

На правах рукописи



Иванов Денис Владимирович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ
ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ЗАЛЕЖЕЙ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа - 2018

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель

кандидат технических наук, доцент

Чижов Александр Петрович

Официальные оппоненты:

Валеев Марат Давлетович

доктор технических наук, профессор,
Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственное предприятие
«ВМ система», технический директор

Рощин Павел Валерьевич

кандидат технических наук,
Общество с ограниченной ответственностью
«РСС», менеджер проекта

Ведущая организация


Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Самарский государственный
технический университет» (г. Самара)

Защита диссертации состоится 25 июня 2018 г. 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 ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан «_____» _____ 2018 года.

Ученый секретарь



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

В настоящее время весьма значительная часть остаточных запасов углеводородов месторождений Татарстана относится к категории трудноизвлекаемых. Продуктивные коллекторы, как правило, характеризуются сложным геологическим строением. Нередко углеводороды залежей относятся к категории высоковязких и тяжелых нефтей (ВТН), а в разрезе месторождений выделяется несколько эксплуатационных объектов.

Освоение запасов ВТН затруднительно, а иногда и невозможно без эффективного комплексного воздействия на них. Увеличение эффективности эксплуатации залежей высоковязких нефтей приуроченных к многопластовым мелким месторождениям является актуальной задачей.

Степень разработанности проблемы

Вопросами повышения эффективности разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти в своё время занимались следующие учёные: И. И. Абызбаев, Р. Х. Алмаев, И. Д. Амелин, В. Е. Андреев, Д. Г. Антониади, Ю. В. Антипин, Г. А. Бабалян, В. А. Бадьянов, К. С. Баймухаметов, К. С. Басниев, А. А. Боксерман, Ю. П. Борисов, М. Д. Валеев, В. Д. Викторин, В. Е. Гавура, В. В. Девликамов, Л. Ф. Дементьев, Р. Н. Дияшев, Ю. В. Зейгман, Р. Р. Ибатуллин, Р. К. Ишкаев, Ю. А. Котенёв, А. П. Крылов, Л. Е. Леченкова, Е. В. Лозин, И. Л. Мархасин, А. Х. Мирзаджанзаде, Р. Х. Муслимов, В. Ш. Мухаметшин, Р. Я. Нугаев, А. И. Пономарёв, М. К. Рогачев, М. А. Токарев, М. Л. Сургучев, Э. М. Халимов, Н. И. Хисамутдинов, В. Н. Щелкачев, Э. М. Юлбарисов и ряд других исследователей.

Несмотря на большой вклад многих исследователей, есть практические вопросы разработки технологий повышения эффективности освоения высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах, которые требуют дополнительных исследований, теоретических осмыслений и практической реализации, поэтому рассматриваемая тема сохраняет свою актуальность.

Соответствие диссертации паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствует паспорту специальности 25.00.17: геолого-физические и физико-химические процессы,

протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа (п. 2).

Цель работы

Обоснование и реализация комплекса технологических решений повышающих эффективность выработки запасов высоковязкой тяжелой нефти.

Основные задачи исследования

1 Анализ и обобщение результатов применения методов воздействия на трудноизвлекаемые запасы ВТН.

2 Обоснование модели строения пустотного пространства коллектора в карбонатных отложениях Мелекесской впадины с целью изучения особенностей вытеснения ВТН из пустотного пространства продуктивных пластов.

3 Разработка технологии увеличения нефтеотдачи, направленной на освоение остаточных запасов ВТН карбонатных коллекторов.

4 Разработка технологии интенсификации притока ВТН к скважинам из карбонатных продуктивных пластов.

Объектом исследования являются технологии освоения остаточных запасов высоковязкой тяжелой нефти залежей Мелекесской впадины разрабатываемых на естественных режимах.

Предметом исследования является повышение эффективности извлечения остаточных запасов высоковязкой тяжелой нефти залежей Мелекесской впадины с учетом особенностей фильтрации флюидов в коллекторах с низким энергетическим состоянием пластовых систем.

Методы исследования

Решение поставленных задач базируется на обобщении результатов ранее проводившихся научных исследований, использовании методов изучения порового пространства карбонатных пород коллекторов, основанных на изучении керна, включая микроскопические исследования, оценке результатов геолого-

промысловых исследований, применении методов статистической обработки информации, математического моделирования фильтрации жидкостей в неоднородных по проницаемости коллекторах с учетом капиллярных сил.

Научная новизна результатов работы

1 Уточнено строение пористой среды карбонатного коллектора башкирского и верейского яруса Мелекесской впадины, характеризующееся объемным соотношением узких каналов и крупных пустот коллектора 1: 9÷20, и влияющее на процесс вытеснения высоковязкой тяжелой нефти.

2 Установлены оптимальные параметры нагнетания (забойное давление 0,7 - 0,8 от вертикального горного, объем растворов не более величины объема отобранной жидкости) солевых растворов (концентрация солей 14 - 15 %), обеспечивающие повышение эффективности освоения остаточных запасов высоковязкой тяжелой нефти карбонатных коллекторов Мелекесской впадины.

3 Установлено, что при увеличении в 10 раз (с 1 до 10 мин) продолжительности периода нагнетания 12 % соляной кислоты в карбонатные коллектора верейского и башкирского яруса более чем в 3 раза снижается скорость капиллярной пропитки пористых блоков.

Теоретическая, практическая ценность и реализация результатов работы

1 На основе уточнения строения пористой среды карбонатного коллектора башкирского и верейского ярусов Мелекесской впадины определены параметры эффективного вытеснения высоковязкой тяжелой нефти.

2 Внедрена технология увеличения нефтеотдачи карбонатных коллекторов, эксплуатируемых на естественных режимах. Технология защищена патентом РФ № 2483201. В результате внедрения технологии на эксплуатационном объекте башкирского яруса Курмышского месторождения дополнительно добыто более 700 т нефти.

3 Внедрена технология обработки призабойной зоны скважины с низким пластовым давлением на эксплуатационном объекте башкирского яруса. Технология защищена патентом РФ № 2537433. В результате мероприятий дополнительно добыто более 3560 т нефти.

4 С целью оптимизации сетки скважин эксплуатационных объектов башкирского яруса и бобриковского горизонта использовано оборудование ОРЭ. Рекомендации автора позволили определить оптимальные технологические режимы для каждого из совместно эксплуатируемых объектов. В результате оптимизации режимов увеличились дебиты по каждому из эксплуатируемых пластов. Дополнительная добыча составила более 7520 т нефти.

5 В целом внедрение рекомендаций полученных в работе автором на Курмышском месторождении позволило дополнительно добыть 11,8 тыс.т нефти с экономическим эффектом в 190 млн руб.

Положения, выносимые на защиту

1 Технология освоения остаточных запасов ВТН в карбонатных коллекторах циклическим воздействием, заключающаяся в нагнетании водно-солевого раствора в добывающие скважины и последующей их эксплуатацией в режиме добычи.

2 Технология солянокислотного воздействия на призабойную зону продуктивных пластов в условиях низкого пластового давления, реализуемая в поэтапном режиме циклической закачкой кислотных растворов при низких давлениях нагнетания (1 - 6 МПа).

Степень достоверности и апробация результатов работы

Достоверность результатов, полученных в экспериментальных исследованиях порового пространства карбонатных коллекторов, совместимости солянокислотных, солевых растворов с пластовыми жидкостями и в промысловых работах обеспечена применением научно-обоснованных и стандартизированных методик (ГОСТ 26450.1(2)-85), использованием установок (приборы ГК-5, ГНФ-1), приборов с высоким классом точности, аттестованного стандартного нефтепромыслового оборудования, применением методов математической статистики при обработке данных, сравнением с данными, приведенными в научной и нормативной литературе.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на: XIII-й Всероссийской научно-практической конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения» (г. Уфа, 2013 г.); III-й международной научно-практической

конференции «Современные научные исследования: инновации и опыт» (г. Екатеринбург, 2014 г.); международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе» (г. Уфа, 2014 г.); международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018» (г. Октябрьский, 2018 г.).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 12 научных трудах, в том числе, 6 в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, получено 2 патента.

Личный вклад автора

Автор самостоятельно, исходя из актуальности проблем, сформулировал цель, задачи исследований, поставил научные исследования. Соискатель непосредственно обобщил данные научных экспериментов.

В рассматриваемых исследованиях, выполненных в соавторстве с коллегами, автору принадлежат постановка задач, их решение в том числе в обосновании модели порового пространства карбонатного коллектора месторождений нефти Мелекесской впадины, исследование характера вытеснения высоковязкой тяжелой нефти солевыми растворами, обобщение полученных результатов, разработка рекомендаций по промышленному внедрению, анализ полученных результатов опытно-промышленных испытаний.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 91 наименование, 1 приложения. Работа изложена на 149 страницах машинописного текста, содержит 29 рисунков, 10 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы ее цель и основные задачи, обозначены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

Первая глава посвящена вопросам применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока к добывающим скважинам в условиях высоковязких нефтей различных регионов нашей страны и зарубежья.

Объектом-полигоном научных исследований выбрано Курмышское месторождение, являющееся многопластовым, и приуроченное к Мелекесской впадине. Основные запасы нефти месторождения приурочены к карбонатным отложениям башкирского и верейского времени. Нефти месторождения относятся к тяжелым (битуминозным), высоковязким с низким газосодержанием.

Средние значения параметров пластовых нефтей следующие: давление насыщения $1,42 \div 3,19$ МПа; газосодержание $3,1 \div 4,5$ м³/т; динамическая вязкость $209,98 \div 522,9$ мПа·с, плотность $928,4 \div 933,8$ кг/м³. Коэффициент вытеснения нефтей водой находится в пределах $0,26 \div 0,48$ д. ед.

В результате обобщения существующего опыта и теоретических исследований методов освоения запасов высоковязких нефтей и природных битумов (ПБ) можно сделать следующие выводы. В мировой практике накоплен большой опыт разработки месторождений ВТН и ПБ различными методами. Наиболее применяемыми методами увеличения нефтеотдачи на залежи с аналогичными реологическими свойствами нефти являются технологии термического воздействия. Однако в условиях Курмышского месторождения применение термических методов сдерживается экономическими и техническими факторами, обусловленными удаленностью месторождения от основной инфраструктуры регионального нефтегазового комплекса.

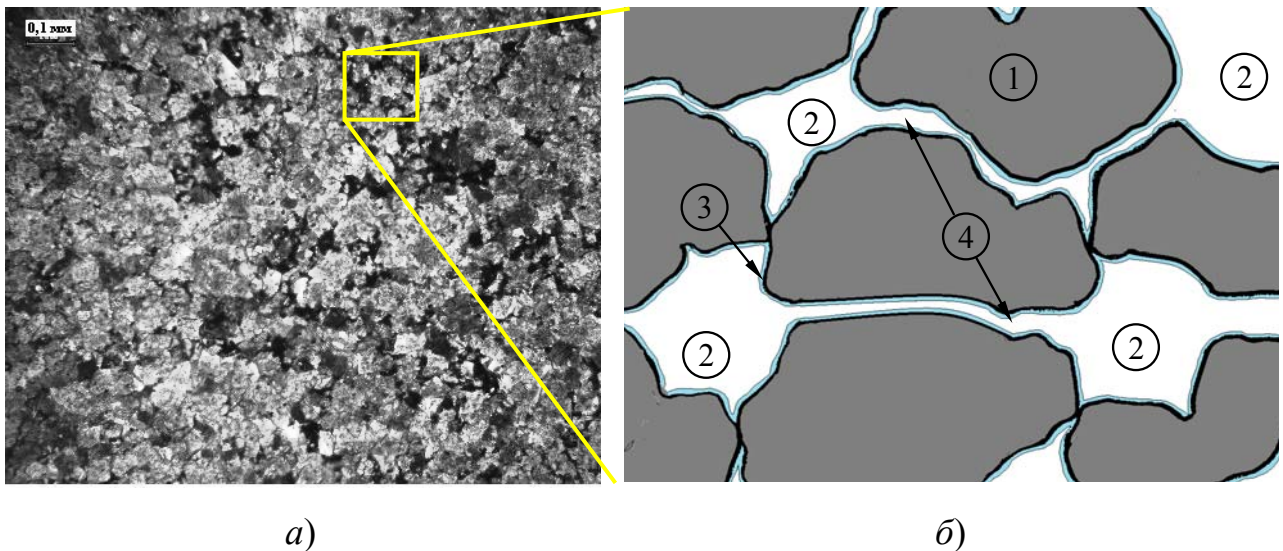
Наиболее перспективными методами разработки залежей в условиях рассматриваемого месторождения следует признать гидродинамические методы и комплекс мероприятий, направленных на интенсификацию добычи.

В разрезе месторождения выделяется несколько этажей нефтеносности, различия параметров пластовых систем делает необходимым применение оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов представленных терригенными и карбонатными коллекторами для оптимизации плотности сетки скважин.

С целью определения влияния строения пустотного пространства карбонатных коллекторов башкирского яруса Мелекесской впадины на процессы

фильтрации и вытеснения нефти из коллектора необходимо проведение дополнительных исследований. По результатам исследований процессов фильтрации необходимо разработать технологии освоения остаточных запасов и интенсификации добычи высоковязкой нефти.

Во второй главе с целью изучения процессов фильтрации в карбонатных коллекторах башкирского яруса и верейского горизонта проведены лабораторные исследования, выполненные на кернах, и предложена модель (рисунок 1) строения порового пространства. На основе предложенной модели и результатов исследований вытеснения нефти водой из пористой среды карбонатного коллектора предложена технология воздействия на остаточные запасы ВТН.



a — фотография шлифа горной породы; *б* — модель строения пустотного пространства. Цифрами обозначены: 1 — минеральный скелет породы коллектора, 2 — крупные пустоты (поры, каверны размером 50-1000 мкм); 3 — сорбционные слои связанной воды; 4 — мелкие каналы, соединяющие крупные пустоты (размером 3-35 мкм)

Рисунок 1 – Строение пустотного пространства известняков башкирского яруса и верейского горизонта

С целью изучения строения продуктивных карбонатных пластов, в которых выделяются пористые блоки, разделенные высокопроводящими зонами трещинного характера с неизученной структурой пустотного пространства,

проведен комплекс дополнительных исследований кернового материала и фильтрационных экспериментов.

Лабораторными исследованиями в ходе процесса проведения стандартного анализа кернового материала карбонатных продуктивных пластов башкирского яруса и верейского горизонта определены: открытая и эффективная пористость, проницаемость, содержание остаточной воды, средний диаметр пор и каналов. Исследования проводились по общепринятым методикам (ГОСТ 26450.1(2)-85, ВНИГНИ) с использованием стандартного оборудования. С целью подтверждения достоверности полученных значений проведены микроскопические исследования кернового материала, показавшие следующие средние значения: проницаемости коллекторов $25,1 \div 30,0 \cdot 10^{-3}$ мкм²; пористости 12,6 ÷ 14,6 %; нефтенасыщенности 71,6 ÷ 75,3 % (таблица 1).

Таблица 1 — Параметры коллекторов башкирского яруса и верейского горизонта Курмышского месторождения

Параметры	Верейский горизонт	Башкирский ярус
Пористость, %	13,1	14,6
Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	26,1	30,5
Нефтенасыщенность, %	72,3	74,9
Интервал размеров диаметров пор и каналов, $\cdot 10^{-6}$ м	5,8 - 1458,6	8,7 - 2226,1
Средние диаметры пор и каналов, $\cdot 10^{-6}$ м	126,7	278,3
Доля узких каналов, % объема пустот	5,6 - 9,9	4,9 - 10,7

В результате исследований установлено, что пустотное пространство коллекторов башкирского и верейского яруса имеет сложное строение порово-трещинного типа. В большинстве случаев отдельные крупные поры диаметром от 50 до 1000 мкм и каверны диаметром свыше 1000 мкм (таблица 1) составляют достаточно большую часть емкости карбонатного коллектора. Крупные пустоты соединяются между собой более тонкими каналами пор диаметром 3 - 35 мкм (рисунок 1, б) и микротрещинами раскрытостью 5 - 27 мкм. Эти каналы составляют малую часть емкости коллектора (4,9 - 10,7 % емкости), но обуславливают его фильтрационные способности. Существенную роль в фильтрации жидкости в этих каналах играют капиллярные процессы. Все эти

особенности строения определяют характер фильтрации ВТН в карбонатных коллекторах башкирского яруса и верейского горизонта.

Обобщение литературных данных показывает, что избыточное или неустановившееся (переменное по знаку) давление в частично водонасыщенной среде (водной фазе) является благоприятным фактором для активизации капиллярных процессов. Воздействие на капиллярные процессы в промышленных условиях предлагается осуществлять циклической закачкой, регулированием давления нагнетания и скорости фильтрации нагнетаемых вод.

Обобщение результатов лабораторных исследований кернового материала и представление о механизме капиллярной пропитки в карбонатных коллекторах Курмышского месторождения позволили предложить технологию воздействия на остаточные запасы залежей высоковязких нефтей, имеющих низкое (2 - 3 МПа и менее) пластовое давление.

Технология заключается в периодическом нагнетании в добывающие скважины водно-солевого раствора. Кандидатами для осуществления технологии являются скважины, характеризующиеся снизившейся продуктивностью.

Проведены эксперименты (таблица 2) предполагаемых к закачке солевых растворов на совместимость с пластовыми водами. В результате исследований установлено, что подготовленные солевые растворы плотностью 1140 - 1150 кг/м³ совместимы с пластовыми водами карбонатных продуктивных пластов Курмышского месторождения. Эксперименты выявили помутнение новообразованных растворов без выпадения нерастворимых осадков.

Таблица 2 — Совместимость нагнетаемых растворов с пластовыми водами продуктивных пластов Курмышского месторождения

Пластовые воды	Температура	Результат экспериментов
Верейского яруса	20 °С	Помутнение, выпадения осадка нет
	22 °С	Помутнение, выпадения осадка нет
Башкирского яруса	20 °С	Помутнение, выпадения осадка нет
	22 °С	Помутнение, выпадения осадка нет

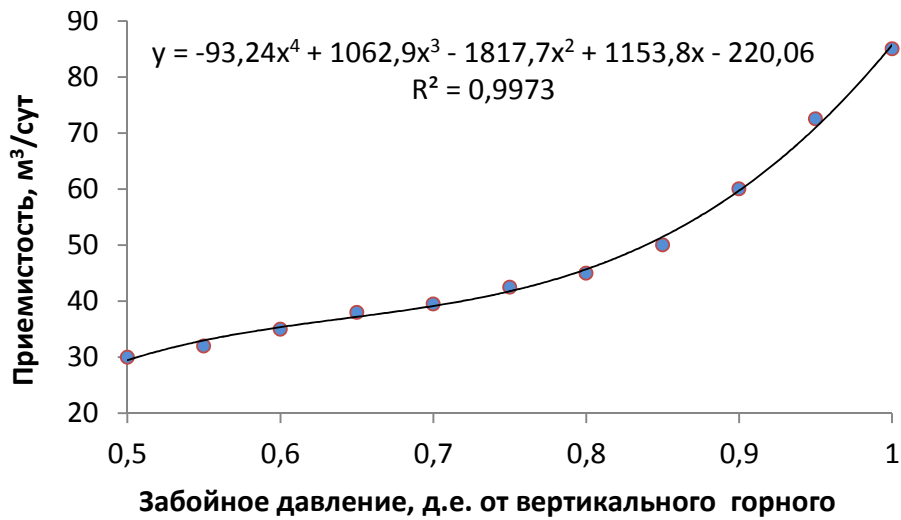
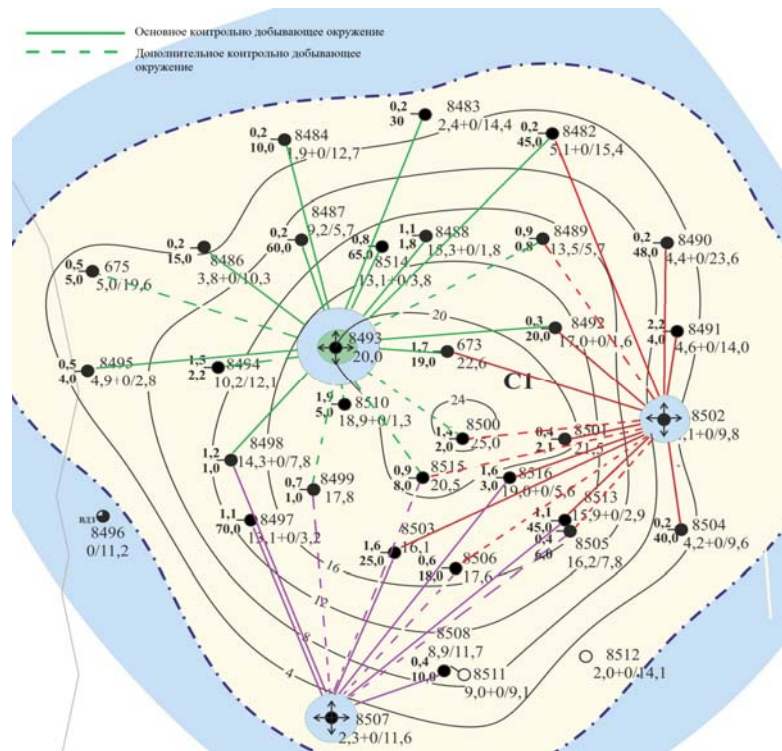


Рисунок 2 – Увеличение приёмистости скважины, эксплуатирующей продуктивный пласт башкирского яруса при повышении забойного давления



— - направление возможных прорывов воды в основные контрольные скважины; - - - - - в дополнительные контрольные скважины

Рисунок 3 – Объём трассерных исследований на продуктивных пластах башкирского яруса Курмышского месторождения

Закачку водно-солевого раствора (рабочего агента) в скважины производят при постепенном увеличении давления нагнетания до величины, превосходящей в два раза текущее пластовое (на момент перевода скважины в нагнетательные). Проведенные промысловые эксперименты позволили установить, что забойное

давление не должно превышать 0,7 - 0,8 д. ед. от вертикального горного (рисунок 2) и достаточно для преодоления гистерезисных явлений раскрытия трещинных проводящих каналов. Кроме того, двукратное превышение давления нагнетания (0,65 - 0,7 д. ед. от горного) создает благоприятные условия для активизации механизма обмена флюидами пористых блоков и высокопроводящих зон и исключает возможность прорыва закачиваемой жидкости в соседние скважины. Это подтверждается проведенными трассерными исследованиями (рисунок 3, таблица 3), т.е. отсутствием меченых жидкостей в пробах, отобранных из контрольных скважин.

Таблица 3 — Периодичность отбора проб из контрольных скважин

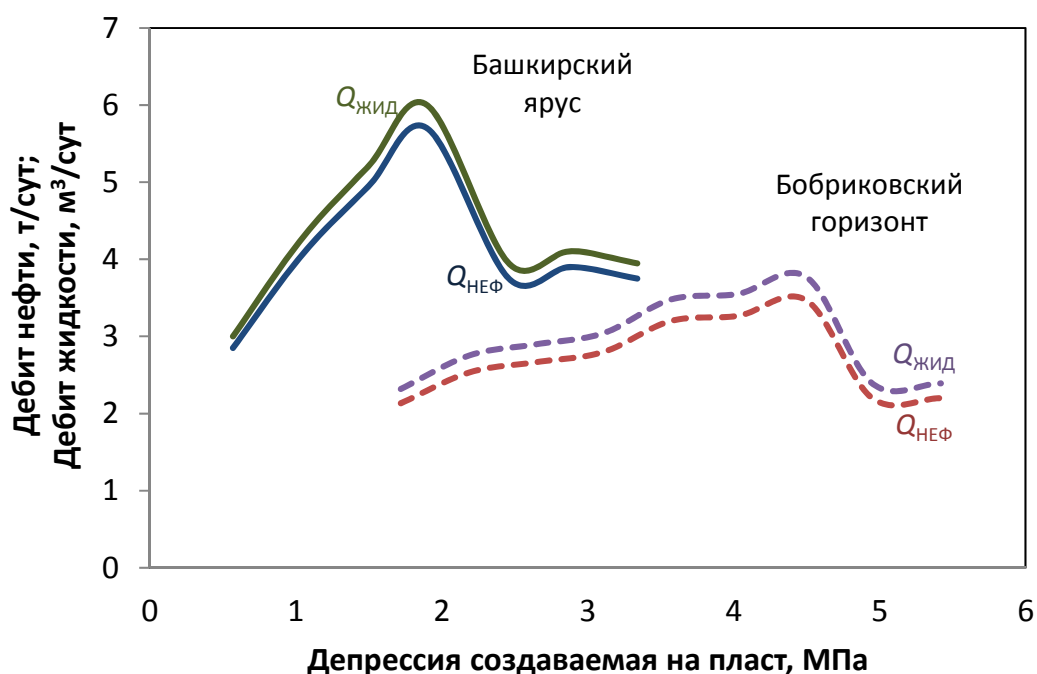
Период отбора	Частота отбора	Всего проб (на 1 скв.)
Фоновые пробы		1
Первые 30 суток	Раз в 1 сутки	30
Последующие 32 – 150 суток	Раз в 2 суток	60
Последующие 153 – 180 суток	Раз в 3 суток	10
Итого за 180 суток проб по одной скважине		100
Общее количество проб контрольного фонда		2929

Проведенные промысловые эксперименты позволили определить объём закачиваемого рабочего агента, который не должен превышать величину объема извлеченной из скважины жидкости за весь период разработки до начала работ по нагнетанию рабочего агента.

Благодаря восстановлению пластового давления проницаемость трещин увеличивается до начальных показателей. Активизация капиллярной пропитки позволяет вовлечь в разработку запасы нефти пористых блоков всего нефтенасыщенного интервала коллектора. Безусловно, что для реализации механизма обменных процессов необходимо время стационарного состояния гидродинамической системы в призабойной зоне. По результатам промысловых экспериментов предлагаемого способа продолжительность перераспределения флюидов равна 10 - 12 суток.

В третьей главе изучены вопросы увеличения эффективности воздействия на призабойную зону карбонатных продуктивных пластов. Предложен комплекс мероприятий повышения эффективности воздействия на призабойную зону и остаточные запасы нефти как основного объекта эксплуатации, так и всего месторождения в целом.

На объекте-полигоне ОРЭ ведется при добыче из двух объектов — башкирского (башкиро-верейского) и бобриковского, характеризующихся существенным отличием геолого-физических характеристик продуктивных пластов (рисунок 4) и физико-химических свойств насыщающих их флюидов.



$Q_{\text{жид}}$ — дебит жидкости, м³/сут; $Q_{\text{НЕФ}}$ — дебит нефти, т/сут

Рисунок 4 – Зависимость величины дебитов скважин, эксплуатирующих башкирские и бобриковские отложения, от депрессии

Исследования показали, что оптимальными значениями депрессии, создаваемой на продуктивные отложения верейско-башкирского яруса, являются 1,8 - 1,9 МПа, на продуктивный пласт бобриковского горизонта — 4,4 - 4,5 МПа, при которых дебиты достигают максимальных значений.

При подключении в процесс разработки карбонатных продуктивных коллекторов необходимо провести мероприятия по освоению и интенсификации притока нефти к забоям добывающих скважин солянокислотными растворами.

Однако в условиях сложнопостроенных продуктивных отложений Курмышского месторождения традиционные способы воздействия характеризуется крайне низкой эффективностью.

Повышение эффективности кислотного воздействия на призабойную зону карбонатных пластов в условиях низкого пластового давления возможно при нестационарных режимах нагнетания кислотных растворов. Процесс будет включать два режима: первый – нагнетания, второй – остановки закачки (период релаксации давления).

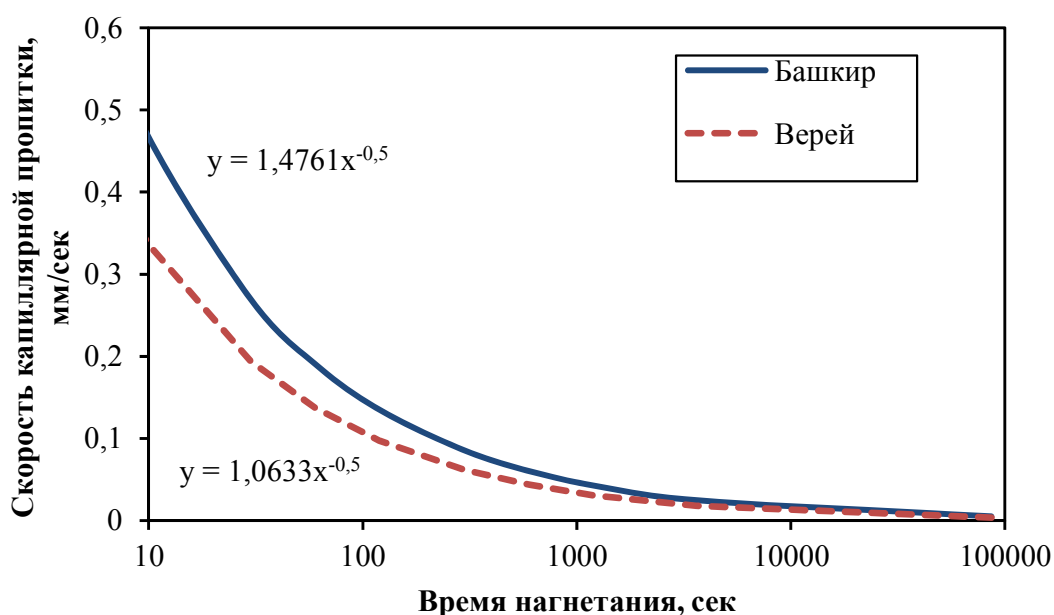


Рисунок 5 – Зависимость скорости капиллярной пропитки от продолжительности воздействия для башкирских и верейских продуктивных пластов Курмышского месторождения

В режиме нагнетания кислота будет поступать в высокопроницаемые трещинные каналы. При закачке давление нагнетания не должно превышать значений бокового горного давления и быть ниже давления образования новых трещин. В период релаксации кислотный раствор будет внедряться в узкие каналы пористых блоков.

Капиллярные явления существенно ускорят внедрение кислотного раствора в пористые блоки коллектора, что, безусловно, повысит эффективность проводимого воздействия. Нестационарность давления в водонасыщенной и нефтенасыщенной части пористой среды активизирует процессы внедрения

кислотного раствора по слою связанной воды (пленке воды), которая образуется на границе «горная порода – водная фаза».

С целью определения оптимальной продолжительности циклов нагнетания и простоя проведено численное моделирование процесса капиллярной пропитки для условий карбонатных продуктивных пластов башкирского и верейского ярусов. Установлено, что скорость капиллярной пропитки замедляется при увеличении продолжительности воздействия - периода нагнетания (рисунок 5). Это, безусловно, уменьшает глубину пропитки активного кислотного раствора и снижает эффективность обработки.

По результатам моделирования, оптимальной продолжительностью воздействия на пористую среду карбонатных пластов Курмышского месторождения следует считать 1 минуту. С одной стороны, при этой продолжительности нагнетания сохраняется достаточно высокая скорость капиллярной пропитки, с другой, позволяет реализовать процесс воздействия в промышленных условиях.

Исследования совместимости кислотных составов (12 %-ной концентрации) с пластовыми водами и нефтями (температура 20 – 25 °С) показали, что при контакте не наблюдается выпадения нерастворимых минеральных осадков (в том числе и вторичных), а кислотный раствор совместим с пластовыми флюидами верейского, башкирского ярусов и бобриковского горизонта и не образует эмульсий при взаимодействии с нефтями.

Нагнетание предполагается вести малопроизводительным насосом с расходом 20 - 80 м³/сут. Предлагаемая технология подразумевает медленное повышение давления в обрабатываемой призабойной зоне пласта и внедрение в поровое и микротрещинное пространство карбонатных пород раствора соляной кислоты в многоцикловом режиме. Такие параметры обработки позволят активизировать механизм капиллярной пропитки в плотных пористых блоках призабойной зоны, где в качестве смачивающей фазы выступает внедрившийся кислотный раствор. Этот процесс будет сопровождаться увеличением поровых каналов за счет частичного растворения минерального скелета коллектора и, соответственно, повышением проницаемости.

При последующих циклах закачки в увеличенные поровые каналы будет внедряться большее количество кислотного раствора, что приведет к ещё большему увеличению каналов пористых блоков и росту их проницаемости.

В процессе реализации предлагаемого способа кислотного воздействия раствор попадает в высокопроницаемые трещинные каналы, а из этих каналов его значительные объёмы – в пустоты пористых блоков.

Таким образом, получаем приток по всему объему обрабатываемого интервала. При этом степень увеличения проницаемости плотных зон существенно выше, чем в высокопроницаемых, что приводит к выравниванию проницаемостей обрабатываемого интервала. Нестационарный режим нагнетания кислотного раствора при постепенном увеличении давления позволяет наиболее полно охватить обработкой пласт как в глубину, так и по толщине, и существенно увеличить проницаемость призабойной зоны скважины. Эффективность такого воздействия повышается по сравнению с результатами выполненных работ по традиционному способу, что подтверждается более высокими показателями увеличения продуктивности скважины и продолжительности полученного эффекта.

В **четвертой главе** приведены результаты применения мероприятий по повышению эффективности нефтеизвлечения на основе нестационарного заводнения и комплекса способов интенсификации.

Объект-полигон удален от основной инфраструктуры регионального нефтегазового комплекса, что требует комплексного подхода к воздействию на остаточные запасы нефти. Воздействие включает: для подключения в разработку остаточных запасов высоковязкой тяжелой нефти - нагнетание солевых растворов в добывающие скважины с последующей добычей, оптимизацию сетки скважин для основного и второстепенного эксплуатационного объекта путем внедрения ОРЭ, освоение скважин, в том числе и под ОРЭ, и интенсификацию добычи нефти по предложенной технологии.

В 2010 году нестационарное воздействие испытано в скважине № 8502. Скважина, эксплуатирующая карбонатные продуктивные отложения башкирского яруса, перфорирована в интервалах: 1133,0 - 1134,4 м; 1138,0 - 1140,2 м; 1143,4 - 1148,0 м; 1149,2 - 1152,0 м; 1157,2 - 1162,4 м; 1164,6 - 1167,0 м; 1173,0 - 1175,0 м;

1177,0 - 1180,0 м; 1182,0 - 1183,7 м. Плотность существующей перфорации интервалов составляет 10 отверстий на погонный метр скважины. Скважина выведена из эксплуатации при текущем дебите $1,2 \text{ м}^3/\text{сутки}$ с обводненностью 99 % (рисунок 6). Геофизические исследования показали отсутствие перетоков, а поступление воды происходит из продуктивных пластов.

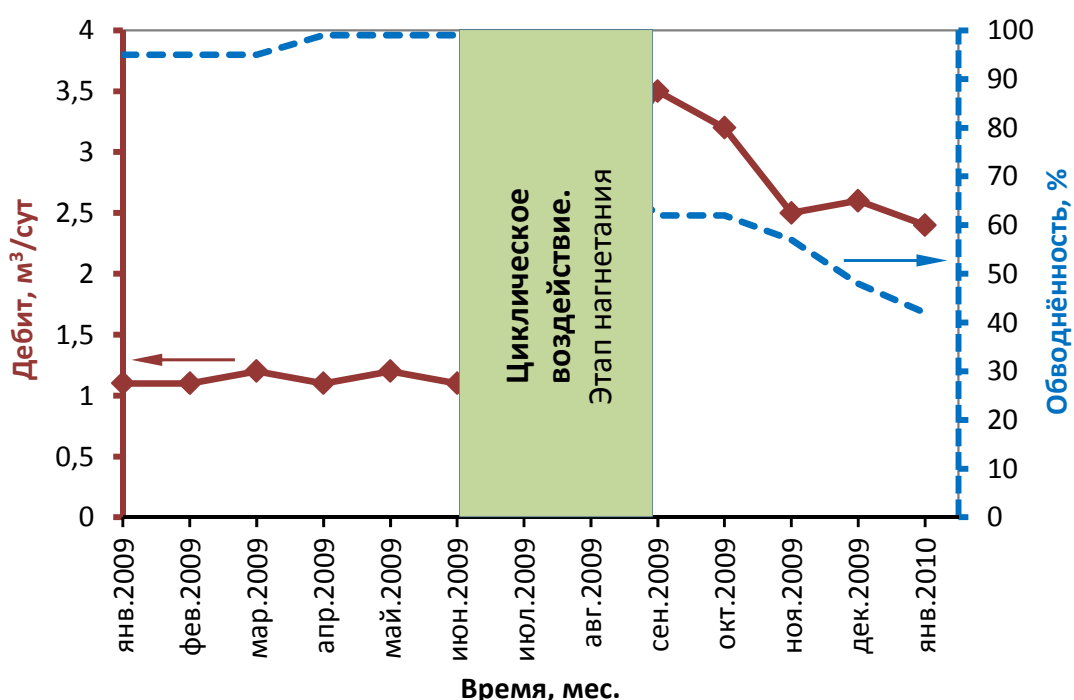


Рисунок 6 – Технологические параметры работы (добычи) скважины № 8502 до и после воздействия

В скважине проведены подготовительные работы, в том числе выполнен перевод скважины из добывающего фонда в нагнетательный, установлен на устье насос ЭЦН АВВ 50-1300 для закачки водно-солевого раствора. Для воздействия подготовили расчётный объём водно-солевого раствора - 3450 м^3 . Расчётное давление на устье при закачке водно-солевого раствора, согласно проведенным экспериментам, ограничивалось 10 МПа.

Далее осуществляется технологический простой скважины в течение 12 суток. В этот период времени происходил активный обмен жидкостью между плотными пористыми блоками и высокопроницаемыми трещинными зонами.

В результате проведенных работ по циклическому воздействию на остаточные запасы нефти и продуктивный коллектор отмечено повышение

пластового давления до несколько больших значений, чем начальные. Дебит жидкости повысился на $2,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ (на 170 %) с продолжительностью эффекта более 7 месяцев. Обводненность добываемой продукции в первые два месяца после перевода была ниже на 37 пунктов. Далее обводненность снижалась с падением дебита скважины. К 2013 году дебит жидкости стабилизировался на величине в $1,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ с обводнённостью 10 %. Дополнительная добыча нефти составила более 500 т. Полученный результат говорит о повышении продуктивности скважины. Рост пластового давления в призабойной и удаленной зонах продуктивных пластов позволил раскрыть микротрещины и трещины, которые являются проводящими каналами в коллекторах баширского и верейского ярусов и обеспечивают основой приток флюидов к скважине.

В 2012 году в скважине № 8488 провели мероприятия по интенсификации. Скважина эксплуатирует башкирский продуктивный пласт. Он перфорирован в интервалах 1120,0 - 1127,0 м, 1129,0 - 1137,0 м. Плотность существующей перфорации обрабатываемого интервала составляет 10 отверстий на погонный метр скважины. Скважина выведена из эксплуатации при текущем дебите $1,9 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В скважине проведены подготовительные работы: промыта пресной водой, проведена реперфорация продуктивного интервала (количество отверстий на погонный метр скважины составило 20 шт.). Закачана в скважину пресная вода объемом 435 м^3 . Это позволило, с одной стороны, раскрыть трещинные каналы – повысить продуктивность скважины, с другой стороны, активизировать капиллярные процессы.

Обработку 12 %-ным кислотным раствором скважины провели в 4 этапа. Объёмы кислотного раствора составили 2, 3, 7,5, 15 м^3 соответственно. Закачку кислоты проводили в циклическом режиме. После каждого этапа выполняли технологическую выдержку для реагирования в течение 3 ч. Провели извлечение продуктов реакции и загрязняющих веществ свабированием.

В результате обработки по предложенному способу прирост дебита составил 3,5 - $5,0 \text{ м}^3/\text{сут}$. Продолжительность эффекта составила более 7 мес. При

выполнении традиционных обработок призабойной зоны скважины в аналогичных условиях прирост дебита скважины составлял 1 - 2 м³/сут с продолжительностью эффекта не более 1 - 2-х месяцев.

Опытно-промышленные испытания метода одновременно-раздельной эксплуатации на Курмышском месторождении начались в 2006 г. в скважине № 8503. В скважине перфорированы продуктивные интервалы башкирских и бобриковских отложений. Выявлено, что для ОРЭ в геолого-промысловых условиях месторождения оптимально соответствует оборудование марки УОРЭ-146/168 (ООО «Пакер», г. Бугульма). Испытания проводились в скважине сразу после её передачи из бурения.

Скважина начала эксплуатироваться с более высокими (на 25 - 30 %) дебитами, чем соседние эксплуатационные скважины. В настоящее время дебит по нефти составляет 3,6 т/сут, по жидкости 5,6 м³/сут, обводненность продукции 30 %.

Скважину № 8501, эксплуатирующую карбонаты башкирского яруса и терригенные отложения бобриковского горизонта, перевели на одновременно-раздельную эксплуатацию в 2007 году. Дебиты скважины составляли 4 м³/сут по жидкости и 3,6 т/сут по нефти. Проведение работ позволило разобщить продуктивные отложения, установив оптимальные параметры эксплуатации для каждого из них. Оптимизация позволила повысить эффективность процесса нефтеизвлечения, что положительно сказалось на динамике дебитов как по нефти, так и по жидкости. Дебиты составили 4,5 м³/сут жидкости и 4,1 т/сут по нефти, т.е. рост составил 12,5 %.

В 2012 году в трех скважинах № 8500, 8515, 8510 было установлено оборудование для ОРЭ (таблица 4). Скважины эксплуатируют три объекта разработки – верейский, башкирский, бобриковский. После установки оборудования совместно эксплуатируются карбонаты верейского и башкирского ярусов, т.к. пластовые системы характеризуются сходными показателями. В этой связи коллекторы бобриковского времени эксплуатируются отдельно от верейско-башкирских отложений. В результате использования установки для ОРЭ выросли

дебиты: по жидкости на 1,2 - 3,1 м³/сут, по нефти на 1,0 - 2,5 т/сут. Прирост дебитов по нефти составил около 60 - 100 % от показателей до перевода скважины на ОРЭ.

Таблица 4 - Показатели обрабатываемых скважин и полученные результаты работ за 2009 - 2016 гг.

№ п/п	Скважина №	Показатели до мероприятия			Показатели после мероприятия			Прирост $Q_{\text{НЕФ}}$	Число отработанных дней	Доп. добыча, тонн
		$Q_{\text{ЖИД}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{НЕФ}}$, т/сут	% воды	$Q_{\text{ЖИД}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{НЕФ}}$, т/сут	% воды			
Применение оборудования для ОРЭ										
1	8500	1,55	1,53	1,5	4,00	3,93	1,8	2,4	892	1284,5
2	8515	2,00	1,98	1,2	4,20	4,12	1,8	2,14	856	1099,1
3	8510	3,20	2,82	12,0	5,50	4,84	12,0	2,02	667	808,4
4	8498	1,00	0,99	0,8	2,2	2,00	1,88	1,01	617	373,9
Интенсификация добычи нефти (технология обработки призабойной зоны)										
5	8501	4	3,2	20,0	4,5	3,96	12,0	0,76	121	92
6	675	0,8	0,76	5,0	1,3	1,28	1,5	0,52	151	78,6
7	8483	0,25	0,13	50,0	0,4	0,16	60,0	0,04	65	2,3
8	8504	0,1	0,1	4,0	1	0,6	40,0	0,5	931	469,2
9	8488	2,3	2,28	1,0	2,8	2,52	10,0	0,24	929	225,8
10	8500	1,55	1,53	1,5	4	3,93	1,8	2,4	892	856,3
11	8490	0,6	0,36	40,0	1	0,4	60,0	0,04	254	10,2
12	8515	2	1,98	1,2	4,2	4,12	1,8	2,15	856	732,7
13	8491	1,05	0,84	20,0	2,5	1,25	50,0	0,41	714	292,7
14	8510	3,2	2,82	12,0	5,5	4,84	12,0	2,02	667	538,9
15	8498	1	0,99	0,8	2	1,88	6,0	0,89	617	249,3
16	8494	1,35	1,29	4,8	4	3,72	7,0	2,43	511	1123,2
17	8513	3,5	2,38	32,0	12,2	5,86	52,0	3,48	416	1316
18	8505	0,85	0,82	3,0	2,5	2,33	7,0	1,5	347	520,7
19	8516	2,1	2,04	3,0	6,77	5,45	19,5	3,41	322	1017,9
Технология освоения остаточных запасов («закачка-добыча»)										
20	8502	1,2	0,06	95	1,1	1,0	10	0,94	213	100
21	8484	0,94	0,4	52	1,5	1,1	30	0,63	545	495
22	8507	1,2	0,45	60	2,1	1,4	35	0,96	247	115

Примечание: % воды — обводненность добываемой жидкости, %; остальное — см. рисунок 4.

В целом по месторождению на 01.01.2017 г. в результате внедрения предложенных мероприятий было дополнительно добыто 11,8 тыс. т нефти.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 В результате обобщения существующего опыта и теоретических исследований по методам выработки запасов ВТН выявлено, что в условиях месторождений Мелесесской впадины в режиме истощения перспективным направлением является применение гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи, кислотного воздействия и одновременно-раздельная эксплуатация пластов.

2 Лабораторными исследованиями установлено, что карбонатный коллектор продуктивного пласта башкирского яруса Мелекесской впадины имеет «четочное» строение пустотного пространства, т. е. достаточно крупные пустоты карбонатов биогенного происхождения соединяются узкими каналами и (или) трещинами. В нефтеизвлечении существенную роль играют процессы капиллярной пропитки.

3 Разработана технология освоения остаточных запасов ВТН в карбонатных коллекторах со сложным строением порового пространства. Технология подразумевает закачку солевых растворов (концентрация солей 14 - 15%) в добывающие скважины объемом равным отобранной жидкости за весь период эксплуатации скважины при давлениях нагнетания не более 7 - 10 МПа. В результате воздействия восстанавливается первоначальная проницаемость трещинных высокопроводящих зон коллектора, и интенсифицируется приток нефти из пористых блоков повышением давления в водонасыщенной части пустотного пространства.

4 Разработана технология кислотного воздействия, которая за счёт нестационарности проведения нагнетания кислотного раствора, обеспечивает повышение эффективности воздействия на узкие каналы и трещины пустотного пространства пористых блоков. Применение предложенной технологии кислотного воздействия позволяет повысить эффективность обработки пласта в условиях низкого забойного давления.

Применение разработанного комплекса технологий на залежах Курмышского месторождения позволило дополнительно добыть 11,8 тыс. т нефти, что составляет 1,2 % от начальных извлекаемых запасов нефти эксплуатационных объектов башкирского яруса и бобриковского горизонта. Таким образом,

применение технологий позволило повысить эффективность извлечения высоковязкой тяжелой нефти залежей, приуроченных к Мелекесской впадине.

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:

Ведущие рецензируемые научные издания

1 Иванов, Д. В. Одновременно-раздельная эксплуатация мелких залежей в условиях месторождений Мелекесской впадины [Текст] / Д. В. Иванов, А. П. Чижов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – Вып. 4 (94). – С. 5-11.

2 Иванов, Д. В. Воздействие на остаточные запасы карбонатных коллекторов мелких месторождений [Текст] / Д. В. Иванов, А. П. Чижов, Е. В. Кагарманова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти нефтепродуктов. – 2014. – Вып. 4 (98). – С. 26-34.

3 Чижов, А. П. Кислотное воздействие на карбонатные коллектора в условиях низкого пластового давления [Текст] / А. П. Чижов, Д. В. Иванов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти нефтепродуктов. – 2014. – Вып. 4 (98). – С. 34-40.

4 Чижов, А. П. Интенсификация притока из карбонатных коллекторов для условий Волго-Урала [Текст] / А. П. Чижов, В. Е. Андреев, А. В. Чибисов, Д. В. Иванов, А. Е. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти нефтепродуктов. – 2016. – Вып. 3 (105). – С. 35-42.

5 Андреев, В. Е. Повышение эффективности нефтеизвлечения из залежей, представленных карбонатными коллекторами [Текст] / В. Е. Андреев, А. В. Чибисов, А. П. Чижов, Д. В. Иванов, А. Е. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти нефтепродуктов. – 2016. – Вып. 3 (105). – С. 43-51.

6 Чижов, А. П. Совершенствование соляно-кислотного воздействия в условиях карбонатов Волго-Урала [Текст] / А. П. Чижов, В. Е. Андреев, А. В. Чибисов, С. Л. Орловский, К. М. Федоров, Д. В. Иванов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти нефтепродуктов. – 2017. – Вып. 4 (110). – С. 26-35.

Патенты

7 Пат. 2483201 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ увеличения нефтеотдачи добывающих скважин [Текст] / Ишкинеев Д. А., Иванов Д. В., Заббаров Р. Г.; патентообладатель Открытое акционерное общество «МАКойл». – 2011142489/03, заявл. 21.10.2011; опубл. 27.05.13.

8 Пат. 2537433 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/27. Способ обработки призабойной зоны скважины с низким пластовым давлением [Текст] / Ишкинеев Д. А., Иванов Д. В., Заббаров Р. Г.; патентообладатель ОАО «МАКойл». – 2013147717/03; заявл. 28.10.2013; опубл. 10.01.2015.

Прочие печатные издания

9 Чижов, А. П. Комплексирование методов воздействия на остаточные и трудноизвлекаемые запасы нефти [Текст] / А. П. Чижов, С. А. Попов, Д. В. Иванов //

Энергоэффективность. Проблемы и решения: Матер. XIII Всеросс. научн.-практ. конф. 23 окт. 2013 г. – Уфа, 2013. – С. 30-31.

10 Иванов, Д. В. Повышение эффективности разработки небольших месторождений Мелекесской впадины [Текст] / Иванов Д. В., Чижов А. П. // Сб. научн. тр. / ИНТНМ. – Уфа, 2014. – Вып. 3(8). – С. 232-234.

11 Иванов, Д. В. Методы интенсификации добычи нефти [Текст] / Иванов Д. В., Чижов А. П. // Сб. научн. тр. / ИНТНМ. – Уфа, 2014. – Вып. 3(8). – С. 136-139.

12 Чижов, А. П. Интенсификация добычи нефти из залежей с низким пластовым давлением [Текст] / Чижов А. П., Иванов Д. В. // Наука и образование / Межотраслевой институт.– Екатеринбург, 2014. – № 3. – С. 14-17.

13 Андреев, В. Е. Повышение продуктивности скважин эксплуатирующих карбонатные коллектора [Текст] / Андреев В. Е., Чижов А. П., Чибисов А. В., Иванов Д.В. / Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе: Матер. Междунар. научн.-практ. конф. 23-29 ноября 2014 г. – Уфа, 2014. – С. 22-26.

14 Иванов, Д.В. Совершенствование технологии интенсификации притока из карбонатных коллекторов в условиях низкого пластового давления [Текст] / Иванов Д. В., Чижов А. П. // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: Матер. Междунар. научн.-практ. конф. 30 марта 2018 г. – Октябрьский, 2018. – С. 88-90.