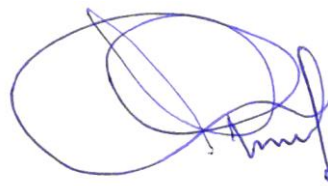


На правах рукописи



МИРСАЕТОВ ОЛЕГ МАРСИМОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРАМИ
СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНО -ТЕХНОГЕННЫХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ
ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Уфа 2020

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

Научный консультант

доктор технических наук, профессор
Зейгман Юрий Вениаминович

Официальные оппоненты:

Хисамутдинов Наиль Исмагзамович,
доктор технических наук, профессор,
ООО НПО «Нефтегазтехнология» /
Заместитель директора по науке
(г. Уфа)

Хижняк Григорий Петрович,
доктор технических наук, доцент,
Пермский национальный
исследовательский университет /
заведующий кафедрой
«Нефтегазовые технологии»
(г. Пермь)

Бакиров Ильшат Мухаметович,
доктор технических наук,
Татарский научно-исследовательский
и проектный институт нефти
(ТатНИПИнефть)
публичного акционерного общества
«Татнефть» имени В.Д. Шашина,
главный научный сотрудник
(г. Бугульма)

Ведущая организация

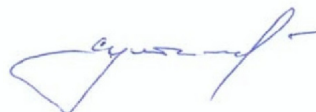
ФГБОУ ВО «Самарский государственный
технический университет»

Защита состоится «10» июня 2020 года в 14-00 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

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

Автореферат разослан ____ 2020 года

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

К трудноизвлекаемым запасам нефти относят, прежде всего, большинство запасов, приуроченных к карбонатным породам-коллекторам. По различным данным, в карбонатных коллекторах содержится более 40 % мировых запасов нефти, и на них приходится около 60 % мировой добычи. Оценка ресурсной базы Волго-Уральской нефтяной провинции показывает, что в карбонатных коллекторах на территории Удмуртии сосредоточено около 72 % общих запасов нефти, на территории Татарстана – 22 %, а прогнозные запасы составляют более 60 %. Преобладающее содержание трудноизвлекаемых запасов является основной причиной отнесения нефтяных месторождений к малоэффективным и трудноразрабатываемым.

Значительная истощенность активных запасов, трансформация природных пластовых систем, низкая нефтеотдача при выработке трудноизвлекаемых запасов, не превышающая 20–30 %, приводят к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти. По оценкам специалистов отрасли, на основных разрабатываемых месторождениях Западной Сибири, Урала и Поволжья при выработке, превышающей 50 %, доля трудноизвлекаемых запасов нефти увеличилась до 55–60 %. По прогнозам их доля к 2035 году увеличится на 25%.

Низкая нефтеотдача и увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти обусловлены, прежде всего, недостаточно высокой эффективностью управления параметрами состояния природно-техногенных систем. Геолого-физические особенности природных пластовых систем, современное состояние развития техники и технологий их разработки, не позволяют в достаточной степени предотвращать ухудшение фильтрационных параметров пласта, призабойной зоны и эксплуатационных характеристик насосных установок.

Одним из наиболее значимых факторов, определяющих качество управления параметрами состояния пластовой системы, являются исследования условий формирования трудноизвлекаемых запасов нефти, обусловленных

затуханием во времени скорости фильтрации жидкости в пласте. Несмотря на большое количество проведенных исследований на эту тему, решения вопросов затухания скорости фильтрации, связанные с изменениями фильтрационных параметров пласта при нагнетании воды и формированием в пласте зон фильтрующихся фаз в диспергированном состоянии, разноречивы и до сих пор не имеют однозначных решений. Выдвижение данных вопросов на первый план обосновывается тем, что добыча диспергированных и эмульгированных нефтей характерна для преобладающих категорий в структуре трудноизвлекаемых запасов.

Пласты залежей нефти относятся к сложным системам. Сложность системы характеризуется ее разнообразием, то есть, чем сложнее сама система, тем больше у нее возможных состояний, вариантов поведения. Решающим фактором, определяющим успешность управления параметрами состояния пластовой системы залежей нефти, является, по закону необходимого разнообразия, необходимость присутствия в управляющей системе резерва мощности и разнообразия, не меньшего, чем у объекта управления. В связи с этим, особого внимания требует разработка необходимого разнообразия действенных методов воздействия на пласт и призабойную зону, так как изменяющаяся структура запасов в сторону трудноизвлекаемых и ухудшение условий разработки снижают эффективность технологий увеличения нефтеотдачи и гидродинамической связи пласта и скважины. Современные технологии не учитывают в достаточной степени процессы торможения фильтрации.

Существенное влияние на эффективность управления параметрами состояния природно-техногенных систем оказывают вопросы сохранения эксплуатационных характеристик насосных установок при подъеме и перекачке скважинной продукции, осложненной содержанием вязких водонефтяных эмульсий. Фонд таких скважин на разрабатываемых месторождениях превышает 62 %. Практика разработки нефтяных месторождений показывает, что процесс формирования и стабилизации эмульсий характерен для всех взаимодействующих с пластом элементов управляющей системы. Отсюда следует, что необходимо

комплексное решение технологических проблем, определяющих сохранение параметров состояния природно-техногенных систем при взаимодействии пласта и управляющей системы разработки.

Научное обоснование данных направлений исследований приведет к развитию научно-технической базы для повышения эффективности управления параметрами состояния природно-техногенных систем и позволит обеспечить их нормальное функционирование в условиях выработки трудноизвлекаемых запасов нефти, что и определяет актуальность работы.

Тема работы и содержание исследований соответствуют пунктам 2 и 4 области исследований, определяемой паспортом специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Степень разработанности темы исследования

К моменту начала работы над диссертацией в литературе имелись сведения о механизмах торможения фильтрации при нагнетании воды в неоднородную пористую среду и фильтрации фаз в диспергированном состоянии, об образовании эмульсий при кислотных и термических воздействиях, о подъеме скважинной продукции, а также о технологиях разрушения эмульсий. Однако данные о влиянии микрокомпонентного состава на фильтрационные свойства породы отсутствовали. Отсутствовали также сведения о закономерностях изменения свойств диспергированных фаз при взаимодействии пластовой и техногенной систем, применении методов увеличения нефтеизвлечения и интенсификации притока нефти, а также об использовании полученных закономерностей для обоснования технологий контроля разработки нефтяной залежи и параметров циклических воздействий на пласт и призабойную зону.

В литературе, вне области нефтегазовой отрасли, присутствовали сведения о возможности изменения физико-химических свойств воды и водных растворов при взаимодействии с водой, обработанной постоянным электрическим током. Также в публикациях других отраслей промышленности имелись сведения о применении механоактивационных и механодеформационных воздействий для

изменения физико-химических свойств жидких и твердых растворов. Однако данные об их использовании в нефтегазовой отрасли с целью регулирования свойств рабочих агентов на основе нефтяных и нефтекислотных эмульсий, полимерных и полимердисперсных систем, а также свойств вязких нефтей, эксплуатационных характеристик основных элементов ступени центробежных насосных установок, обоснования технологий повышения охвата пласта воздействием, стимуляции призабойной зоны, подъема скважинной продукции, промышленного транспорта нефти и подготовки промышленной воды отсутствовали. Таким образом, тема исследования была практически неразработанной.

Цель и задачи работы

Повышение эффективности управления фильтрационными свойствами породы-коллектора, параметрами гидродинамической связи пласта и скважины и эксплуатационными характеристиками насосного оборудования при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти.

В диссертации решались следующие **задачи**:

1 Анализ и обобщение накопленного опыта в области исследования условий, обуславливающих затухание фильтрации и диспергирование фильтрующихся фаз при нагнетании воды в неоднородную пористую среду.

2 Выявление закономерностей изменения свойств водонефтяных эмульсий в результате применения технологий воздействия на пласт и влияния взаимодействующих с пластом элементов управляющей системы разработки.

3 Создание и обоснование метода контроля разработки нефтяной залежи с учетом диапазона изменений наиболее значимых свойств водонефтяных эмульсий.

4 Обоснование технологий воздействия на продуктивные пласты, направленных на снижение интенсивности процессов затухания фильтрации, ослабление процессов диспергирования фаз, изменение подвижности фильтрующихся фаз в диспергированном состоянии выбором и безреагентным регулированием свойств рабочих агентов, применением интенсивных систем

заводнения и разработки залежей нефти.

5 Разработка и обоснование технологий увеличения гидродинамической связи пласта и скважины, предотвращения, ослабления и подавления процессов формирования и стабилизации водонефтяных эмульсий выбором параметров циклических воздействий на призабойную зону, регулированием агрегативной устойчивости и реакционной способности рабочих агентов, нормированием отбора скважинной жидкости.

6 Создание технологических решений для сохранения состояния эксплуатационных характеристик насосных установок при подъеме и перекачке вязких водонефтяных эмульсий и нефтей.

Научная новизна

1 Уточнен и обоснован механизм электрокинетического торможения фильтрации при нагнетании воды в неоднородную пористую среду, заключающийся в снижении скорости фильтрации в зависимости от полноты компенсации магнитных моментов минералов и соединений, кристаллизующихся или адсорбирующихся на поверхности пор из поровых растворов при природном обводнении, магнитными моментами диссоциированных молекул солей в закачиваемой воде.

2 Выявлены закономерности изменения параметра, характеризующего агрегативную устойчивость водонефтяной эмульсии, в зависимости от количества циклов взаимодействия эмульсии с водой, обработанной постоянным электрическим током, длительности периодов в цикле гидродинамических воздействий на пласт, применения технологий паротепловых обработок и кислотных обработок призабойной зоны пласта, способа механизированной добычи и норм отбора жидкости.

3 Установлена зависимость охвата пласта воздействием от коэффициента подвижности нефти, положения добывающих и нагнетательных скважин и направления горизонтальных стволов. Показано, что максимальный охват воздействием пласта порового типа достигается в случае параллельного

расположения рядов нагнетательных и добывающих скважин: при коэффициенте подвижности нефти $M \geq 2,5$ – применением вертикальной нагнетательной и горизонтальной добывающей скважинами; при $0,4 < M < 2,5$ – горизонтальными нагнетательной и добывающей скважинами; при $M \leq 0,4$ – горизонтальной нагнетательной и вертикальной добывающей скважинами.

4 Показано, что в пластах трещинно-порового типа при отклонении направления трещин от направления перепада давления снижается гидропроводность, изменяются траектории каналов тока с малым фильтрационным сопротивлением и условия образования дисперсий. Экспериментально подтверждено, что агрегативная устойчивость эмульсии зависит от угла пересечения горизонтального ствола скважины и доминирующего направления трещиноватости.

5 Научно обоснована и экспериментально подтверждена технология увеличения гидродинамической связи пласта и скважины, заключающаяся в регулировании реакционной способности кислотных композиций выравниванием скорости кислотной реакции с типами породы из обрабатываемой зоны, снижением величины межфазного натяжения до величины, при которой происходит формирование канала проникновения кислотной композиции в пласт в виде червоточки, уменьшением величины проявления техногенной нагрузки скважины в виде сладж-комплексов, обеспечивающая увеличение охвата пласта кислотным воздействием и депрессирующее действие на нефтяные эмульсии.

6 Научно и экспериментально обоснована технология регулирования агрегативной устойчивости и реакционной способности рабочих жидкостей для кислотного гидроразрыва пласта, включающая процесс циклического экспонирования рабочих агентов в воде, обработанной постоянным электрическим током.

7 Экспериментально обоснована технология сохранения состояния эксплуатационных характеристик центробежных насосных установок совмещением процессов перекачки и изменения реологических свойств перекачиваемых эмульгированных и вязких нефтей механодеформационным

воздействием. Установлено, что вязкость перекачиваемых жидкостей зависит от объема потока, подвергаемого механодеформационному воздействию, и температуры. Уменьшение вязкости достигается при объемах обрабатываемого потока, равного $2/3$ общего объема потока.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в получении новых знаний: о механизме электрокинетического торможения фильтрации при нагнетании воды в неоднородную пористую среду, об условиях формирования и фильтрации пластовых водонефтяных смесей, о закономерностях изменения агрегативной устойчивости эмульсий при воздействии водой, обработанной постоянным электрическим током, и применения в продуктивном пласте и призабойной зоне пласта методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти; в научном обосновании технологий регулирования агрегативной устойчивости и реакционной способности рабочих жидкостей механодеформационным воздействием водой, обработанной постоянным электрическим током, и комплексированием реагентов для управления механизмами увеличения гидродинамической связи пласта и скважины, возникновения, ограничения, ослабления, предотвращения и подавления проявлений диспергирования фаз в основных процессах нефтедобычи; в исследовании особенностей подъема, перекачки вязких эмульсий, инициирования механоактивационных воздействий в ступенях центробежных насосов и предложенных технических решениях по уменьшению потерь давления в насосе; что позволяет управлять параметрами состояния пластовой системы, управляющей системы выработки запасов нефти и обеспечивать ее нормальное функционирование при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти.

Практическая значимость работы заключается в следующем.

1 Развитию научно-технической базы и ее использовании при решении задач повышения эффективности управления параметрами состояния природно-техногенных систем и их нормального функционирования в условиях

недостаточно высокой нефтеотдачи и увеличения доли трудноизвлекаемых запасов нефти, на основе применения разработанных, научно обоснованных технологий, технических и технологических решений, механизмов и зависимостей.

2 Представленные в работе разработки, защищенные патентами РФ и КНР на изобретения, включающие: технологию контроля разработки нефтяного месторождения; технологии повышения нефтеотдачи неоднородных пластов с применением циклического заводнения, изменения свойств рабочих агентов в пластовых условиях безреагентными методами, системы вертикальных и горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин; технологии интенсификации добычи нефти на основе способов оптимизации кратности воздействия на призабойную зону пласта, методов регулирования агрегативной устойчивости и реакционной способности рабочих агентов; технологические решения для снижения потерь давлений в скважинных и перекачивающих насосах, позволяют увеличить долю трудноизвлекаемых запасов нефти, вовлеченных в разработку, и достичь необходимого разнообразия для повышения качества управления параметрами состояния пластовой системы и насосного оборудования.

3 Полученные результаты исследований использовались при составлении проектов разработки Булатовского, Мазунинского, Межнинского, Лукошурского, Тыквинского, Староягинского нефтяных месторождений; при разработке дополнений к технологическим схемам разработки Чутырской площади Чутырско-Киенгопского месторождения, Красногорского, Сундурско-Нязинского, Кезского (Зурина площадь, Лозюкская площадь), Ельниковского месторождения, Прикамского участка Ельниковского месторождения, Кырыкмасского месторождения, Турецкого, Патраковского, Центрального, Южно-Киенгопского месторождения, верейских объектов Есенейского и Ижевского месторождений, Черепановского и Воткинского поднятий Мишкинского месторождения и Юськинского месторождения.

4 Технологическая эффективность разработанных технологий, доказанная в

условиях действующих нефтедобывающих предприятий на нефтяных месторождениях Удмуртской Республики и Республики Татарстан, составляет более 375,0 тыс. т нефти. Предложенные и внедренные технологии могут быть широко использованы и в других нефтяных районах страны с аналогичными характеристиками залежей.

5 Материалы диссертационной работы используются в учебном процессе по дисциплине «Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов» направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело», «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» и 21.04.01.01 «Нефтегазовое дело», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости в сложных горно-геологических условиях».

Методология и методы исследований

Методология исследований заключалась в последовательном изучении механизма торможения фильтрации при нагнетании воды в неоднородную пористую среду, условий диспергирования и эмульгирования фильтрующихся фаз в процессе эксплуатации пластовой системы, изучении технологических осложнений нефтедобывающей системы и механизмов учета, предупреждения и подавления диспергирования и эмульгирования фаз в основных процессах нефтедобычи. При этом применялись: разработанные автором методы оценки устойчивости нефтяных эмульсий к разрушению, безреагентного регулирования агрегативной устойчивости, реакционной способности, остаточного фактора сопротивления рабочих жидкостей, теплостойких и триботехнических свойств элементов ступени насосов, реологических свойств вязких водонефтяных эмульсий и нефтей; стандартные методы исследований фильтрационных параметров пласта и эксплуатационных характеристик центробежных насосов в результате применения созданных технологических решений.

Положения, выносимые на защиту

1 Механизм электрокинетического торможения фильтрации при нагнетании воды в неоднородную пористую среду, условия нарушения

сплошности нефтяной фазы и диспергирования фильтрующихся фаз, закономерности изменения агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии в зависимости от различных факторов воздействия, обоснование технологии контроля разработки нефтяного месторождения, изучение и учет которых позволяет повысить успешность исследований неоднородностей геологического строения продуктивного пласта, прогнозировать процессы трансформирования состояния пластовой системы и формирования трудноизвлекаемых запасов нефти, что обеспечивает необходимый уровень разработки технологий воздействия на пласт и качество управления параметрами состояния пластовой системой.

2 Обоснования действенных технологий воздействия на продуктивные пласты, обеспечивающих достижение достаточного резерва мощности и необходимого разнообразия управляющей системы выработки запасов нефти для успешного управления и регулирования параметров состояния пластовой системы, выражающегося в создании реальной возможности исключения предельных режимов при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти, снижении интенсивности процессов затухания фильтрации, ослаблении влияния процессов диспергирования фаз, изменении условий фильтрации фильтрующихся фаз в диспергированном состоянии путем применения интенсивных систем разработки и заводнения залежей нефти, учете диапазона изменений агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии при воздействии на пласт, регулировании параметров рабочих агентов безреагентным методом.

3 Результаты исследований по обоснованию технологий сохранения и увеличения гидродинамической связи пласта и скважины для успешного управления системой разработки нефтяных месторождений, заключающиеся в ослаблении, предотвращении и подавлении процессов формирования и стабилизации эмульсий выбором параметров циклических воздействий на ПЗС, регулированием агрегативной устойчивости и реакционной способности рабочих агентов, нормированием отбора пластовой жидкости.

4 Комплекс технологических и технических решений проблемы сохранения состояния эксплуатационных характеристик и увеличения длительности

безотказной эксплуатации центробежных насосных установок при подъеме и перекачке высоковязких и эмульгированных жидкостей, обеспечивающих нормальное функционирование управляющей системы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов лабораторных и промысловых экспериментов обеспечивалась путем применения методов планирования эксперимента, математической статистики и теории ошибок, стандартных и оригинальных методик исследований, комплекса лабораторного и промыслового оборудования, прошедшего метрологическую аттестацию. При анализе и обобщении геолого-промысловой информации, анализе результатов экспериментальных научных исследований, теоретическом осмыслении полученных результатов использовались методы математического моделирования с привлечением современных программных продуктов.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на отраслевых, региональных, российских и международных конференциях, симпозиумах и форумах: Российской научно-практической конференции «Эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти» (Ижевск, 2002); Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (Самара, 2002); Региональной научно-практической конференции «Внедрение современных технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами» (Ижевск, 2003); Республиканской научно-практической конференции «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения» (Казань, 2003); VII, VIII, IX Международных конференциях по горизонтальному бурению, разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами «Строительство горизонтальных скважин» (Ижевск, 2003, 2004, 2005); Электронной конференции «Современные проблемы разработки месторождений углеводородного сырья» (Москва, 2005); Всероссийской научно-

практической конференции «Большая нефть XXI века» (Альметьевск, 2006); Отраслевой научно-технической конференции «О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти» (Лениногорск, 2007); IX Отраслевой научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (пос. Небуг, Краснодарский край, 2009); Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 2009); II, III Международных форумах по нанотехнологиям (Москва, 2009, 2010); Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» (Альметьевск, 2015); II, III, V, VI Международных научных симпозиумах «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (Москва, 2009, 2011, 2015, 2017), Всероссийской научно-практической конференции «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)» (Ижевск, 2018), Международной научно-практической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях» (СПб, 2018).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы изложены в 60 научных работах, в том числе: в 11 статьях ведущих рецензируемых научных журналов, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ; в 12 статьях других изданий; в 25 статьях материалов различных конференций; в 1 учебном пособии; в 10 патентах РФ на изобретения; в 1 патенте КНР на изобретение.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы из 250 наименований и 6 приложений. Объем работы составляет 313 страниц машинописного текста, содержит 128 рисунков, 34 таблиц.

Автор выражает искреннюю благодарность научному консультанту д.т.н., проф. Ю.В. Зейгману, д.г.-м., проф. Токареву М.А., д.т.н., проф. В.Ф. Мерзлякову,

д.т.н., проф. Ю.А. Котеневу, д.т.н., проф. Султанову Ш.Х., д.т.н., проф. Ш.А. Гафарову, д.т.н., проф. Л.Е. Ленченковой за ценные советы и рекомендации при подготовке диссертационной работы. Благодарит за помощь и поддержку директора института С.Б. Колесову. Глубоко признателен супруге Т.Е. Мирсаетовой за помощь, истинно творческое участие и поддержку в трудные годы, без которой диссертация бы не состоялась.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулирована цель и основные задачи исследований, показана научная новизна, теоретическая и практическая значимость результатов диссертационной работы, описаны методология и методы исследований, представлены основные положения, выносимые на защиту, обоснование степени достоверности полученных результатов и их апробация, сведения о публикациях, объеме и структуре работы.

Существенный вклад в исследование проблемы повышения эффективности управления параметрами состояния природно-техногенных систем при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти внесли Ю.В. Антипин, В.Е. Андреев, Г.А. Бабалян, С.Г. Бажайкин, М.Д. Валеев, И.В. Владимиров, А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, И.М. Галлямов, Ш.А. Гафаров, В.Н. Глущенко, А.Т. Горбунов, С.И. Грачев, А.Г. Гумеров, И.А. Гуськова, В.В. Девликамов, Р.Н. Дияшев, О.М. Ермилов, С.А. Жданов, Ю.П. Желтов, Ю.В. Зейгман, Р.Р. Ибатуллин, М.М. Кабиров, А.А. Казаков, Р.Д. Каневская, С.Н. Кантария, Ю.А. Котенев, В.И. Кудинов, Б.Г. Логинов, Е.В. Лозин, В.М. Максимов, И.Л. Мархасин, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Н. Михайлов, И.Т. Мищенко, В.А. Мордвинов, М.Х. Мусабиров, Р.Х. Муслимов, Н.Н. Непримеров, К.Р. Низамов, Р.Я. Нугаев, Г.А. Орлов, А.В. Петухов, М.К. Рогачев, Л.М. Рузин, К.В. Стрижнев, Б.М. Сучков, М.А. Токарев, В.П. Тронов, В.Г. Уметбаев, К.Р. Уразаков, Р.Т. Фазлыев, Р.Н. Фахретдинов, А.Я. Хавкин, Э.М. Халимов, М.М. Хасанов, Р.С. Хисамов, Н.И. Хисамутдинов, В.Н. Щелкачев, К.Ш. Ямалетдинова и другие исследователи и промысловые работники.

Первая глава посвящена анализу факторов, обуславливающих затухание

фильтрации в неоднородной пористой среде при нагнетании воды, исследованию механизма электрокинетического торможения фильтрации и условий нарушения сплошности нефтяной фазы, изучению закономерностей изменения параметров водонефтяной эмульсии и обоснованию технологии контроля разработки нефтяных месторождений.

Структура извлекаемых запасов нефти на территориях Волго-Уральской нефтяной провинции характеризуется значительной истощенностью активных запасов, ростом доли трудноизвлекаемых запасов и снижением эффективности технологических показателей разработки месторождений с применением заводнения. В извлекаемых запасах нефти на территории Удмуртии преобладает категория трудноизвлекаемых запасов 73 %. Степень выработки трудноизвлекаемых запасов составляет 19 %. Доли добычи нефти и нефтеотдача находятся на уровне 25 % и 27 % соответственно. Структура извлекаемых запасов быстро ухудшается, что отражается в росте доли трудноизвлекаемых запасов на 11 % за анализируемый период. Большая часть трудноизвлекаемых запасов осложнена влиянием сильной неоднородности пластов с трещиновато-пористыми коллекторами.

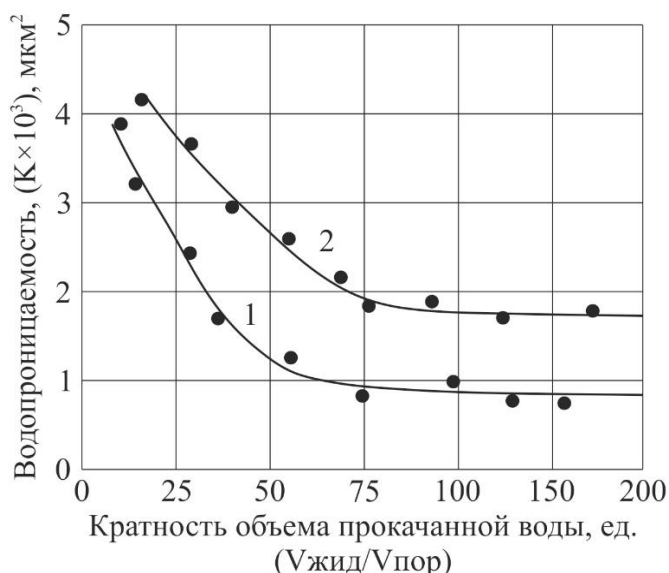
Самое заметное влияние на процессы вытеснения нефти водой оказывает явление затухания фильтрации, обусловленное геолого-физическими параметрами пласта, физико-химическими свойствами нефти и условиями разработки нефтяной залежи. Существенное влияние на торможение потока оказывают явление естественного затухания фильтрации со временем, свойственное большинству нефтяных пластов. Проблема эмульгирования нефтей является характерной для преобладающих категорий в структуре трудноизвлекаемых запасов и одним из наиболее серьезных факторов, влияющих на торможение движения нефти в пласте, с тенденцией снижения эффективности проводимых работ по данному направлению.

Одним из экспериментально наблюдаемых случаев существенного отклонения скорости фильтрации жидкости через пористые среды от линейного закона является электрокинетическое торможение потока жидкости, так как

снижение скорости фильтрации в цилиндрических капиллярах, обусловленное этим явлением, может достигать 60 %.

Учитывая противоречивость мнений, в работе предложен и обоснован механизм электрокинетического торможения, объясняющий снижение скорости фильтрации дистиллированной воды через пористую среду при небольших величинах потенциалов течения неполной компенсацией магнитных моментов химических соединений на поверхности порового канала магнитными моментами диссоциированных молекул солей, содержание которых в дистиллированной воде незначительно. Таким образом, фильтрационное сопротивление является следствием торможения потока жидкости нескомпенсированными магнитными моментами микрокомпонентов породы на поверхности поры, стремящихся скомпенсироваться.

В работе установлено, что при близких начальных значениях величин коэффициентов пористости и газопроницаемости карбонатных и терригенных пород-коллекторов и, как следствие, близких значениях площадей поверхности пор, значения водопроницаемости пород при фильтрации маломинерализованной воды различаются (Рисунок 1).



1 – карбонатная порода,
коэффициент пористости 0,142 д. ед.,
коэффициент
газопроницаемости – 0,0557 мкм²,
2 – терригенная порода,
коэффициент пористости 0,149 д. ед.,
коэффициент
газопроницаемости – 0,0551 мкм²,
 $V_{\text{жид}}$ – объем закачки пресной воды,
 $V_{\text{пор}}$ – объем пор

Рисунок 1 – Зависимость проницаемости для воды от кратности объема прокачанной маломинерализованной (пресной) воды

Рентгенодифрактометрические исследования минерального состава карбонатного материала башкирского яруса и изучение состава микроэлементов

методом эмиссионной спектроскопии, характеризующих изменения карбонатно-глинистого цемента терригенной породы, позволили выявить и идентифицировать химические соединения и минералы, являющихся результатом природного обводнения продуктивного пласта, не связанных с технологиями разработки. Установлено, что в песчаниках только часть внутриводной поверхности, представленной карбонатно-глинистым цементом, участвует в компенсации магнитных моментов диссоциированных солей пластовой воды. Это обеспечивает более высокие уровни водопроницаемости при закачке маломинерализованной воды в пласт терригенных пород по сравнению с карбонатными породами.

Предложенный механизм электрокинетического торможения, позволяет объяснить различия значений водопроницаемости карбонатных пород при увеличении минерализации закачиваемой воды (Рисунок 2).

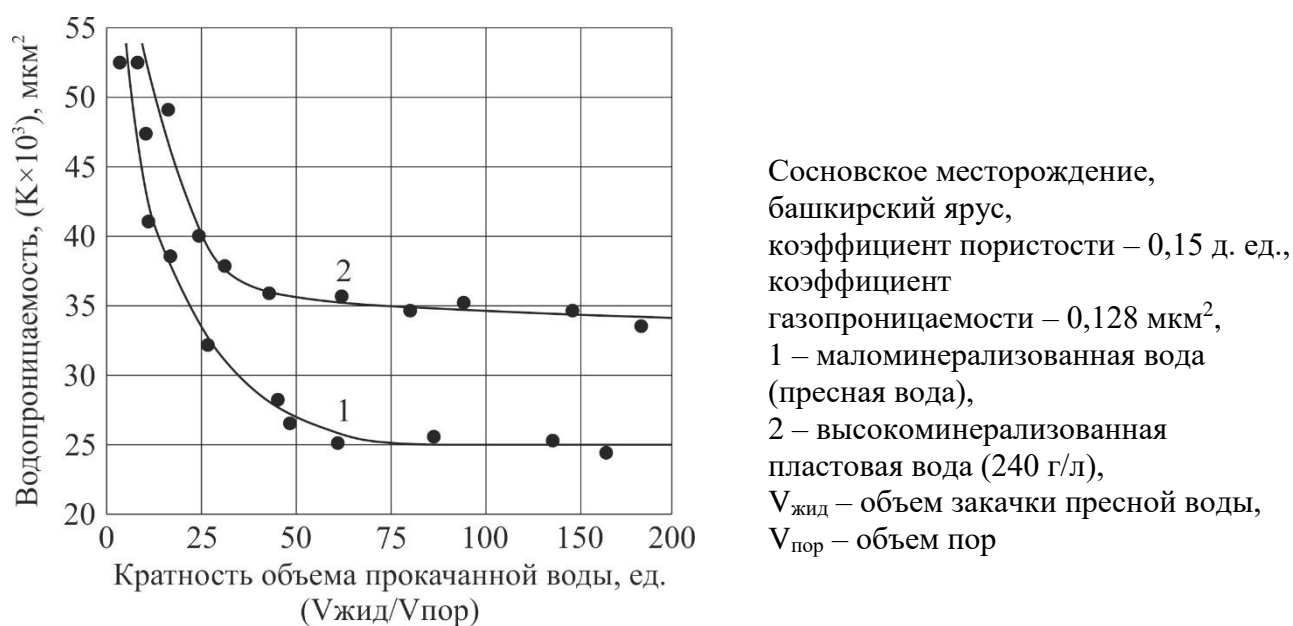


Рисунок 2 – Зависимость проницаемости для воды карбонатного пласта башкирского яруса Сосновского месторождения от кратности объема прокачанной пресной воды и пластовой воды

При увеличении минерализации закачиваемой воды количество некомпенсированных магнитных моментов химических соединений на поверхности поры снижается, что отражается в увеличении водопроницаемости породы.

Применение предложенного механизма электрокинетического торможения

позволяет объяснить механизм повышения нефтеизвлечения при закачке в высокообводненный пласт низкоминерализованной воды (Рисунок 3).

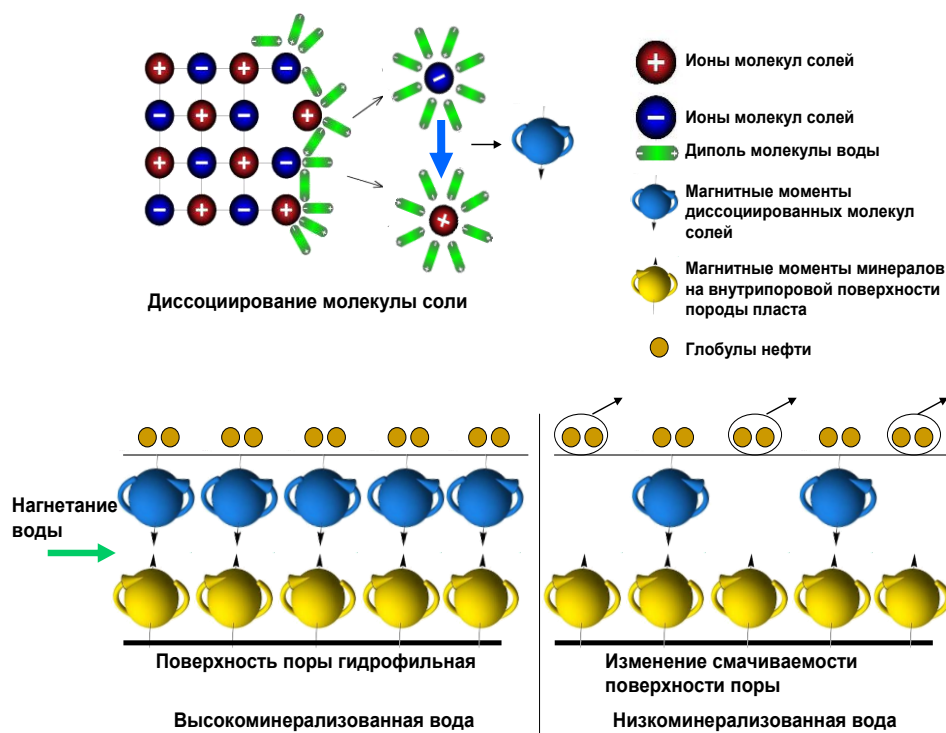


Рисунок 3 – Механизм повышения нефтеизвлечения при закачке в высокообводненный пласт низкоминерализованной воды

При закачке высокоминерализованной воды достигается высокая полнота компенсации магнитных моментов химических соединений, находящихся на внутрипоровой поверхности породы. Устанавливается достаточно высокая скорость фильтрации и, как следствие, низкий уровень водонасыщенности породы пласта. При закачке низкоминерализованной воды устанавливается низкий уровень компенсации магнитных моментов химических соединений на поровой поверхности породы. Нескомпенсированные магнитные моменты породы, стремясь скомпенсироваться, снижают скорость фильтрации воды, а также изменяют смачиваемость внутрипоровой поверхности. В результате чего на гидрофобизированных участках глобулы нефти десорбируются вместе с молекулами воды, и происходит увеличение водонасыщенности.

В результате теоретических и экспериментальных исследований установлено, что условиями нарушения сплошности нефтяной фазы являются характер микронеоднородности коллекторов, капиллярная пропитка,

трещиноватость породы пласта, смачиваемость пористой среды, вязкость нефти и роста объемов закачки воды.

Нарушения сплошности нефтяной фазы в пределах порового канала подтверждаются, если в условиях действия капиллярной пропитки характер микронеоднородности пористой среды представлен в виде широкой поры, пересекающейся несколькими узкими порами.

Трещиноватость породы, в зависимости от ориентации трещин к направленности фильтрационных потоков, оказывает существенное влияние на процессы нарушения сплошности нефтяной фазы. При исследовании кинематики фильтрационных потоков на моделях пласта с различной ориентацией трещин, установлено, что коэффициент гидропроводности модели, когда перепад давления совпадает с направлением трещин, увеличивается в 2,5 раза и имеет максимальное значение (Рисунок 4, фрагмент а).

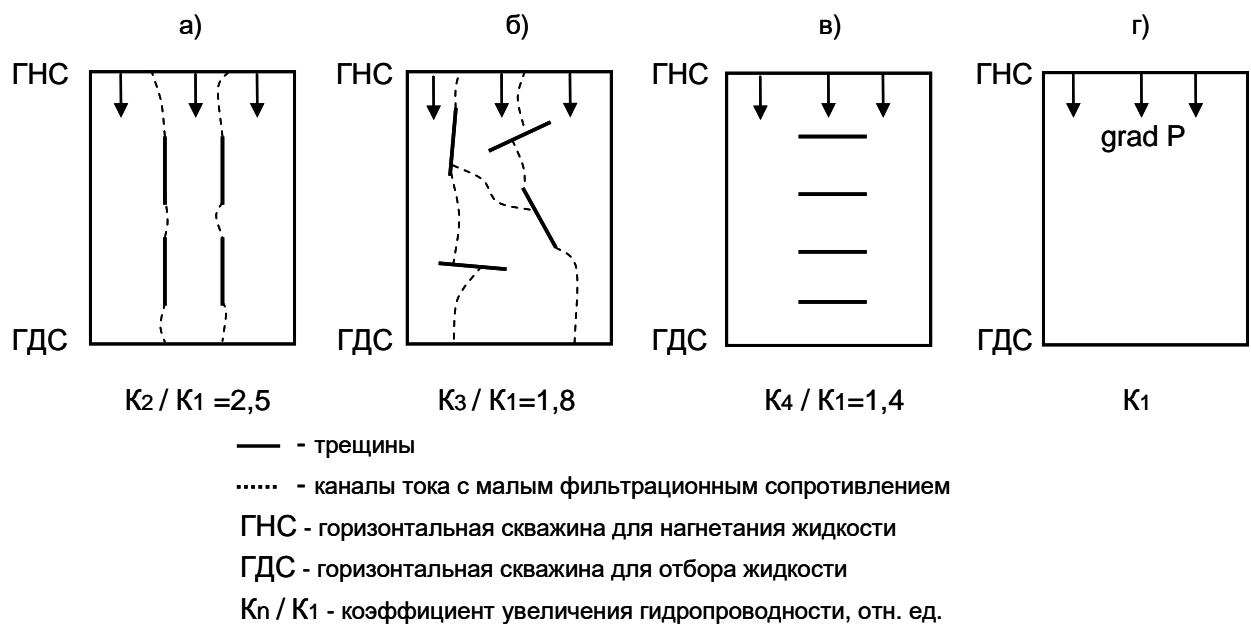


Рисунок 4 – Кинематика фильтрационных потоков вытесняющего агента на моделях трещиновато-пористого пласта с различной ориентацией трещин к вектору градиента давления

Когда перепад давления действует поперек трещин (Рисунок 4, фрагмент в) коэффициент гидропроводности повышается в 1,4 раза и имеет минимальное значение. Коэффициент гидропроводности модели с хаотической трещиноватостью возрастает в 1,8 раза.

При совпадении приложенного к пласту перепада давления с направлением трещин, между трещинами формируются каналы тока с малым фильтрационным сопротивлением через матрицу породы. Очевидно, что при двухфазной фильтрации вода будет двигаться по этим непрерывным каналам тока и опережать общий фронт вытеснения нефти. При этом темп извлечения нефти из блоков будет отставать от темпа движения жидкости в трещинах и объем нефти, поступающий из пор блока в трещину, будет меньше объема воды, протекающей по трещине. Поэтому в трещине при смешивании нефти с водой она будет диспергирована. При отклонении доминирующего направления трещиноватости от направления перепада давления на некоторый угол, снижение гидропроводности, происходит за счет удлинения каналов тока с малым фильтрационным сопротивлением. Изменение траекторий линий тока приводит к снижению темпов движения воды в трещинах и увеличению объема нефти, поступающей из пор блока в трещину. В зависимости от ориентации трещин свойства получаемых дисперсий будут различаться. В работе установлено, что параметр, характеризующий агрегативную устойчивость водонефтяных эмульсий (ВНЭ), изменяется в зависимости от примененных технологий воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) (Рисунок 5).

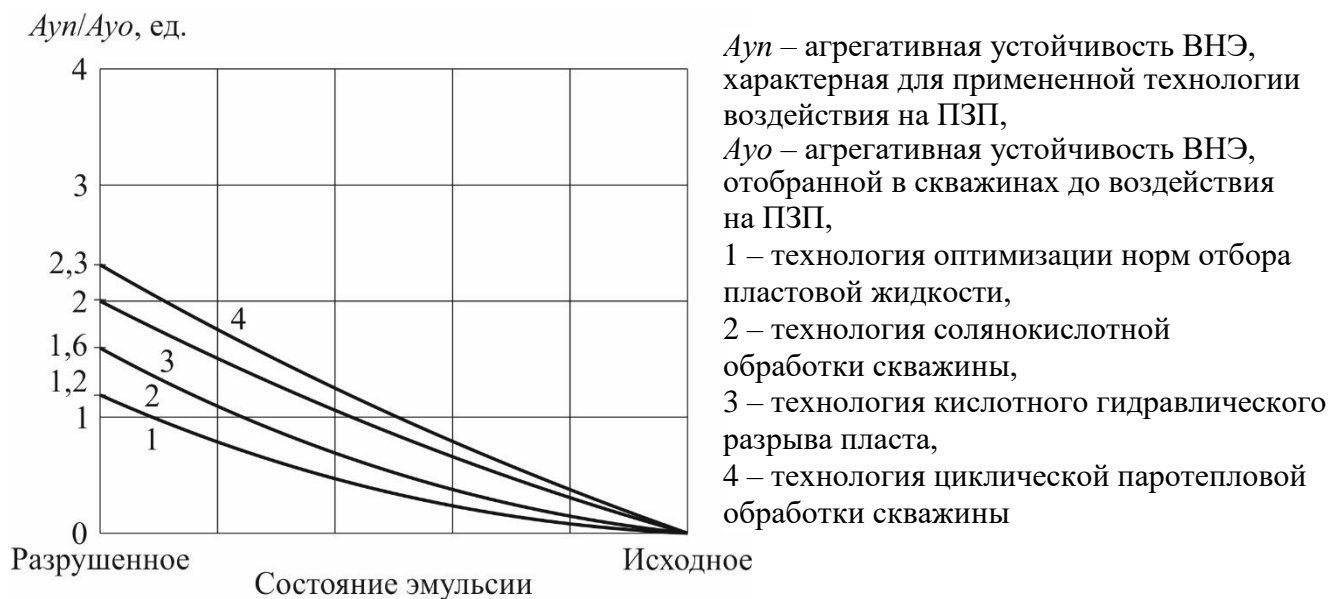


Рисунок 5 – Кратность роста агрегативной устойчивости ВНЭ в зависимости от примененной технологии воздействия на ПЗП

Из данных, представленных на Рисунке 5, следует, что наибольшая

кратность роста величины агрегативной устойчивости ВНЭ характерна для технологии циклической паротепловой обработки скважины (ЦПТОС).

Промысловыми исследованиями установлено, что в пределах залежи, в гидродинамически не связанных зонах среднее значение величины стойкости нефтяной эмульсии различаются. На основе полученных зависимостей разработана технология контроля разработки нефтяного месторождения, заключающаяся в определении функции желательности по многомерному уравнению ее зависимости от геологических и технологических параметров разработки. Очередность для применения технологий стимуляции пласта устанавливается в порядке убывания функции желательности на участках, имеющих меньшее среднее значение величины агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии.

Во второй главе рассматриваются технологии воздействия на продуктивные пласты, обеспечивающие снижение интенсивности процессов затухания фильтрации, ослабление процессов диспергирования фаз и изменение условий фильтрации фаз в диспергированном состоянии.

Одним из основных факторов, обуславливающих затухание фильтрации, является диспергирование фильтрующихся фаз в результате раздробленности фронта вытеснения нефти нагнетаемой водой. Применение полиакриамида (ПАА) повышает вязкость рабочего агента и приводит к уменьшению межвязкостного соотношения нефти и вытесняющего агента. Промысловыми испытаниями на Мишкинском месторождении (скв. 1413) установлено, что устойчивость полимерной оторочки является недостаточно высокой, так как после достижения планового объема оторочки в период закачки холодной необработанной воды резко возрастает обводненность скважинной продукции.

Теоретические исследования, направленные на поиск решений проблемы деструкции полимерной оторочки, позволили выявить условия повышения стойкости водородных Н-связей, разрушение которых уменьшает размеры макромолекулярного клубка и гибкости макромолекул. Определяющим условием является замена в Н-связях водорода на дейтерий (D). Результаты исследований

структурно-механических характеристик и коэффициентов вытеснения нефти демонстрируют преимущество раствора с концентрацией ПАА 0,05–0,1 % масс., приготовленного на пресной воде и экспонированного в водном растворе соды (0,9 %), обработанном постоянным электрическим током (Рисунок 6).

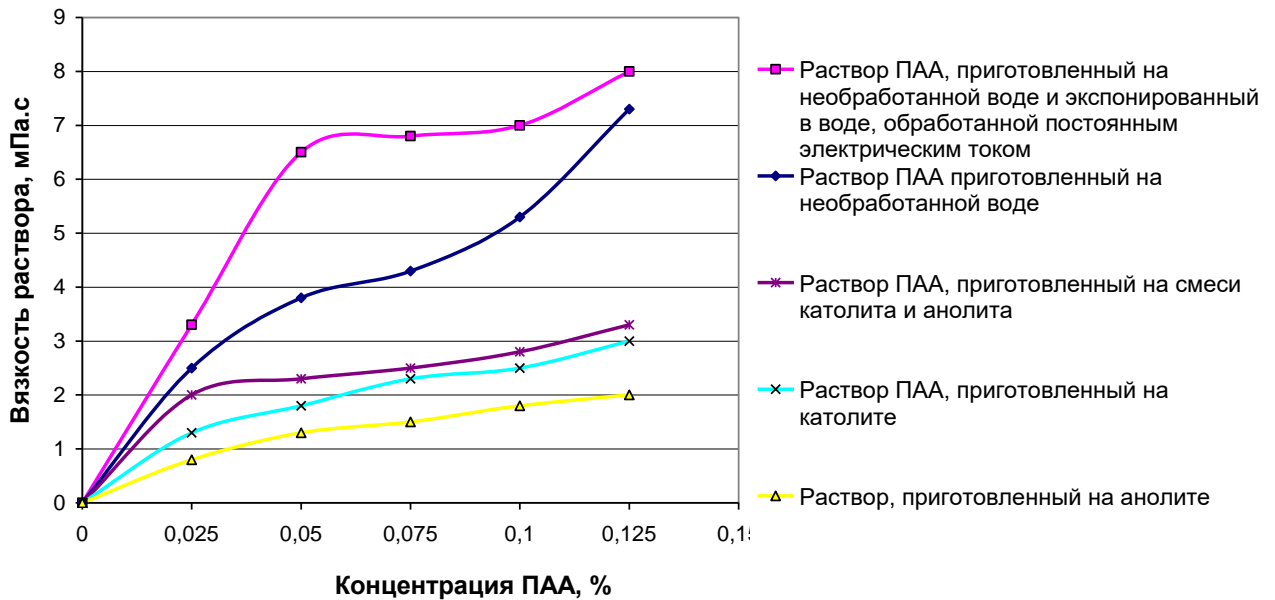


Рисунок 6 – Графики изменения вязкости растворов ПАА в зависимости от концентрации полимера при различных технологиях приготовления

Показано, что коэффициент вытеснения нефти превышает на 10 % аналогичный показатель для раствора, приготовленного на пресной необработанной воде. Растворы ПАА, приготовленные на католите, анолите и их смеси, не имеют преимуществ. Увеличение охвата пласта воздействием достигается путем снижения вязкости полимерного раствора на устье скважины. Результаты экспериментальных исследований по обоснованию предложенной технологии показали увеличение коэффициента вытеснения нефти на 8 %.

Промысловые испытания, проведенные на участке нагнетательной скв. 1415, с незавершенным объемом закачки раствора ПАА на пресной необработанной воде, составляющем 18,9 % и нефтеотдачей, равной 0,264, показали, что применение модифицированной технологии приготовления раствора, при достижении планового объема закачанной оторочки ПАА 21,9 %, и последующей закачки воды, позволяет увеличить нефтеотдачу до величины 0,420.

Прогрев пластовой системы позволяет снижать значение межвязкостного

соотношения нефти и воды в потоке. Являясь безальтернативным методом разработки более 12 млрд м³ промышленных запасов тяжелых высоковязких нефтей на месторождениях РФ, термические технологии относятся к методам с наибольшими деформационными градиентами, изменяющими состояние природных пластовых систем с образованием вязких и стойких нефтяных эмульсий. Промысловые исследования технологии импульсного дозированного теплового воздействия с паузой (ИДТВП), отмечают получение значения коэффициента извлечения нефти (КИН) на уровне 0,38 (скв. 355), увеличение доли скважин с эмульгированной нефтью до 76 %, существенное снижение пластового давления, отказы оборудования, а также рост обводненности. Исследования возможности восстановления пластового давления закачкой сточной нефтепромысловой и горячей пресной воды с оценкой динамики роста обводненности, подтвердили предпочтительность применения горячей воды.

Была, также, изучена возможность снижения роста обводненности путем вытеснения дисперсий, образующихся при термическом воздействии, эмульсиями воды и нефти, создаваемыми в пластовых условиях без применения реагентов (ИДТВПм). Повышение агрегативной устойчивости создаваемых эмульсий достигалось закачкой в пласт, в период закачки холодной воды, обработанной воды с выходными параметрами окислительно-восстановительного потенциала равного +1,1 В, рН = 4 и проводимостью 0,5 мS. Опытные-промысловые испытания проводились на участках, эксплуатация которых производилась на естественном режиме с последующей закачкой горячей воды. Графики, представленные на Рисунке 7, подтверждают преимущество технологии ИДТВПм.

Результаты промысловых экспериментов показывают, что использование технологии ИДТВПм позволило увеличить конечный коэффициент извлечения нефти на 5 % на участках, ранее эксплуатируемых на естественном режиме эксплуатации. Результаты расчетов КИН дают основания утверждать, что применение технологии ИДТВПм, начиная с начальных стадий разработки, обеспечивает получение КИН на уровне 0,424, превышающего достигнутые значения на отдельных скважинах (0,380) при реализации технологии ИДТВП.

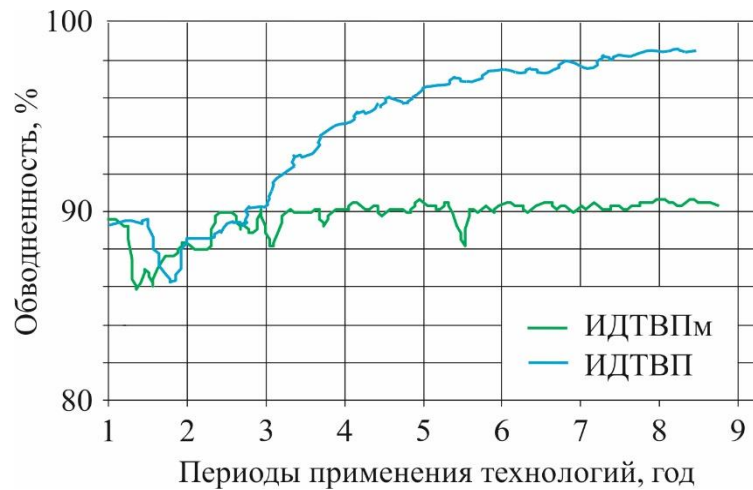
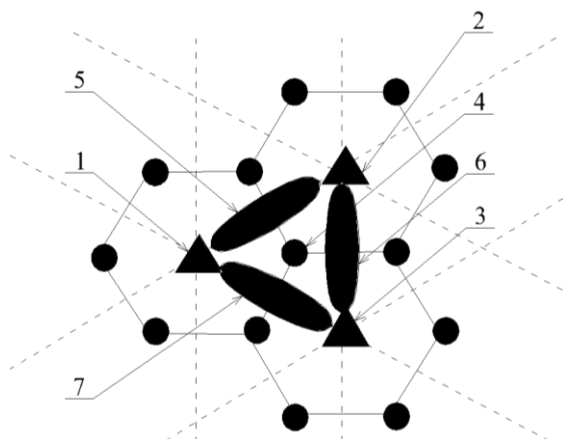


Рисунок 7 – Динамика изменения обводненности на реагирующих скважинах в период реализации технологий ИДТВП и ИДТВПм

В работе показано, что повышение охвата воздействием (КОПВ) пластов порового и трещинно-порового типов может быть достигнуто путем развития систем циклического заводнения и разработки залежей нефти горизонтальными скважинами с учетом изменений параметра, характеризующего агрегативную устойчивость ВНЭ. Существенное место среди систем заводнения, с применением которых осуществляется более 87 % добычи нефти, занимают технологии циклического воздействия на пласт с изменением направления фильтрационных потоков (ИНФП) (Рисунок 8).



1, 2, 3 – нагнетательные скважины,
4 – добывающая скважина,
5, 6, 7 – зоны воздействия,

Схема работы скважин в цикле воздействия
1) скв. 2, 3 – 1-ый период цикла воздействия,
2) скв. 3, 1 – 2-ой период цикла воздействия,
3) скв. 1, 2 – 3-ий период цикла воздействия

Рисунок 8 – Схема реализации технологии циклического заводнения с изменением направления фильтрационных потоков

Предложенная в работе технология позволяет снижать уровень обводненности и объемы компенсационной закачки, что достигается изменением давлений нагнетания (объемов закачки) в течение цикла воздействия путем чередования включения скважин, охватывающую добывающую скважину.

Результаты промысловых испытаний разработанной технологии на Ельниковском месторождении доказывают, что циклическое заводнение позволяет стабилизировать и снижать обводненность скважин в среднем по месторождению на 8–10 %.

В ходе проведения промысловых исследований, проведенных на Кырыкмасском нефтяном месторождении, было установлено, что свойства ВНЭ в продукции скважин, размещенных в зонах повышенной трещиноватости, различаются при изменении направления действия градиента давления в периодах цикла воздействия. Это логичным образом следует из результатов исследований процессов диспергирования фаз на модели трещиновато-пористого пласта с различной ориентацией трещин и градиентов давления. Ослабление процессов диспергирования достигается уменьшением длительности периодов цикла воздействий, в течение которых интенсифицируются процессы диспергирования фильтрующихся фаз. Длительность этих периодов цикла уменьшают пропорционально темпам прироста агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии от минимальной величины в периодах. Результаты промысловых испытаний показали, что при регулировании продолжительности периодов цикла по предложенной технологии количество скважин со снижением обводненности увеличилось на 38 % (от 45 % до 83 %), стабилизация обводненности отмечена по 0,09 % скважин (снижение от уровня 22 %), по 0,09 % (снижение от уровня 31 %) скважин наблюдался медленный рост обводненности. Дополнительная добыча нефти за весь период опытно-промышленных работ по группе месторождений составила более 35,0 тыс. т.

В работе показано, что увеличение коэффициента подвижности фильтрующихся фаз для пластов порового типа требует существенного увеличения КОПВ, которое может быть достигнуто применением рядных систем разработки залежей нефти. На Рисунке 9 представлена зависимость между протяженностью горизонтальных стволов нагнетательной и добывающей скважин в элементе разработки от коэффициента подвижности фильтрующихся фаз.

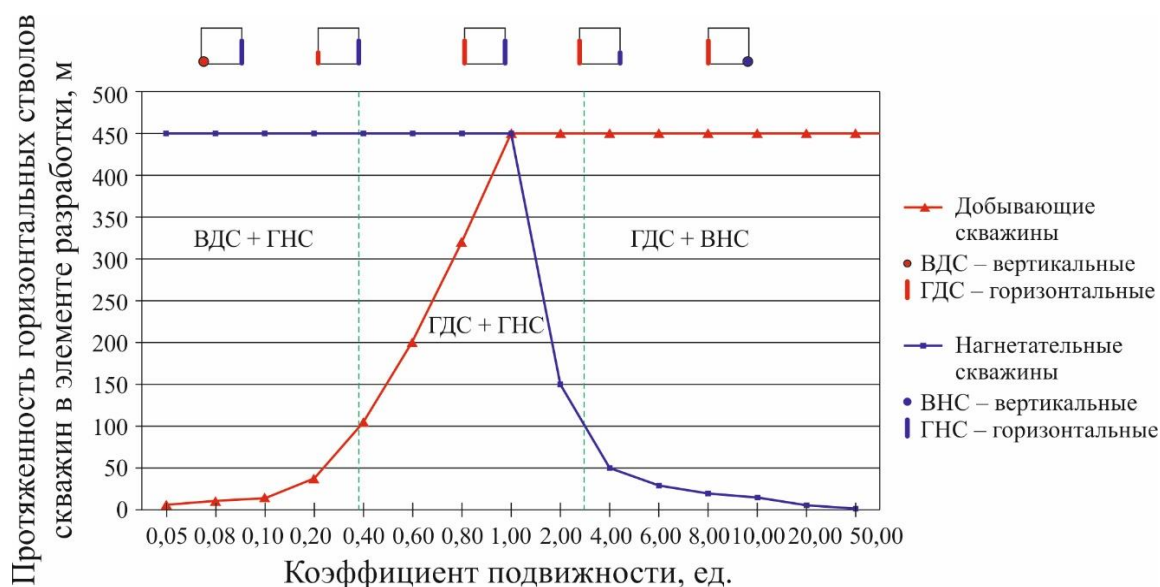


Рисунок 9 – Зависимость между протяженностью горизонтального ствола нагнетательной и добывающей скважин от коэффициента подвижности

Полученные графики позволяют при заданном значении КОПВ рекомендовать применение систем вертикальных и горизонтальных скважин в зависимости от коэффициента подвижности.

По результатам экспериментальных исследований показано, что при выработке запасов нефти в пластах трещинно-порового типа существенное влияние на КОПВ оказывает пространственная ориентация горизонтальных стволов скважин по отношению к доминирующему направлению трещиноватости и вектору градиента давления. Удлинение траекторий линий тока приводит к снижению темпов движения воды в трещинах и увеличению объема нефти, поступающей из пор блока в трещину. В связи с этим, при проектировании разработки нефтяной залежи горизонтальными скважинами значение угла пересечения горизонтального ствола добывающей скважины и доминирующего направления естественной трещиноватости выбирается исходя из зависимости степени разрушенности эмульсии в скважинной продукции. Промысловые исследования, проведенные на Юськинском нефтяном месторождении, подтвердили результаты лабораторных исследований и позволили уточнить диапазон углов пересечения горизонтального ствола скважины и направления доминирующей трещиноватости, соответствующий 28° – 39° (Рисунок 10).

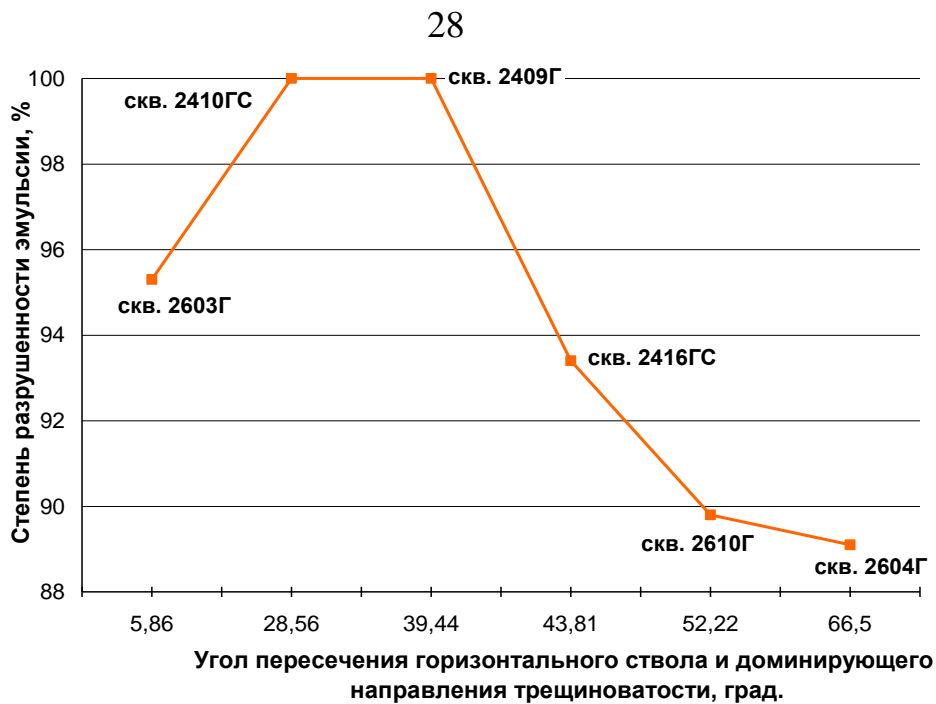


Рисунок 10 – Зависимость степени разрушенности эмульсии в скважинной продукции от угла пересечения горизонтального ствола и направления доминирующей трещиноватости

При углах пересечения горизонтального ствола и доминирующего направления трещиноватости меньших 28° , преобладающую роль в процессах диспергирования фаз играют трещины, ориентация которых отличается от направления доминирующей трещиноватости.

Эксплуатационные характеристики скважин, с ориентацией, соответствующей выявленному диапазону углов пересечения, имеют существенное преимущество по уровням начальных дебитов 703 т/сут (скв. 2410) и 456 т/сут (скв. 2409) и длительности периодов безводной эксплуатации.

В третьей главе рассмотрены результаты исследований по обоснованию технологий воздействия на призабойную зону пласта для увеличения гидродинамической связи пласта и скважины выбором кратности циклических воздействий, регулированием реакционной способности и агрегативной устойчивости рабочих агентов, нормированием отбора пластовой жидкости.

Существенное влияние на снижение уровня гидродинамической связи пласта и скважины оказывают процессы диспергирования фильтрующихся фаз. Следствием является рост осложненного фонда скважин.

В работе было установлено, что одним из показателей произошедших

деформационных изменений призабойной зоны скважины является прирост величины агрегативной устойчивости ВНЭ в результате применения паротепловых воздействий и увеличения кратности применения солянокислотных обработок (СКО) скважин (Рисунок 11, Рисунок 12).

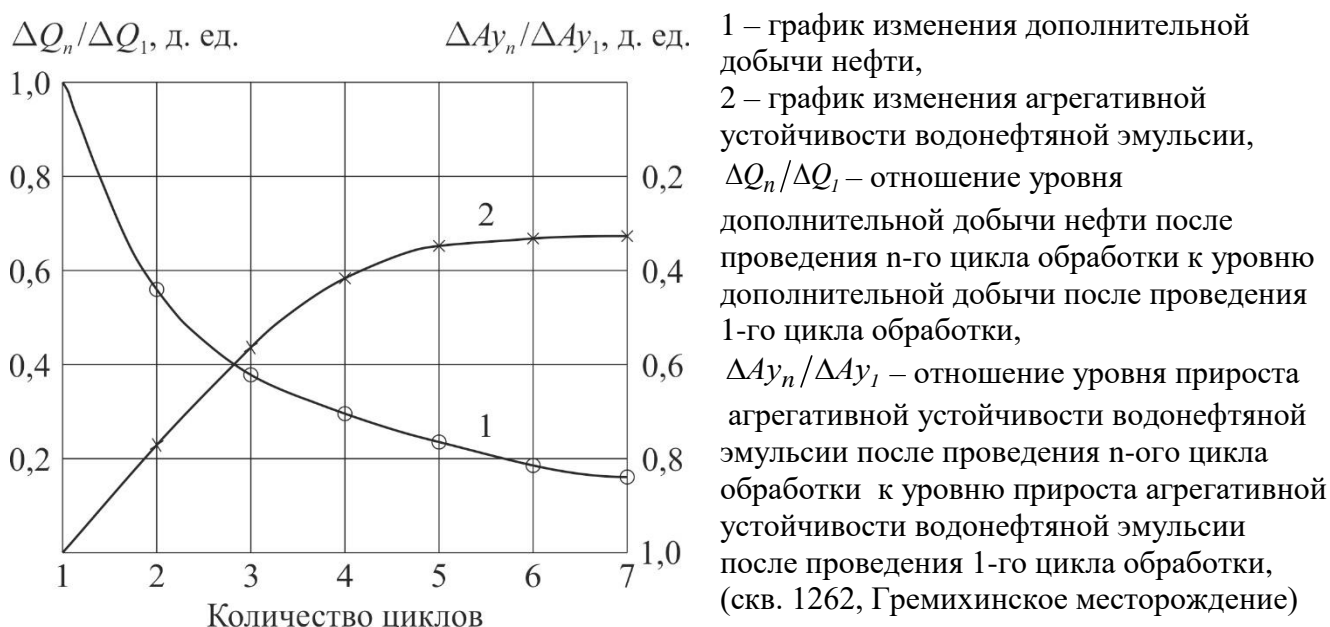


Рисунок 11 – Графики изменений дополнительной добычи нефти и прироста агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии при увеличении количества циклов паротепловых обработок

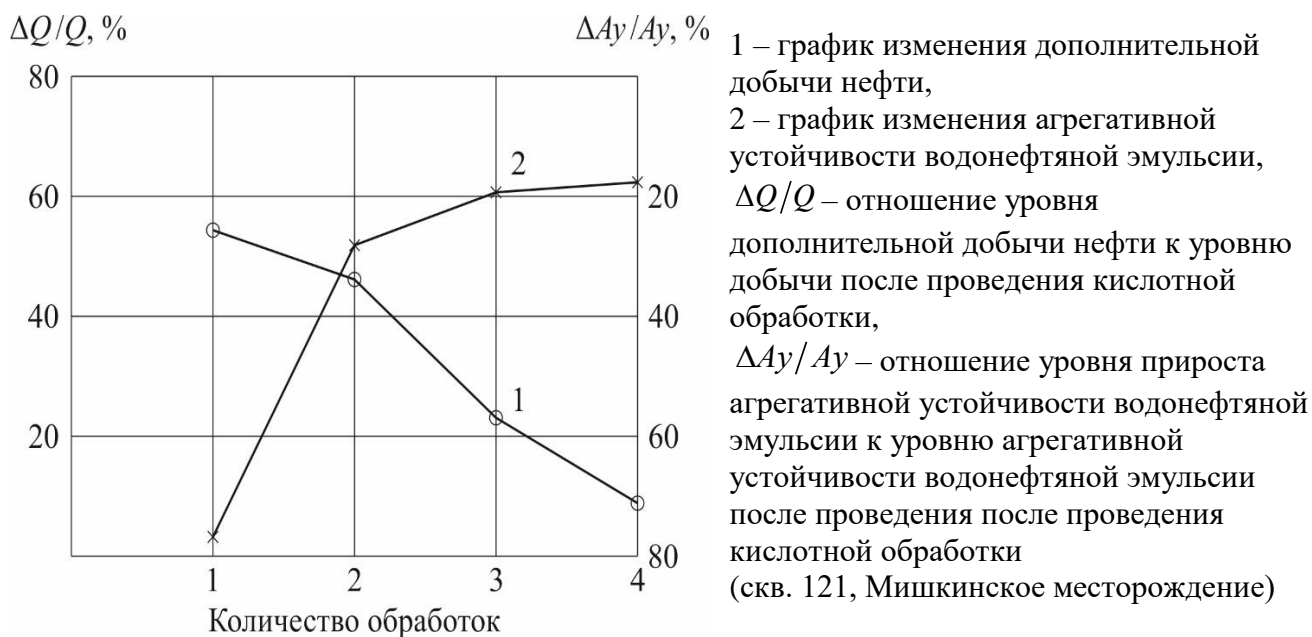


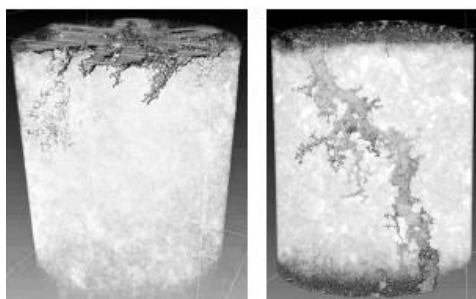
Рисунок 12 – Графики изменений дополнительной добычи нефти и агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии в зависимости от кратности кислотных обработок добывающих скважин

Из графиков на Рисунке 11 и Рисунке 12 следует, что количество циклов

проведения ЦПТОС и обработок скважин СКО для исследованных скважин следует ограничить кратностью, при которой происходит уменьшение и стабилизация темпов прироста величины агрегативной устойчивости ВНЭ и снижение прироста величин дополнительной добычи нефти.

Основной причиной снижения эффективности повторного кислотного воздействия, наряду с эмульсионной блокировкой фильтрации, является недостаточный учет особенностей литолого-петрофизических свойств обрабатываемых коллекторов. В работе представлена методология регулирования реакционной способности кислотных композиций, позволяющая учитывать неоднородность пласта, формировать каналы проникновения кислотных растворов в пласт в виде доминантной червоточины, а также предотвращать и разрушать осложнения в виде водонефтяной эмульсии и сладж-комплексов.

В работе экспериментально установлено, что формирование каналов проникновения кислотных растворов в пласт в виде доминантной червоточины может быть достигнуто за счет выравнивания скорости кислотной реакции с различными структурно-генетическими типами известняка, снижения величины межфазного натяжения кислотного раствора с породой пласта и насыщающим пласт флюидом, ограничения начальной проницаемости обрабатываемой породы значением не ниже $0,05 \text{ мкм}^2$, а также оптимизации относительных объемов и скоростей закачки кислотных растворов до получения минимальных значений коэффициентов импакции (Рисунок 13).



1

2

1 – коэффициент замедления кислотной реакции $K_3 = 1$, величина межфазного натяжения – $10,9 \text{ мН/м}$,

2 – коэффициент замедления кислотной реакции $K_3 = 5$, величина межфазного натяжения – $0,05 \text{ мН/м}$

Рисунок 13 – Формы канала проникновения кислотного раствора в известняк биокластово-зоогенного типа в зависимости коэффициента замедления кислотной реакции и величины межфазного натяжения

Предотвращение и разрушение осложнений в виде сладж-комплексов производится до их содержания не более 1 %.

Результаты исследований по влиянию относительных объемов и скоростей закачки кислотных растворов на коэффициент импакции от представлены на Рисунке 14.

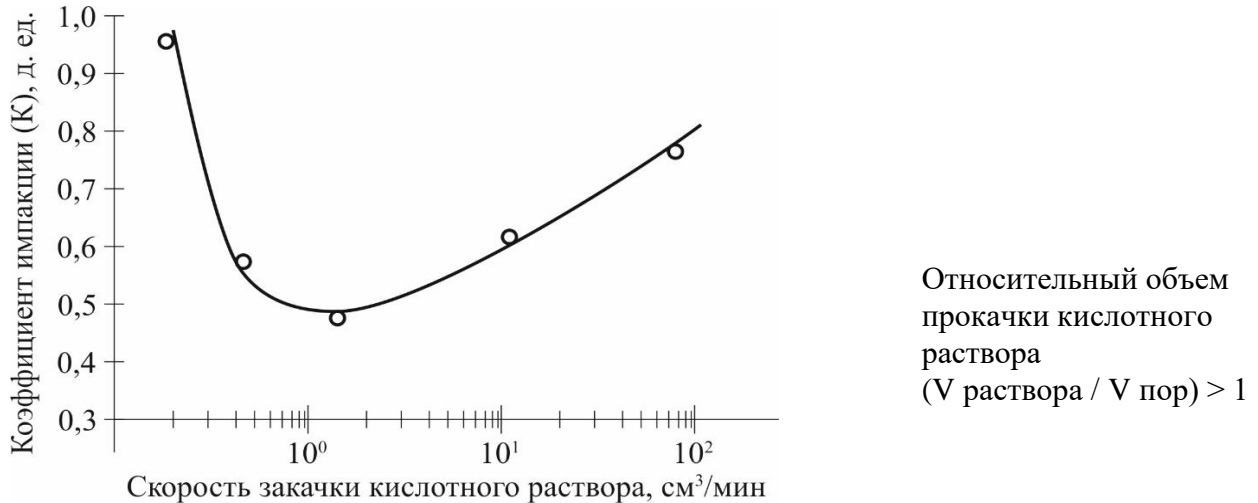


Рисунок 14 – Зависимость коэффициента импакции от скорости закачки кислотного раствора в известняк биокластово-зоогенного типа

Минимальному значению коэффициента импакции соответствует форма проникновения кислоты в пласт в виде доминантной червоточины и максимальная эффективность кислотной композиции.

Всего с применением созданной технологии было обработано более 350 скважин. Полученный прирост добычи нефти составил до 2,5 т/сут на скважину с продолжительностью сохранения эффективности превышающей 500 суток.

Технология кислотного гидравлического разрыва пласта (КГРП) является одной из основных технологий увеличения гидродинамической связи пласта и скважины. Кислотосодержащие жидкости разрыва пласта оказывают самое большое влияние на эффективность реализации технологии в целом. Поэтому к ним предъявляются особо жесткие технологические требования. Эффективным является применение в качестве кислотосодержащих жидкостей разрыва нефтекислотных эмульсий, обладающих малокомпонентностью, экологической чистотой, совместимостью с природными флюидами, низкой степенью влияния на процессы подготовки нефти, способностью полного разложения после разрыва

пласта без его остаточного загрязнения, а также доступностью составляющих компонентов. Анализ опыта реализации серии КГРП с применением технологии формирования нефтекислотных эмульсий в пластовых условиях показал, что только 56 % скважинных операций являются успешными.

Приготовление нефтекислотной эмульсии на устье скважины перед закачкой в пласт является более перспективным, так как позволяет управлять процессом разложения нефтекислотной эмульсии после проведения операции регулированием состава композиции. Время жизни нефтекислотной эмульсии от 0,5 до 3 суток соответствует диапазону концентрации соляной кислоты 0,2 %–3 %. Данный диапазон концентраций снижает реакционную способность жидкости разрыва, ограничивает глубину проникновения в пласт и инициирует необходимость применения кислотной смеси во втором этапе КГРП.

В работе предложен метод увеличения реакционной способности нефтекислотной эмульсии и регулирования времени жизни, основанный на циклической обработке эмульсии водой, обработанной постоянным электрическим током. На Рисунке 15 представлен график изменения времени жизни нефтекислотной эмульсии, в зависимости от количества циклов экспонирования в обработанном водном растворе соды (0,9%).

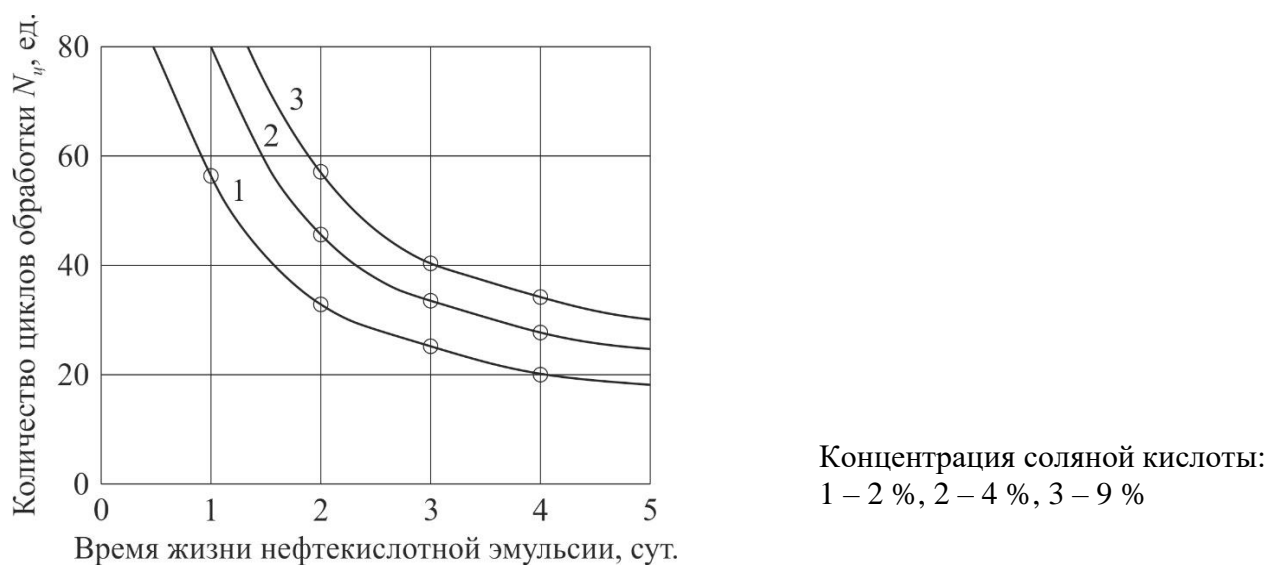


Рисунок 15 – График изменения времени жизни нефтекислотной эмульсии в зависимости от количества циклов обработки воздействия обработанной водой

Технология позволяет существенно повысить реакционную способность

нефтекислотных эмульсий, так как при заданном времени жизни увеличивается диапазон концентрации соляной кислоты от 0,2 %–3 % до 2 %–9 %. Предложенная технология регулирования времени жизни жидкости разрыва позволяет увеличить эффективную глубину проникновения в пласт от 3 до 45 раз. Средняя дополнительная добыча нефти достигает величины 2945 т на одну скважинную операцию КГРП при увеличении продуктивности скважин в 3 раза и продолжительности эффекта до 2,2 года.

После проведения КГРП особого внимания требуют режимы эксплуатации скважин. Анализ результатов эксплуатации скважин после КГРП показывает, что на ряде скважин за период времени от 2 до 12 месяцев происходит резкое снижение дебита, рост количества обводненных скважин, увеличение величины агрегативной устойчивости ВНЭ и вынос механических примесей. В рамках проведенных исследований была разработана методология нормирования отбора пластовой жидкости после применения технологии КГРП, включающая новый подход к интерпретации данных ГИДС, переоценку представлений об информативности коэффициентов фильтрационных сопротивлений, входящих в уравнение притока, получение выражения для определения критического дебита, соответствующего максимальному дебиту надежной эксплуатации скважин, применение результатов теоретических исследований, позволившие значительно расширить области применения интегральных характеристик для ламинарного течения в подъемных трубах, уточнение величины оптимального дебита исходя из условия минимального прироста величины их агрегативной стойкости при оптимизации норм отбора.

Установлено, что при $Q = Q_{кр}$ потери давления прямопропорциональны Q , а при $Q > Q_{кр}$ потери давления растут более интенсивно и сопровождаются возникновением акустических колебаний, способствующих разрушению пласта и выносу механических примесей из скважины. Учитывая, что при увеличении скоростей фильтрации в образованной трещине усиливаются процессы диспергирования фильтрующихся фаз, то полученная величина критического дебита $Q_{кр}$ должна быть уточнена на величину ΔQ , определяемую из условия

минимального прироста величины их агрегативной стойкости при различных нормах отбора (Рисунок 16).

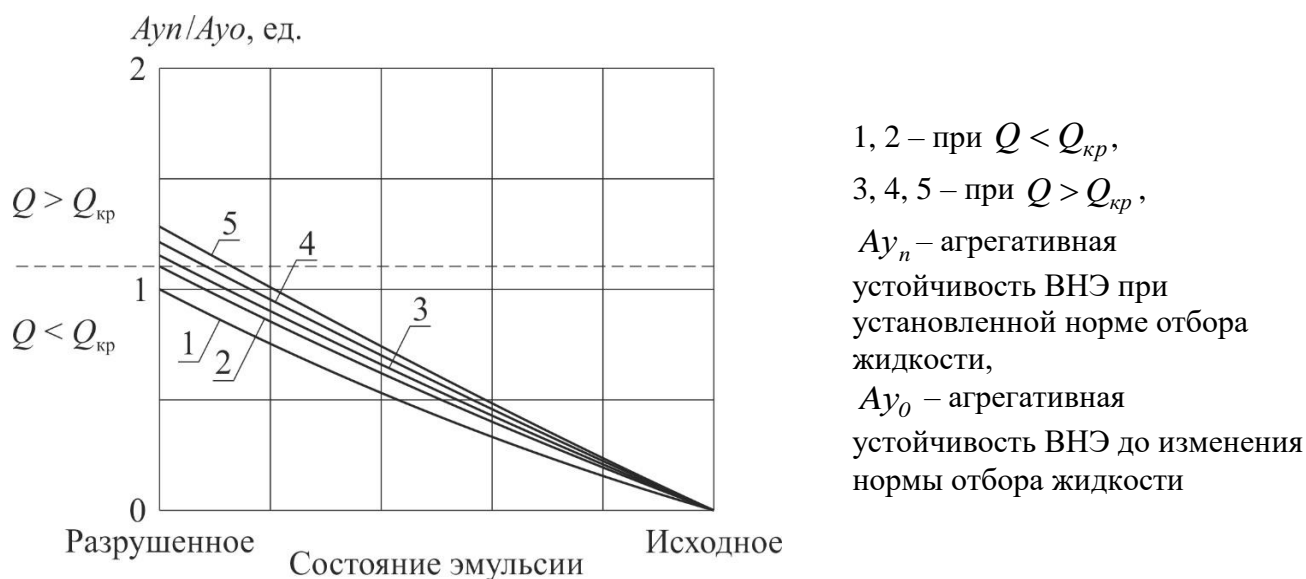


Рисунок 16 – Кратность изменения величины агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии в зависимости от норм отбора жидкости

Четвертая глава посвящена разработке технологических решений для компенсации потерь давлений и увеличения длительности безотказной эксплуатации центробежных насосных установок при подъеме и перекачке высоковязких жидкостей.

Наибольшее количество отказов и ухудшение рабочих характеристик насосных центробежных установок (УЭЦН) связано с потерей давлений в результате воздействия механических примесей, коррозионно-эрозионного воздействия углекислотной среды, процессов солеотложений, присутствия в скважинной продукции эмульгированного газа, подъема и перекачки вязких и эмульгированных нефтей. Промысловые исследования показывают, что эмульгирование нефти в добывающих скважинах и рост вязкости пластовой жидкости являются одной из основных причин значительного снижения коэффициента подачи и увеличения потребляемой мощности насосов на 14–20 %. Кроме того, были отмечены срывы подачи жидкости.

Ухудшение эксплуатационных характеристик УЭЦН в промысловых условиях можно скомпенсировать изменениями режимов работы скважины и режимов эксплуатации насосов. Однако диапазон регулирования режимов имеет

ограничения, так как реализуется, как правило, за счет снижения притока нефти к скважине. Объективно причину ухудшения эксплуатационных характеристик можно установить путем изучения влияния всего комплекса видов осложнений, содержащихся в скважинной продукции и исследования дефектов на элементах погружного насоса. В настоящей главе рассмотрены технические решения для компенсации потерь давлений при подъеме и перекачке наиболее сложных форм эмульгированных нефтей, формирование которых происходило в присутствии, в качестве стабилизаторов, природных нефтяных поверхностно-активные веществ (смола, парафинов, церезинов) и мелкодисперсных минералов, таких как песок.

Разработанный комплекс технологических решений включает технологии: компенсации потерь давлений в первых ступенях созданием канала перетока жидкости; отвода тепла от рабочего колеса из полимерных материалов с применением теплопроводных мостов и модифицирования полимеров; регулирования теплостойких и триботехнических свойств элементов ступени изменением количества циклов механодеформационных воздействий в процессах формообразования; регулирования реологических свойств перекачиваемой скважинной продукции иницированием механодеформационных воздействий.

Комплекс проведенных стендовых исследований в рамках данной работы позволил установить, что давление, развиваемое насосом на выкиде, при откачке воды существенно выше, чем при откачке вязкой эмульсии при режимах работы насоса, близких к оптимальным. Вязкость эмульсии была равной 25,9 мПа•с. Насос УЭЦН-45. Результаты исследований, приведенные в Таблице 1, позволили установить, что главной причиной потерь давления и срывов подачи насоса является превышение величины отрицательного осевого давления, действующего в направлении всасывания над величиной давления, создаваемого первыми ступенями насоса, действующего в направлении подъема жидкости. Из таблицы следует, что рост давления в ступенях при откачке эмульсии имеет нелинейный характер, стабилизируется в четвертой ступени и далее повышается линейно.

Таблица 1 – Результаты стендовых исследований распределения давления по ступеням УЭЦН-45 при откачке воды (P_1), эмульсии (P_2), эмульсии с

применением способа компенсации потерь давления в первых ступенях насоса (P_3)

Порядковый номер ступени от приема насоса	P_2 / P_1	P_3 / P_1
1	0,84	0,93
2	0,76	0,91
3	0,68	0,87
4	0,66	0,87
5	0,66	0,87
6	0,66	0,87
402	0,66	0,87

Для повышения коэффициента подачи, устойчивости работы насоса в условиях недостаточного погружения под динамический уровень и добыче высоковязких жидкостей было предложено на первых ступенях насосов выполнить на наружных поверхностях корпусов направляющих аппаратов каналы, соединяющие полости соседних ступеней (Рисунок 17).

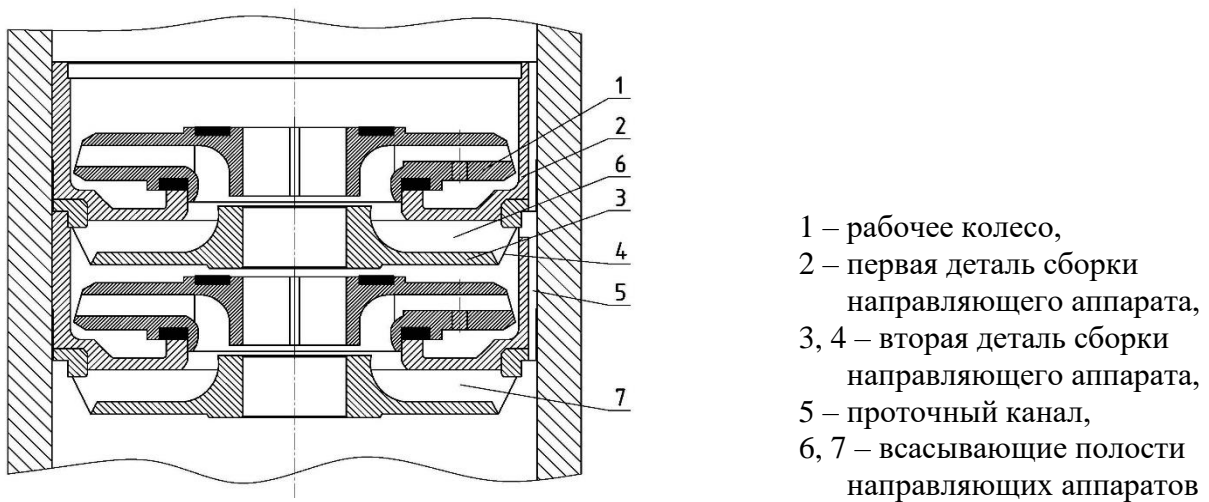


Рисунок 17 – Ступени на приеме насоса с переточным каналом

Это позволяет увеличить давление на входе в направляющий аппарат нижестоящей ступени пропорционально градиенту давлений на входах этих ступеней (Таблица 1).

Промысловые испытания УЭЦН с применением комплекса разработанных технологических решений позволили установить, что вероятность безотказной

работы погружных насосных установок, при наработке, равной 500 суткам превышает 0,95 (Рисунок 18).

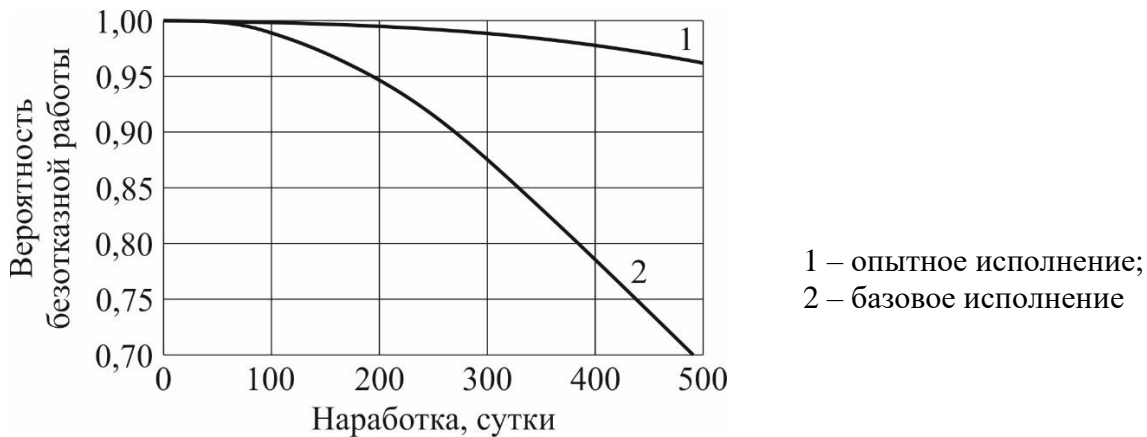
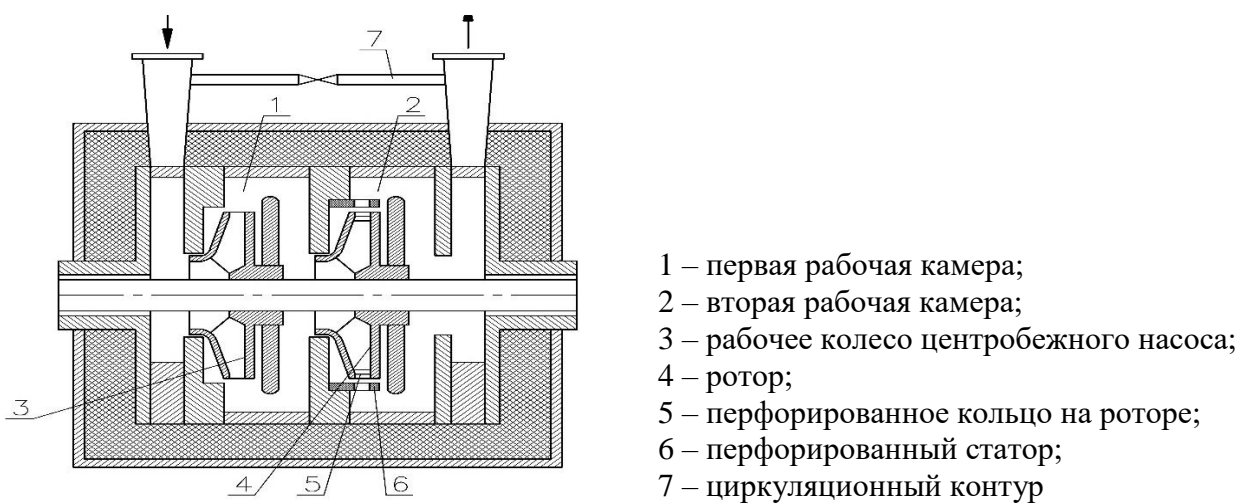


Рисунок 18 – Вероятность безотказной работы и наработка на отказ УЭЦН

Это обеспечивает соразмерность длительности сохранения фильтрационных параметров призабойной зоны пласта и периода наработки на отказ насосного оборудования после применения технологий интенсификации притоков.

Проблема обеспечения нормального функционирования перекачивающих центробежных насосов при транспорте высоковязкой нефти также остается весьма актуальной и требует поиска новых подходов и решений. В рамках данной работы была исследована возможность совмещения процесса перекачки вязких жидкостей с одновременным механодеформационным воздействием на жидкость осевым давлением и сдвиговой деформацией (Рисунок 19).



- 1 – первая рабочая камера;
- 2 – вторая рабочая камера;
- 3 – рабочее колесо центробежного насоса;
- 4 – ротор;
- 5 – перфорированное кольцо на роторе;
- 6 – перфорированный статор;
- 7 – циркуляционный контур

Рисунок 19 – Устройство для реализации механодеформационных воздействий в ступени центробежного насоса при перекачке эмульгированной нефти
Инициирование механодеформационных воздействий при перекачке

эмульгированной нефти достигается путем сдвига части перекачиваемой нефти во второй ступени насоса за счет перфорирования направляющего аппарата и выбросов рабочего колеса. Положительные результаты достигаются выбором доли объема нефти, подвергаемого сдвигу, равного $2/3$ от общего объема потока нефти и температуры обработки в диапазоне не ниже температуры, выше которой вязкость нефти уменьшается незначительно, но не выше температуры кипения нефти. Испытания насоса, проведенные на нефти Гремихинского месторождения с вязкостью 320–330 мПа·с, показали снижение вязкости в зоне обработки до 125 мПа·с, практически в три раза, позволяет существенно снизить потери давления, улучшить эксплуатационные характеристики перекачивающих насосов и устранить возможности отсутствия подачи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом работы является научно обоснованный комплексный подход к решению проблемы управления параметрами состояния природно-техногенных систем в условиях выработки трудноизвлекаемых запасов нефти и трудноуправляемости процессами движения нефти в пласте, при подъеме и перекачке, заключающийся в изучении процессов торможения фильтрации, трансформирования пластовой системы и формирования структуры остаточного нефтенасыщения при вытеснении нефти водой, обосновании параметра для оценки управляемости, разработке комплекса технологических решений, обеспечивающих создание необходимого разнообразия управляющих воздействий, превышающее разнообразие состояний пластовой системы и насосного оборудования, а также соразмерное регулирование параметров их состояния, гармоничное и сбалансированное функционирование. При реализации данного подхода на основе полученных результатов исследований сделаны следующие выводы:

1 На основе анализа и обобщения теоретических, экспериментальных и промысловых исследований условий, обуславливающих затухание фильтрации, диспергирование фильтрующихся фаз показано, что характерной особенностью

процесса является электрокинетическое торможение потока жидкости. Уточнен механизм электрокинетического торможения фильтрации, отражающий процессы снижения водопроницаемости карбонатных пород-коллекторов при увеличении объемов нагнетаемой воды с различной минерализацией. Экспериментально обоснованы механизмы нарушения сплошности нефтяной фазы в трещинах и поровых каналах матрицы породы пласта в зависимости от характера трещиноватости и микронеоднородности коллекторов, раздробленности фронта вытеснения нефти водой, смачиваемости пористой среды, роста объемов закачки воды и вязкости нефти.

2 На основе результатов исследований промысловых проб скважинной продукции, отобранных из добывающих скважин после применения методов интенсификации добычи нефти, из реагирующих скважин при реализации гидродинамических воздействий, скважин, эксплуатируемых штанговыми насосными установками и УЭЦН, установлены закономерности изменения агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии при увеличении длительности и кратности циклов воздействия на пласт и ПЗП, количества циклов взаимодействия эмульсии с водой, обработанной постоянным электрическим током. Методика определения количества циклов воздействия на эмульсию обработанной водой рекомендована к использованию в лабораторных и промысловых условиях для оценки стойкости эмульсии к разрушению.

3 Разработана и научно обоснована технология контроля разработки нефтяного месторождения на основе определения изменений величины агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии, оценка которой обеспечивает более полный учет параметров, характеризующих состояние разрабатываемого месторождения, и повышает надежность обоснования при выборе участков залежи и скважин для применения технологий интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Данный параметр рекомендован к включению в программные комплексы для гидродинамического моделирования и управления разработкой нефтяных месторождений.

4 Предложены и научно обоснованы технологии воздействия на

продуктивные пласты, обеспечивающие снижение интенсивности процессов затухания фильтрации, ослабление процессов диспергирования фаз, изменение подвижности фильтрующихся фаз в диспергированном состоянии на основе созданных методов безреагентного регулирования параметров рабочих агентов, учета диапазона изменений агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии при воздействии на пласт, совершенствования интенсивных систем заводнения и разработки залежей нефти, в том числе:

- технология циклического заводнения нефтяных пластов с обоснованием длительности периодов цикла гидродинамических воздействий и изменения направления воздействия в зависимости от темпов роста величины агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии обеспечивает прирост дополнительной добычи на 5 %, повышение текущего уровня добычи нефти на 15 %, снижение обводненности скважинной продукции на 8–10 %;

- технология воздействия на нефтяную залежь системами вертикальных и горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин для изменения условий движения фильтрующихся фаз. При этом, увеличение охвата пласта воздействием достигается в случае параллельного положения рядов нагнетательных и добывающих скважин: при коэффициенте подвижности нефти $M \geq 2,5$ применением вертикальной нагнетательной и горизонтальной добывающей скважинами; при $0,4 < M < 2,5$ – горизонтальными нагнетательной и добывающей скважинами; при $M \leq 0,4$ – горизонтальной нагнетательной и вертикальной добывающей скважинами;

- технология полимерного воздействия на залежи вязкой нефти для уменьшения раздробленности фронта вытеснения нефти, достигаемое взаимодействием полимерных растворов и воды, подвергнутой обработке постоянным электрическим током. При этом, перестроение молекулярной структуры раствора полимера повышает стойкость создаваемой оторочки к гидродинамической деструкции, что отражается в увеличении коэффициента вытеснения нефти на 10 %;

5 Созданы и научно обоснованы технологии воздействия на призабойную

зону пласта для увеличения гидродинамической связи пласта и скважины, снижения водонасыщенности, ослабления, предотвращения и подавления процессов формирования и стабилизации эмульсий на основе:

- оптимизации кратности кислотных и паротепловых обработок скважин в зависимости от темпов изменений агрегативной устойчивости ВНЭ;

- метода реагентного регулирования реакционной способности и адаптирования кислотного раствора к геолого-физическим условиям объектов воздействия, заключающегося в выравнивании скорости кислотной реакции с типами породы из обрабатываемой зоны, снижении величины межфазного натяжения до величины, при которой происходит формирование канала проникновения кислотной композиции в пласт в виде червоточины, уменьшении величины проявления техногенной нагрузки скважины в виде сладж-комплексов, обеспечивающего увеличение охвата ПЗП кислотным воздействием и депрессирующее действие на ВНЭ;

- метода безреагентного регулирования агрегативной устойчивости и реакционной способности рабочих жидкостей для кислотного гидроразрыва пласта, основанного на технологии циклического воздействия водой, обработанной постоянным электрическим током;

методологии нормирования отбора пластовой жидкости после применения технологии кислотного гидроразрыва пласта, включающей новый подход к интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, переоценку представлений об информативности коэффициентов фильтрационных сопротивлений, входящих в уравнение притока, получение выражения для определения критического дебита, соответствующего максимальному дебиту надежной эксплуатации скважин, применение результатов теоретических исследований, позволившие значительно расширить области применения интегральных характеристик для ламинарного течения в подъемных трубах, уточнение полученной величины оптимального дебита исходя из условия минимального прироста величины их агрегативной стойкости при оптимизации норм отбора.

6 Экспериментально обоснованы технологии снижения потерь давлений и увеличения длительности безотказной эксплуатации центробежных насосных установок при подъеме и перекачке высоковязких жидкостей на основе новых технологических решений:

- технологии компенсации потерь давлений в первых ступенях УЭЦН компенсационным перетоком жидкости;
- технологий отвода тепла от рабочего колеса из полимерных материалов изменением конструкции элемента и состава полимера;
- технологии регулирования теплостойких и триботехнических свойств элементов ступени УЭЦН изменением количества циклов механодеформационных воздействий в процессах формообразования;
- технологии регулирования реологических свойств перекачиваемой скважинной продукции иницированием механодеформационных воздействий в ступени центробежного насоса.

Реализация представленных технологических решений позволяет увеличить вероятность безотказной работы УЭЦН до 0,97 при наработке, равной 500 суткам.

В работе рассмотрены, обобщены и обоснованы технологии управления параметрами состояния природных и техногенных систем, обуславливающие решения технологических проблем системы пласт-скважина-насос при добыче диспергированных и эмульгированных нефтей, характерных для преобладающих категорий в структуре трудноизвлекаемых запасов. К настоящему времени многие теоретические и практические вопросы по данной проблеме достаточно проработаны и освещены в технической литературе, но многообразие геолого-физических и технологических условий при разработке нефтяных месторождений предопределяет необходимость дальнейшего развития исследований в научном плане, а также в плане разработки новых технических и технологических решений.

Содержание работы опубликовано в 60 научных трудах, в том числе:

- в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Минобрнауки РФ:

1 Мирсаатов, О.М. Влияние микрокомпонентного состава породы и свойств

нагнетаемой воды на фильтрационные параметры пласта-коллектора / О.М. Мирсаетов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 28–31.

2 Мирсаетов, О.М. К вопросу об агрегативной стойкости водонефтяной эмульсии / О.М. Мирсаетов, Ю.В. Федоров, Б.Г. Ахмадуллин, Д.В. Емельянов // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 5. – С. 41-43.

3 Мирсаетов, О.М. Совершенствование методологии выбора участка для применения методов увеличения нефтеизвлечения / О.М. Мирсаетов, Ю.В. Федоров, Б.Г. Ахмадуллин, А.В. Степанов // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 10. – С. 38–42.

4 Сугаипов, Д.А. Об оптимальном расположении горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений / Д.А. Сугаипов, В.А. Савельев, А.Я. Волков, О.М. Мирсаетов // Бурение и Нефть. – 2003. – № 12. – С. 35-37.

5 Мирсаетов, О.М. Увеличение охвата пласта кислотным воздействием / О.М. Мирсаетов, М.А. Хазиев, Б.Г. Ахмадуллин, И.М. Насибуллин // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 9. – С. 17-24.

6 Повышев, К.И. Совершенствование гидродинамических методов исследования скважин / К.И. Повышев, С.Ю. Борхович, О.М. Мирсаетов // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 12. – С. 17–21. 6

7 Мирсаетов, О.М. К развитию теории ламинарного течения степенной жидкости / О.М. Мирсаетов, Р.Х. Муллахметов, К.И. Повышев // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 1. – С. 35–40.

8 Мирсаетов, О.М. Теоретические исследования ламинарного напорного течения степенной жидкости / О.М. Мирсаетов, Р.Х. Муллахметов, К.И. Повышев // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 7. – С. 51-54.

9 Мирсаетов, О.М. Теоретические и экспериментальные методы обоснования энергосберегающих дебитов высокодебитных скважин / О.М. Мирсаетов, С.Ю. Борхович, К.И. Повышев // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 9. – С. 32-38.

10 Мирсаетов, О.М. Возможность применения композиционных материалов на основе алюминия в ступени погружных центробежных насосов / О.М. Мирсаетов, Ю.В. Федоров, Б.Г. Ахмадуллин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 4. – С. 17–23.

11 Мирсаетов, О.М. Особенности применения термопластичных полимерных материалов в ступени погружных центробежных насосов / О.М. Мирсаетов, Ю.В. Федоров, Б.Г. Ахмадуллин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 50–55.

- в других изданиях и материалах различных конференций:

12 Ахмадуллин, Б.Г. Исследование условий формирования водонефтяных эмульсий в пластовых условиях / Б.Г. Ахмадуллин, О.М. Мирсаетов, И.А. Гуськова // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство: матер Всерос. науч.-практ. конф. В 2 ч. Ч. 1. – Альметьевск : АГНИ, 2015. – С. 45–48.

13 Мирсаетов, О.М. Метод регулирования реологических свойств растворов ПАА для управления подвижностью пластовых жидкостей / О.М. Мирсаетов, С.О. Мирсаетов, В.И. Платонов // Ашировские чтения: матер. Международной научн.-практ. конф. – Самара : СамГТУ, 2002. – С. 26.

14 Мирсаетов, О.М. Метод регулирования вязко-упругих свойств полимерных растворов для увеличения нефтеизвлечения / О.М. Мирсаетов, Н.А. Чирков // Большая нефть XXI века: матер. Всерос. науч.-практ. конф. В 2 ч. Ч. 1. – Альметьевск : АГНИ, 2006. – С. 117–119.

15 Огуречников, И.Н. Передвижная установка для приготовления и закачки в пласты полимер-гелиевых и полимер-дисперсных систем / И.Н. Огуречников, В.В. Лекомцев, В.Х. Шаймарданов, О.М. Мирсаатов // Строительство горизонтальных скважин: матер. IX Международной конф. по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами. М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ», 2005. – С. 289.

16 Кудинов, В.И. Опыт разработки карбонатных коллекторов с повышенной и высокой вязкостью нефти на месторождениях Удмуртии / В.И. Кудинов, О.М. Мирсаатов // О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти: матер. науч.-техн. конф. Лениногорск : ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, 2007. – С. 18–31.

17 Липаев, А.А. Лабораторная установка для исследования тепловых свойств пород нефтяных и битумных месторождений / А.А. Липаев, Р.Г. Миннихметов, И.И. Маннанов, О.М. Мирсаатов, Р.Б. Абашеев // Вестник Удмуртского университета. Серия Науки о земле. – 2005. – № 11. – С. 211–220.

18 Сухоплюев, В.А. Прогнозирование технологических показателей разработки сложнопостроенных залежей с нефтями повышенной вязкости. Выбор и оптимизация технологических приемов воздействия на пласт и темпов отбора нефти / В.А. Сухоплюев, В.И. Кудинов, О.М. Мирсаатов // Вестник Удмуртского университета. – 2002. – № 8. – С.59–79.

19 Малофеев Г.Е. Выбор объектов для применения тепловых методов разработки месторождений с высоковязкой нефтью / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаатов, А.Г. Миннихметов // Совершенствование разработки нефтяных месторождений: Сб. научн. тр. – М. : ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2004. – Вып. 131. – С. 48–51.

20 Дузбаев, С.К. Опыт применения модифицированных ПДС для повышения нефтеотдачи пластов, насыщенных высокоминерализованными пластовыми водами / С.К. Дузбаев, О.М. Мирсаатов, С.А. Утегалиев, А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, А.М. Комаров // Современные проблемы разработки месторождений углеводородного сырья. – М. : «Академия естествознания». Современные наукоемкие технологии, 2005. – № 9. – С.93–95.

21 Дузбаев, С.К. Повышение нефтеотдачи пластов с высокоминерализованными пластовыми водами / С.К. Дузбаев, О.М. Мирсаатов, С.А. Утегалиев, А.Ш. Газизов, А.А. Газизов // Вестник Удмуртского университета. Сер. Науки о земле. – 2005. – № 11. – С. 197–210.

22 Мирсаатов, О.М. Обоснование длительности периода цикла гидродинамического воздействия на нефтяной пласт / О.М. Мирсаатов, К.Б. Ахмадуллин // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт): Сборник материалов всероссийской научно-практической конференции. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2018. – С. 104–111.

23 Аристов, В.А. Совершенствование технологических схем разработки сложнопостроенных залежей на основе гидродинамических методов воздействия для регулирования нефтеотдачи горизонтальных скважин / В.А. Аристов, В.И. Кудинов, О.М. Мирсаатов // Строительство горизонтальных скважин: матер. VII международной конф. по горизонтальному бурению. М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – С.111.

24 Аристов, В.А. Проблемы разработки сложнопостроенных залежей на поздних стадиях эксплуатации и пути их решения методами гидродинамических воздействий на

пласты / В.А. Аристов, В.И. Кудинов, О.М. Мирсаетов // Вестник Удмуртского университета. – 2002. – № 8. – С. 53–58.

25 Мирсаетов, О.М. Совершенствование технологии циклического заводнения нефтяных залежей с двойной пористостью / О.М. Мирсаетов, К.Б. Ахмадуллин // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тез. докладов VI Междунар. науч. симпозиума. – М. : АО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2017. – С. 26–27.

26 Мирсаетов, О.М. Особенности выработки трещиновато-пористых коллекторов горизонтальными скважинами / О.М. Мирсаетов, А.А. Шумихин, А.С. Хатункина // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тез. докладов VI Междунар. науч. симпозиума. – М. : АО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2017. – С. 57–58.

27 Савельев, В.А. Регулирование эффективности разработки нефтяных месторождений, разбуриваемых горизонтально-направленными скважинами / В.А. Савельев, Д.А. Сугаипов, О.М. Мирсаетов // Внедрение современных технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами: матер. Региональной научн.-практ. конф. – Ижевск, 2003. – С. 85–92.

28 Сугаипов, Д.А. К вопросу о возможности применения нагнетательных горизонтальных скважин для разработки нефтяных месторождений / Д.А. Сугаипов, В.А. Савельев, О.М. Мирсаетов, А.Я. Волков // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: матер. Республиканской научн.-практ. конф. – Казань : Центр совершенствования. методов разработки нефтяных месторождений при АН РТ, 2003. – С. 28–30.

29 Сугаипов, Д.А. Об оптимальном расположении горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений / Д.А. Сугаипов, В.А. Савельев, А.Я. Волков, О.М. Мирсаетов // Строительство горизонтальных скважин: матер. VIII Международной конф. по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – С. 115–122.

30 Волков, А.Я. Дифференцирование НДПИ как вариант стимулирования разработки нефтегазовых месторождений с применением горизонтальных скважин / А.Я. Волков, Д.В. Никонов, О.М. Мирсаетов // Вестник Удмуртского университета. – 2002. – № 8. – С.161–167.

31 Емельянов, Д.В. Методы оптимальной выработки нефти башкирского яруса Чутырско-Киенгопского месторождения / Д.В. Емельянов, О.М. Мирсаетов, В.А.Савельев // Строительство горизонтальных скважин: матер. IX Международной конф. по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – С. 119–129.

32 Мирсаетов, О.М. Особенности бурения горизонтальных скважин в зонах повышенной трещиноватости / О.М. Мирсаетов, А.А. Шумихин // Бурение скважин в осложненных условиях: тез. докладов III Международной научно-практической конференции. – СПб : Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 80–81.

33 Мирсаетов, О.М. Об одной критерии оптимизации кратности повторных кислотных обработок карбонатных коллекторов / О.М. Мирсаетов, Ю.В. Федоров // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: мат. II Международного научн. симпозиума. В 2 т. Т. 2. – М. : ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.

исслед. ин-т», 2009. – С. 202–205.

34 Мирсаатов, О.М. Получение и применение наноструктурированных нефтекислотных эмульсий для интенсификации добычи нефти / О.М. Мирсаатов, Ю.В. Федоров // Rusnanotech 2009: матер. II Международного форума по нанотехнологиям. – М. : ГК «Роснанотех», 2009. – С. 393–395.

35 Мирсаатов, О.М. Комплексная система контроля и регистрации основных параметров процесса гидроразрыва нефтяных пластов / О.М. Мирсаатов, А.И. Мынин А.М. Петров и др. // Эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти: матер. Российской научн.-практ. конф. – Ижевск, 2002. – С. 161–163.

36 Мирсаатов, О.М. Нормирование отбора жидкости после воздействия на пласт / О.М. Мирсаатов, Б.Г. Ахмадуллин, Ю.В. Федоров // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: матер. III Междунар. науч. симпозиума. В 2 т. Т.2. – М. : ОАО «Всерос. нефтегаз. науч. исслед. ин-т», 2011. – С. 193–196.

37 Борхович, С.Ю. Проблемы оптимизации, диагностики и регулирования работы эксплуатационных скважин, пути их решения / С.Ю. Борхович, В.И. Кудинов, О.М. Мирсаатов // Вестник Удмуртского университета. – 2002. – № 8. – С.48–53.

38 Борхович, С.Ю. Совершенствование гидродинамических методов диагностики состояния ПЗП по данным устьевой информации для оптимизации работы ГС / С.Ю. Борхович, В.И. Кудинов, О.М. Мирсаатов // Строительство горизонтальных скважин: матер. VII международной конф. по горизонтальному бурению. М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – С.111.

39 Муллахметов, Р.Х. Ламинарное движение нефтепромысловых растворов в трубах / Р.Х. Муллахметов, С.О. Мирсаатов, О.М. Мирсаатов // Вестник Удмуртского университета. – 2002. – № 9. – С.136–142.

40 Муллахметов Р.Х. К развитию теории ламинарного течения пластической жидкости / Р.Х. Муллахметов, О.М. Мирсаатов // Строительство горизонтальных скважин: матер. IX Международной конф. по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» , 2005. – С. 290.

41 Повышев, К.И. Совершенствование гидродинамических методов исследования скважин / К.И. Повышев, С.Ю. Борхович, О.М. Мирсаатов // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление: Сборник статей аспирантов и молодых специалистов. – Уфа : ОАО НПФ «Геофизика», 2006. – Вып. 3. – С. 56–68.

42 Мирсаатов, О.М. Нарботка на отказ системы пласт-скважина насос / О.М. Мирсаатов, И.К. Повышев // Вестник Удмуртского университета. Сер. Науки о земле. – 2005. – № 11. – С.233–248.

43 Повышев, К.И. Особенности эксплуатации ЭУЦН в скважинах с форсированным отбором жидкости / К.И. Повышев, О.М. Мирсаатов // Строительство горизонтальных скважин: матер. IX Международной конф. по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами. М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ», 2005. – С. 240–246.

44 Федоров, Ю.В. Повышение устойчивости системы пласт-скважина-насос при выработке карбонатных коллекторов с вязкими нефтями / Ю.В. Федоров, О.М. Мирсаатов, К.И. Повышев // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: матер. IX науч.-практ. конф. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2009. – С. 45. 21

45 Мирсаатов, О.М. Пути повышения износо- и коррозионной стойкости

элементов УЭЦН при сложных геолого-технических условиях эксплуатации / О.М. Мирсаетов, Е.Б. Думлер, В.М. Андрюшин, Г.П. Соболев, А.И. Слонова, В.В. Тарасов // Эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти: матер. Российской научн.-практ. конф. – Ижевск, 2002. – С. 158–160.

46 Мирсаетов, О.М. Новые материалы и технологии для повышения износо-и коррозионной стойкости элементов и узлов многоступенчатых насосных установок / О.М. Мирсаетов, Ю.В. Федоров // Нефть и газ Западной Сибири: матер. Всерос. науч.-техн. конф. В 2т. Т. 2. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. – С. 360–363.

47 Мирсаетов, О.М. Наноструктурирование материалов для повышения стойкости узлов трения в ступени скважинных насосов [Электронный ресурс] / О.М. Мирсаетов, Б.Г. Ахмадуллин // Rusnanotech 2010: матер. III Междунар. форума по нанотехнологиям / Режим доступа: [http // www.rusnanoforum.com](http://www.rusnanoforum.com) / постерные доклады / Наноматериалы.

48 Мирсаетов, О.М. Применение нанотехнологий для улучшения реологических свойств высоковязких нефтей [Электронный ресурс] / О.М. Мирсаетов, Б.Г. Ахмадуллин // Rusnanotech 2010: матер. III Междунар. форума по нанотехнологиям / Режим доступа: [http // www.rusnanoforum.com](http://www.rusnanoforum.com) / постерные доклады / Нанотехнологии для энергетики.

- в патентах РФ и КНР:

49 Пат. 2390628, Российская Федерация, МПК E21B47/00E21B43/00. Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения / Мирсаетов О.М., Федоров Ю.В., Емельянов Д.В., Ахмадуллин Б.Г.; заявитель и патентообладатель О.М. Мирсаетов, Ю.В. Федоров. – № 2009112697/03; заявл. 06.04.2009, опубл. 27.05.2010, Бюл. № 15. – 7 с.

50 Пат. 2299318, Российская Федерация, МПК 21B3/20. Способ разработки нефтяных залежей / Аристов В.А., Мирсаетов О.М., Кудинов В.И., Горбунов А.Т.; заявитель и патентообладатель В.А. Аристов, О.М. Мирсаетов – № 2002130655/03; заявл. 18.11.2002, опубл. 20.05.2007, Бюл. № 14. – 4 с.

51 Пат. 2267009, Российская Федерация, МПК E21B 43/20. Способ разработки нефтяной залежи (варианты) / Сугаипов Д.А., Мирсаетов О.М., Савельев В.А.; заявитель и патентообладатель Д.А. Сугаипов, О.М. Мирсаетов. – № 2004101977; заявл. 22.01.2004, опубл. 27.12.2005, Бюл. № 36. – 6 с.

52 Пат. 2670313, Российская Федерация, МПК E21B 43/20, E21B 43/30. Способ разработки нефтяной залежи / Мирсаетов О.М., Ахмадуллин К.Б.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «УдГУ» – № 2017140148; заявл. 17.11.2017; опубл. 22.10.2018, Бюл. № 30. – 8 с.

53 Пат. 2498060, Российская Федерация, МПК E21B 43/27. Способ оценки эффективности и контроля кислотной обработки карбонатного пласта / Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Баймашев Б.А., Петров М.А., Федоров Ю.В., Мирсаетов О.М., Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н.; заявитель и патентообладатель ОАО «НИИнефтепромхим». – № 2012121869/03; заявл. 25.05.2012; опубл. 10.11.2013, Бюл. № 31. – 10 с.

54 Пат. 2576252, Российская Федерация, МПК E21B 43/27, E21B 43/22. Способ обработки призабойной зоны скважины / Мирсаетов О.М., Хазиев М.А., Насибулин И.М., Ахмадуллин Б.Г.; заявитель и патентообладатель О.М. Мирсаетов, М.А. Хазиев, И.М. Насибулин, Б.Г. Ахмадуллин. – № 2014102905/03 (004435); заявл. 29.01.2014; опубл. 27.02.2016, Бюл. № 6. – 18 с.

55 Пат. 2387881, Российская Федерация, МПК FO4D13/10FO4D31/00. Погружной многоступенчатый насос / Федоров Ю.В., Мирсаетов О.М., Повышев К.И., Ахмадуллин

Б.Г.; заявитель и патентообладатель Ю.В. Федоров, О.М. Мирсаетов. – № 2009104207/06; заявл. 09.02.2009; опубл. 27.04.2010, Бюл. № 12. – 7 с.

56 Пат. 2352823, Российская Федерация, МПК F04D 29/22. Рабочее колесо погружного центробежного насоса / Мирсаетов О.М., Повышев К.И., Абашев Р.Б. заявитель и патентообладатель О.М. Мирсаетов, К.И. Повышев. – № 2006127731/06; заявл. 31.07.2006; опубл. 20.04.2009, Бюл. № 11. – 4 с.

57 Пат. 2395011, Российская Федерация, МПК F04D29/02, F04D29/047, F04D13/10, F04D33/20. Пара трения в ступени погружного центробежного насоса / Федоров Ю.В., Мирсаетов О.М., Повышев К.И., Ахмадуллин Б.Г.; заявитель и патентообладатель Ю.В. Федоров, О.М. Мирсаетов. – №2008148117/06; заявл. 05.12.2008; опубл. 20.07.2010, Бюл. № 20. – 6 с.

58 Пат. 2325432, Российская Федерация, МПК C10G 0/04, B01J 19/08, F24J 3/00. Способ снижения вязкости нефти / Мирсаетов О.М., Чирков Н.А., Абашев Р.Б.; заявитель и патентообладатель О.М. Мирсаетов, Н.А. Чирков. – № 2007102094/04; заявл. 19.01.2007; опубл. 27.05.2008, Бюл. № 5. – 3 с.

59 Chinese patent No. 201080010651.9, Classification of subject matter E21B47/00; E21B43/00. Method for monitoring the oil-field development / Mirsaetov O., Fedorov Y., Emeleyanov D., Ahhmadullin B.; applicants Mirsaetov O., Fedorov Y. – № 58310877; announced 30.08.2011; published 10.06.2015. – 7 p.

- в учебных пособиях:

60 Малофеев, Г.Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи: Учебное пособие / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаетов, И.Д. Чоловская. – М.– Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 224 с.