комплексного воздействия на пласт с целью увеличения нефтеизвлечения устойчивыми обратными эмульсиями с широким спектром структурно-реологических и технологических свойств при минимизации компонентного состава исходных реагентов с учетом их доступности при промышленной реализации технологии.

**Третья глава посвящена** разработке (получению) 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 с водой (при неизбежном разбавлении в пластовых условиях пластовыми и закачиваемыми водами).

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

При высоком содержании растворителя и полимера в эмульсионной системе при разбавлении водой 1:1 до 1:4 наблюдается увеличение динамической вязкости при скорости сдвига  $5,4 \text{ с}^{-1}$ , 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  $5,4 \text{ с}^{-1}$ .

Изучена стабильность разработанных составов во времени. В результате исследований (способность образовать устойчивые во времени эмульсии с полимером, их динамическая вязкость, подбор состава композиции) сделан вывод, 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</sub>-6;
- 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.

Были изучены фильтрационные и нефтевытесняющие свойства составов на основе эмульсионных полимеров на образцах естественного керна. По результатам лабораторного тестирования эмульсионных составов на естественных кернах, сделан вывод о том, что разработанные композиции эффективны для применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения.

По результатам экспериментов основной безразмерный показатель эффективности при тестировании композиций увеличения нефтеизвлечения на естественных кернах – остаточный фактор сопротивления достигает максимального значения 13,023 - 16,08.

Изучены фильтрационные и водоизолирующие свойства составов на основе эмульсионных полимеров на двухслойных моделях пласта.

Для изготовления лабораторных насыпных моделей пористых сред использовались стальные трубки 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 2.



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

Рисунок 2 - Схема модели пласта

Проведены 4 серии фильтрационных исследований на двухслойных моделях пласта. На Рисунках 3,4 приведено изменение парциального дебита при проведении экспериментов на двухслойных моделях пласта.

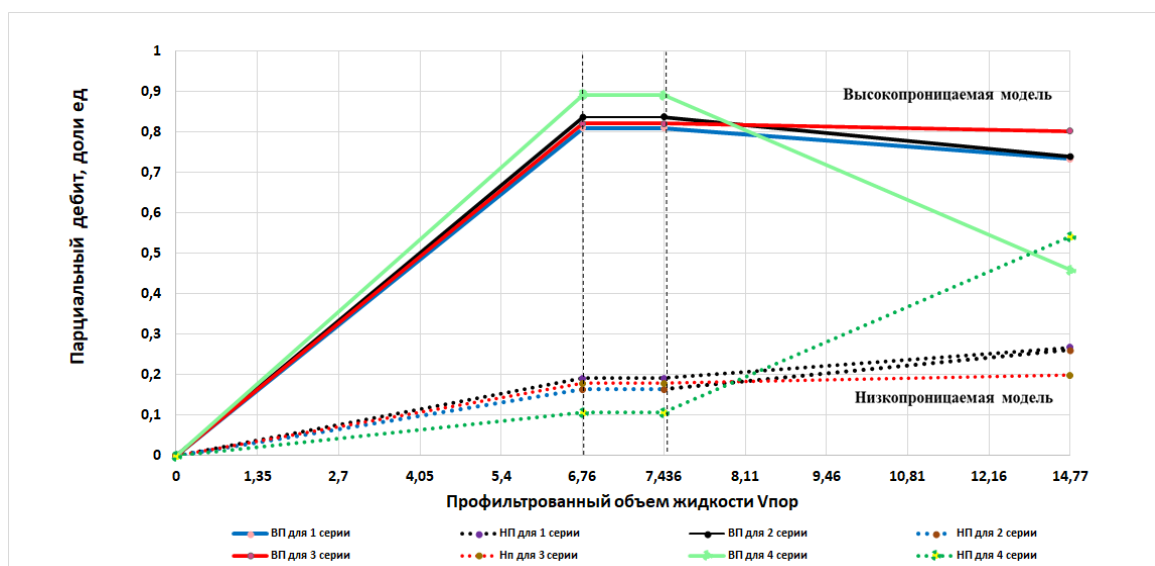


Рисунок 3 - Изменение парциального дебита при проведении 4-х экспериментов на двухслойных моделях пласта

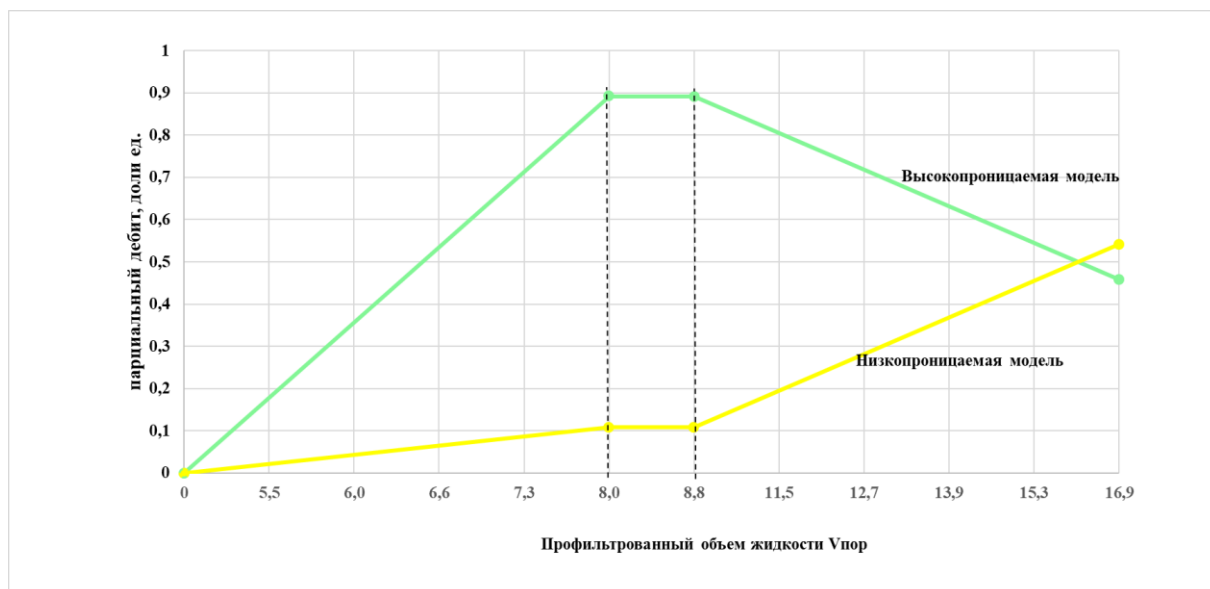


Рисунок 4 - Изменение парциального дебита при проведении тестирования эмульсионного состава типа - 3 % АФ9-6, 19 % растворитель промышленный РП, 0,2 % ПАА, 78 % сточная вода.

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%  $V_{пор}$  - 0,459 доли ед.; при первичном вытеснение сточной водой парциальный дебит по жидкости "низкопроницаемой" трубки – 0,108 доли ед., при доизвлечении с оторочкой 10%  $V_{пор}$  парциальный дебит по жидкости "низкопроницаемой" трубки составил 0,541 доли ед. Таким образом кратность увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубки 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.

**В четвертой главе представлены материалы по разработке технологических процессов увеличения нефтеотдачи с использованием разработанных композиций, результаты промысловых исследований.**

На основании проведенных исследований эмульсионных полимеров (гидролизированных 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 в ПАО «Татнефть» по технологии ТЭМП проведены работы на 30 скважинах.

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, представленные на рисунке 5.

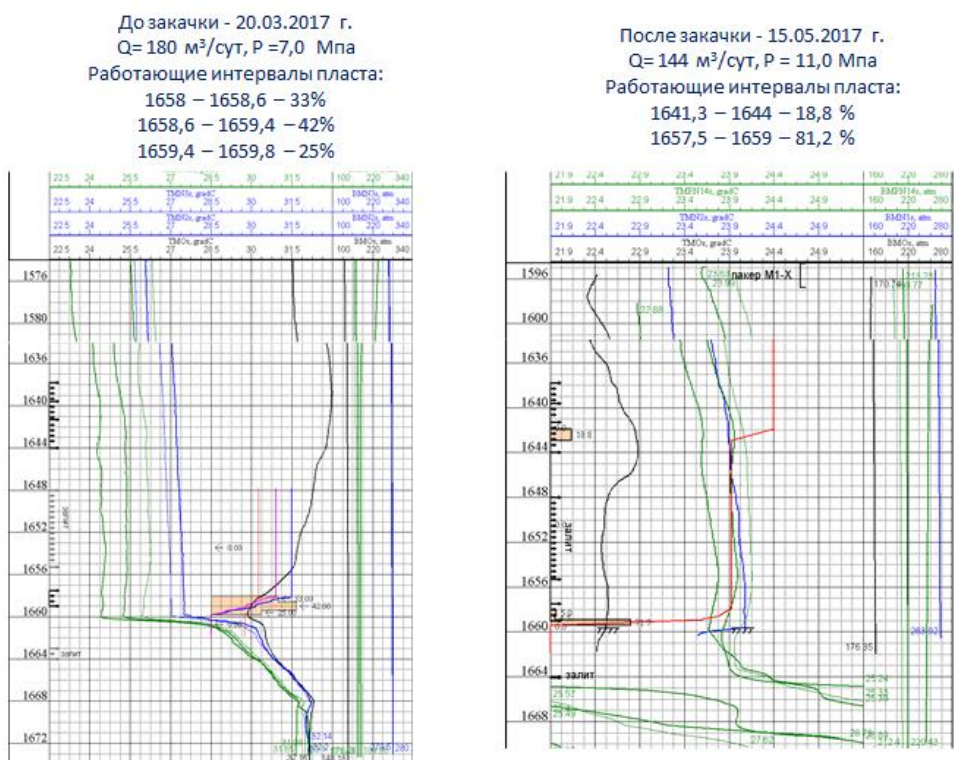


Рисунок 5 – Изменение профиля приемистости скважины результате применения технологии ТЭМП.

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. Снижение обводненности добываемой продукции по

реагирующим скважинам составило от 7,8 % до 34 %.

Технология ТЭМП реализовывалась 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 мкм<sup>2</sup>, толщинами продуктивных пластов, вскрытых перфорацией – от 1,0 до 10 м.

Средняя стоимость реализации технологии составила 740 тыс. рублей на одно воздействие. Текущая технологическая эффективность на 01.08.2024 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.

Новая разработка института «ТатНИПИнефть» - технология воздействия с применением комплексных эмульсионных систем (ТЭС) успешно прошла опытно-промысловые испытания.

На основании проведенных исследований для проведения промысловых испытаний 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 водо-или-маслорастворимого НПАВ. Объемная доля НПАВ от 4 % до 6 %.

ТП реализуется с использованием сточной или пластовой воды, используемой в системе поддержания пластового давления плотностью 1060–1190 кг/м<sup>3</sup>.

Проведенные опытно-промышленные испытания показали высокую эффективность технологии. При проведении ОПР наибольшая эффективность наблюдалась при применении технологии на залежах тульско-бобриковских отложений нижнего карбона.

На рисунках 6,7 представлены результаты геофизических исследований по определению профиля приемистости нагнетательных скважин до и после применения технологии ТЭС и динамика работы добывающей скважины этого участка воздействия.

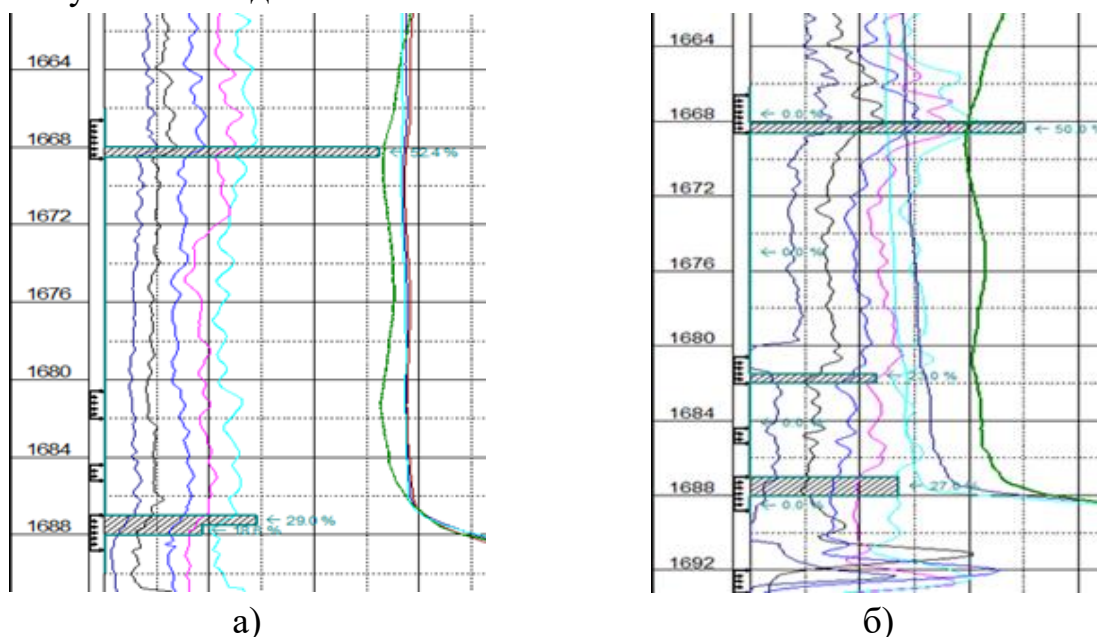


Рисунок 6 – Результаты геофизических исследований по определению профиля приемистости нагнетательных скважин до (а) и после (б) применения технологии ТЭС

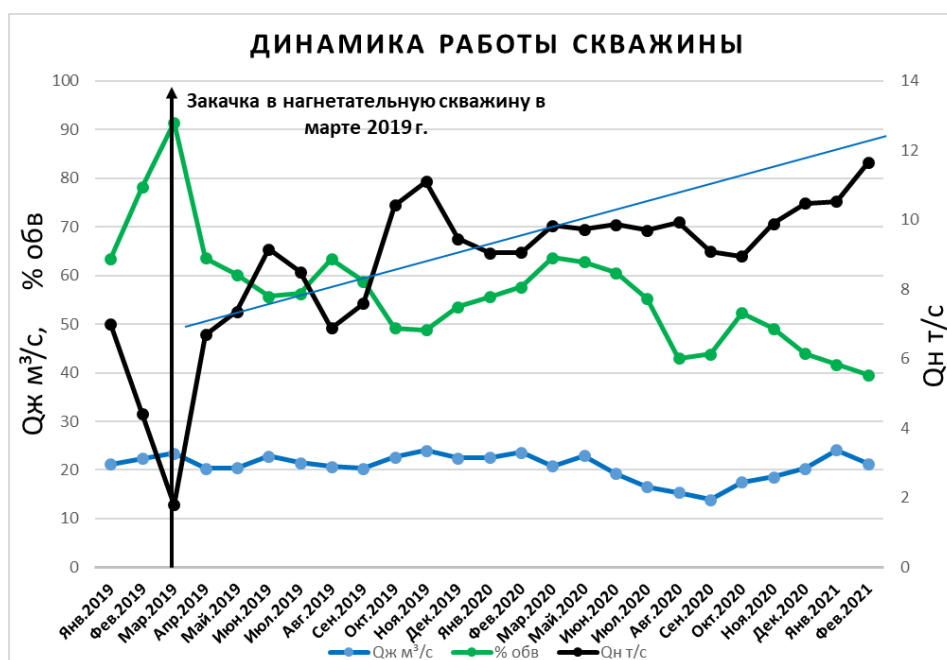


Рисунок 7 – Динамика работы добывающей скважины участка воздействия.

Текущая удельная эффективность применения технологии составила 700 т/скв., при отработке скважин после воздействия от 7 до 24 месяцев и продолжающемся эффекте. Этот факт позволяет предполагать значительное увеличение технологической эффективности применения технологии ТЭС за срок проявления эффекта, который по предварительным оценкам в среднем может составить около 24 месяца.

Результаты экономической оценки в разрезе технологий приведены в таблице 1

Таблица 1 – 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 добычей нефти	- "- -	22	3
	- Расходы, связанные с реализацией технологии	- "- -	22	24
	- НДС	- "- -	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 применение дополнительной оторочки - углеводородного раствора неионогенного поверхностно-активного вещества – НПАВ после эмульсии приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти до 39,19 %, прирост парциального дебита из низкопроницаемого пласта (модели) составляет 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. Доказана 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 C-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 № 2748198 «Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта»).

- Технология увеличения нефтеизвлечения на основе эмульсионного полимера (ТЭМП), СТО 222-2017 (патент на изобретение РФ № 2778501 «Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта»).

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 составляет 63 460 тонн. Суммарный экономический эффект в ценах 2024 года составил более 2588 млн. рублей от 52 скважинно-операций.

**Основное содержание работы изложено в следующих публикациях:**

**а) печатные труды в рецензируемых научных изданиях:**

1 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.

2 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. Яртиева // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО "Татнефть". – Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2017. – Вып. 85. – С. 238-248.

3 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.

4. 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.

5 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.

6 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.

**7** 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.

**б) патенты на изобретения:**

**8** 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: №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.

**9** 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: №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» имени В.Д. Шашина.