На правах рукописи

АХМЕТГАРЕЕВ ВАДИМ ВАЛЕРЬЕВИЧ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫМ ЗАВОДНЕНИЕМ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ

(на примере месторождений Республики Татарстан)

Специальность: 25.00.17 –

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Бугульма – 2016

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

Научный руководитель: доктор технических наук
Хакимзянов Ильгизар Нургизарович

Официальные оппоненты: **Никифоров Анатолий Иванович,**
доктор физ.-мат. наук, Институт механики и машиностроения Казанского научного центра РАН, заведующий лабораторией математического моделирования процессов фильтрации

Андреев Дмитрий Владимирович,
кандидат технических наук, Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», главный инженер-технолог отдела планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов

Ведущее предприятие: Общество с ограниченной ответственностью НПФ «Востокнефтегазтехнология», г. Уфа

Защита состоится «10» ноября 2016 г. в 16:00 часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, д.32.

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

Автореферат разослан « ___ »_____2016 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Применение воды для нефтевытеснения и поддержания пластового давления (ППД) является одним из наиболее распространенных методов разработки нефтяных месторождений. Заводнение применяют по всему миру уже более 100 лет, однако исследования в этой области продолжают развиваться.

При закачке в пласт воды с измененными относительно пластовой воды характеристиками, что достаточно распространено, в системе порода-флюиды происходят физико-химические процессы, нарушающие равновесное состояние, в котором пребывала система продолжительное время. Это может оказать значительное влияние на нефтеотдачу и темпы отбора нефти. Одним из частных случаев заводнения является низкоминерализованное заводнение. Под низкоминерализованной (здесь и далее) понимается вода с поверхностных источников (рек, озер и т.д.), подготовленная для целей ППД, а под высокоминерализованной – пластовая или сточная вода. Нередко закачка низкоминерализованной воды приводит к снижению проницаемости коллекторов, что в большинстве случаев объясняют набуханием глин. Однако, исследования Казанского федерального университета (КФУ) показывают, что в коллекторах месторождений Республики Татарстан (РТ), залегающих на глубине более 1,5 км, набухающие глины в основном отсутствуют. При этом основной причиной снижения проницаемости является миграция естественных мелкодисперсных глинистых частиц.

В РТ достаточно много месторождений, где велась и ведется закачка низкоминерализованной воды, но методик проведения исследований и оценки влияния закачки такой воды на разработку и прирост нефтеотдачи не разработано.

Для терригенных, достаточно выработанных коллекторов РТ, одной из основных проблем является высокая обводненность продукции скважин, а для карбонатных коллекторов – низкая эффективность заводнения ввиду трещиноватости, гидрофобности, неоднородности пластов и часто высокой вязкости нефти. Данные проблемы являются важными и актуальными, требуют выработки новых подходов к разработке нефтяных коллекторов заводнением. Правильно спроектированное заводнение, только лишь с точки зрения минерализации закачиваемой воды, как показали многие зарубежные исследования, способно снизить скорость обводнения продукции скважин, повысить темпы отбора нефти и нефтеотдачу пласта.

Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных коллекторов РТ низкоминерализованным заводнением являются актуальной научно-технической задачей. Этому вопросу и посвящена данная работа.

Степень разработанности темы

Значительный вклад в исследования процессов закачки низкоминерализованной воды, миграции частиц, ионно-обменных процессов при заводнении, а также моделирования фильтрации в поровых и трещинно-поровых коллекторах внесли следующие ученые: Баренблатт Г.И., Боксерман А.А., Долженков В.Н., Ентов В.М., Желтов Ю.П., Ибатуллин Р.Р., Изотов В.Г., Кринари Г.А., Муслимов Р.Х., Никифоров А.И., Рыжик В.М., Ступоченко В.Е., Хавкин А.Я., Храмченков М.Г., Austad T., Bedriko-

vetsky P., Bernard G., Buckley J., Civan F., Fathi S., Fogler H., Jadhunandan P., Jerauld G., Khilar K., Lager A., Leach R., Ligthelm D., McGuire P., Mahani H., Morrow N., Pang S., Puntervold T., Ravari R., RezaeiDoust R., Standnes D., Strand S., Shariatpanahi S., Sharma M., Sheng J., Tang, G., Wagner O., Webb K., Xie X., Yousef A., Zeinijahromi A., Zhang P., Zhang Y.

Закачка низкоминерализованной воды – один из наиболее дешевых и простых методов увеличения нефтеотдачи. С 90-х годов исследования N. Morrow и ряда других ученых выявили потенциал закачки низкоминерализованной воды. Лабораторные исследования, проведенные T. Austad и его группой с карбонатными кернами Северного моря, показали, что закачка морской воды позволяет повышать нефтеотдачу за счет изменения смачиваемости коллектора на гидрофильную. Значительное количество керновых исследований по закачке низкоминерализованной воды описывают миграцию глинистых частиц, забивание части пор пласта и снижение фазовой проницаемости по воде, результатом чего является уменьшение обводненности добывающих скважин, повышение темпов отбора нефти и нефтеизвлечения. Низкоминерализованное заводнение по праву можно назвать третичным методом разработки.

Цель работы

Повышение эффективности разработки терригенных и карбонатных нефтяных коллекторов РТ на основе исследования процессов при закачке низкоминерализованной воды методами лабораторного и математического моделирования.

Основные задачи исследований

1. Изучение особенностей физико-химических процессов, происходящих в системе порода-нефть-вода при закачке низкоминерализованной воды.

2. Разработка аналитической модели вытеснения нефти низкоминерализованной водой из трещинно-поровых карбонатных коллекторов с фиксированным размером блока и с последовательными зонами различной трещиноватости.

3. Разработка методики оценки прироста нефтеотдачи от закачки низкоминерализованной воды по сравнению с высокоминерализованной для коллекторов с эффектами миграции частиц и гидрофилизации поверхности пор. Изучение особенностей относительных фазовых проницаемостей при закачке низкоминерализованной воды.

4. Исследования процессов разработки нефтяных коллекторов с учетом фактически закачанных объемов низкоминерализованной воды для терригенных отложений кыновско-пашийского горизонта Первомайского месторождения, тульско-бобриковского горизонта Бастрыкского месторождения, карбонатных коллекторов башкирского яруса Ромашкинского и Архангельского месторождений.

Методы решения поставленных задач

Для решения поставленных задач использовались теоретические исследования, математические модели фильтрации коллоидных жидкостей, промысловые данные, данные по исследованиям скважин, цифровые модели залежей.

Научная новизна выполненной работы

1. Установлено наличие экстремума зависимости относительной фазовой проницаемости по воде от водонасыщенности, а именно ее снижение на завершающей

стадии нефтевытеснения для кыновско-пашийских и тульско-бобриковских отложений при миграции глинистых частиц под воздействием низкоминерализованной воды.

2. Для терригенных кыновско-пашийских и тульско-бобриковских отложений получены зависимости абсолютной проницаемости от минерализации закачиваемой воды и относительной фазовой проницаемости по воде от концентрации в пласте закачанной низкоминерализованной воды.

3. Для карбонатных башкирских коллекторов получены зависимости, в т.ч. при различных температурах, контактного угла смачивания от минерализации закачиваемой воды и остаточной нефтенасыщенности от концентрации в пласте закачанной низкоминерализованной воды.

4. Установлено, что при обводненности добывающих скважин от 20 до 90% повышается степень нефтеизвлечения при закачке низкоминерализованной воды в терригенные кыновско-пашийские отложения, содержащие способные к миграции глинистые частицы, по сравнению с закачкой высокоминерализованной воды.

5. Для карбонатных коллекторов башкирского яруса установлено, что с увеличением вязкости нефти, скорость гидрофилизации поверхности пор и пропитка породы снижаются при воздействии низкоминерализованной воды.

Основные защищаемые положения

1. Зависимость снижения фазовой проницаемости по воде при увеличении водонасыщенности на завершающей стадии нефтевытеснения для кыновско-пашийских и тульско-бобриковских отложений при миграции глинистых частиц под воздействием низкоминерализованной воды.

2. Для кыновско-пашийского и тульско-бобриковского горизонтов зависимости абсолютной проницаемости от минерализации закачиваемой воды и относительной фазовой проницаемости по воде от концентрации в пласте закачанной низкоминерализованной воды.

3. Для башкирского яруса зависимости, в т.ч. при различных температурах, контактного угла смачивания от минерализации закачиваемой воды и остаточной нефтенасыщенности от концентрации в пласте закачанной низкоминерализованной воды.

4. Условия применения закачки низкоминерализованной воды для повышения степени нефтеизвлечения: для кыновско-пашийских коллекторов – в зависимости от обводненности скважин, для башкирских отложений – в зависимости от вязкости нефти.

5. Методики оценки прироста нефтеотдачи от закачки низкоминерализованной воды с эффектами миграции частиц и гидрофилизации коллектора.

6. Аналитические модели вытеснения нефти низкоминерализованной водой из трещинно-поровых карбонатных коллекторов с фиксированным размером блока и последовательными зонами различной трещиноватости.

7. Технологические решения по оптимизации системы разработки терригенных и карбонатных коллекторов низкоминерализованным заводнением.

Достоверность

Достоверность полученных результатов подтверждается сопоставлением расчетов по математическим моделям и цифровым моделям лицензионных программ с лабораторными и промысловыми данными.

Практическая ценность результатов работы

1. Показана возможность повышения эффективности разработки и нефтеотдачи месторождений РТ с применением закачки низкоминерализованной воды. Результаты исследований позволяют применять их при анализе и проектировании разработки месторождений, подбора геолого-технических мероприятий.

2. Аналитические модели вытеснения нефти низкоминерализованной водой из трещинно-поровых коллекторов с фиксированным размером блока и последовательными зонами различной трещиноватости рекомендуются к применению для оперативных расчетов, либо адаптации цифровых гидродинамических моделей.

3. Методика последовательного кернового исследования позволяет достоверно определять изменения фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти для заводнения высоко- и низкоминерализованной водами. Результаты могут быть рекомендованы для использования при обосновании коэффициентов нефтеизвлечения, адаптации цифровых гидродинамических моделей и составления проектных документов.

4. Методики оценки прироста нефтеотдачи за счет закачки низкоминерализованной воды с миграцией частиц и эффектом гидрофилизации коллектора рекомендуются к использованию для оценки текущего состояния разработки месторождений, проектирования или подбора геолого-технических мероприятий.

5. Получены рекомендации по применению закачки низкоминерализованной воды для башкирского яруса Ромашкинского и Архангельского месторождений, а также кыновско-пашийских отложений Первомайского и тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождений.

6. Предложенные автором технологические решения по снижению обводненности добывающих скважин, повышению темпов отбора нефти и нефтеотдачи в карбонатных и терригенных коллекторах с применением закачки низкоминерализованной воды рекомендуются к внедрению для условий месторождений РТ. Среднегодовой экономический эффект от внедрения в НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть» четырех данных технологических решений составил 480 тыс. руб.

Личный вклад автора состоит в постановке задач исследований и обосновании методических подходов к их решению, сборе и анализе данных, проведении лабораторных исследований, аналитических и численных расчетов, математическом и цифровом гидродинамическом моделировании, разработке практических рекомендаций, научных публикаций и докладах по результатам научных исследований.

Апробация результатов работы

Основные результаты диссертационной работы докладывались на МНПК ОАО «Татнефть» (г. Азнакаево, 2011 г.), Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый потенциал карбонатных коллекторов. От геологии к разработке» (г.

Ижевск, 5-6 декабря 2012 г.), семинаре главных геологов ОАО «Татнефть» (г. Лениногорск, 2013 г.), Международной научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы» (г. Казань, 3-4 сентября 2014 г.), Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче (г. Москва, 14-16 октября 2014 г.), 11-ой Европейской конференции SPE по повреждению пласта (г. Будапешт, 3-5 июня 2015 г.), Международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов» (г. Казань, 2-3 сентября 2015 г.), Российской нефтегазовой технической конференции SPE (г. Москва, 26-28 октября 2015 г.), на Ученом совете института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» и научно-техническом совете ООО НПФ «Востокнефтегазтехнология».

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 18 научных работах, в т.ч. в 7 статьях ведущих рецензируемых журналов. Предложенные автором 7 технологических решений признаны изобретениями и защищены патентами РФ.

Структура и объём диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы из 131 наименований и 1 приложения. Работа изложена на 136 страницах, содержит 27 таблиц, 82 рисунка.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н. Хакимзянову И.Н., д.т.н., академику АН РТ, проф. Ибатуллину Р.Р., д.г.-м.н., проф. Хисамову Р.С., д.т.н., проф. Бедриковецкому П.Г., д.т.н. Бакирову И.М., д.т.н., доценту Низаеву Р.Х. и сотрудникам отделов разработки нефтяных месторождений, исследований скважин, коллекторов и углеводородов, увеличения нефтеотдачи пластов института ТатНИПИнефть за полезные советы и помощь.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность темы исследования, определяются основные цели и задачи исследования, обосновываются научная новизна, основные защищаемые положения, практическая ценность и апробация работы.

Первая глава диссертации посвящена литературному обзору проведенных лабораторных и промысловых исследований повышения эффективности разработки с применением низкоминерализованного заводнения.

В данной главе представлены результаты исследований основных процессов, происходящих при закачке низкоминерализованной воды в нефтяные коллектора:

- для терригенных отложений, содержащих глинистые частицы, страгивание, миграция и забивание частицами поровых каналов в промытых зонах является одним из основных механизмов, приводящих к снижению фазовой проницаемости по воде, уменьшению водопритока и повышению темпов отбора нефти;

- для карбонатных отложений основным механизмом является гидрофилизация коллектора за счет ионно-обменных процессов между флюидами и породой, что приводит к увеличению скорости пропитки коллектора водой, увеличению эффектив-

ности заводнения, повышению коэффициентов вытеснения ($К_{выт}$) и нефтеизвлечения (КИН).

В терригенных коллекторах в большинстве случаев присутствуют глинистые частицы. Поверхность пор и пластовая вода в первоначальных условиях заряжены положительно, тогда как глинистые частицы и нефть – отрицательно. Это пример гидрофильных отложений (**рис. 1а**).

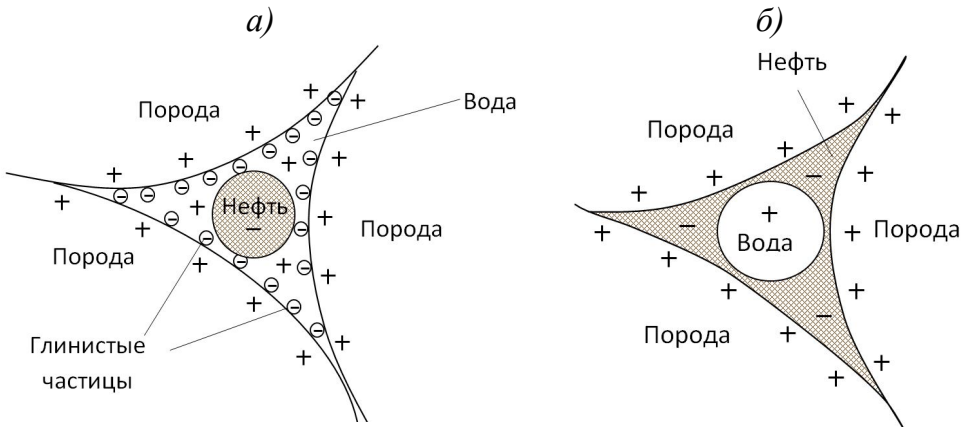


Рис.1 - Начальное распределение зарядов в системе порода-нефть-вода: гидрофильный коллектор (а), гидрофобный коллектор (б)

Процесс повышения нефтеотдачи за счет миграции мелкодисперсных глинистых частиц заключается в следующем. На глинистую частицу, находящуюся на поверхности поры действует ряд сил. Закачка низкоминерализованной воды приводит к снижению электростатической силы, в результате чего частица срывается с поверхности и мигрирует до тех пор, пока не будет удержана в поровом канале меньшего размера. В результате кольматации частицами поровых каналов происходит снижение проницаемости коллектора. Количество сорвавшихся частиц в определенной точке пласта увеличивается с повышением доли закачиваемой низкоминерализованной воды в потоке. Ввиду того, что срыв частиц происходит именно в промытых зонах пласта, т.к. закачиваемая вода в первую очередь идет именно в эти зоны, происходит снижение фазовой проницаемости по воде (k_{rw}) при той же фазовой проницаемости по нефти. В результате обводненность добывающих скважин снижается. Закачиваемая вода начинает «обходить» забитую частицами зону, тем самым повышая коэффициент охвата пласта заводнением ($К_{охв}$).

По результатам анализа объектов разработки в мире, нефтеотдача по карбонатным отложениям ниже, чем по терригенным, и не превышает в среднем 30%. Одной из основных причин этого является преимущественная гидрофобность коллекторов. При этом значительное количество проведенных лабораторных экспериментов показывает возможность гидрофилизации, повышения степени капиллярной пропитки коллектора при закачке низкоминерализованной воды.

При закачке воды с отличным от пластовой воды ионным составом, равновесие системы порода-вода-нефть нарушается, происходит адсорбция наиболее активных ионов Ca^{2+}, Mg^{2+} и SO_4^{2-}, находящихся в закачиваемой воде, на поверхность пор карбонатного коллектора. Первоначально поверхность породы $CaCO_3$ и пластовая вода заряжены положительно, нефть – отрицательно, вследствие чего поверхность карбонатов является, в большинстве случаев, преимущественно гидрофобной (**рис. 1б**).

Указанные активные ионы, адсорбируясь, уменьшают заряд поверхности, в результате чего происходит изменение смачиваемости коллектора. Содержащиеся в воде неактивные ионы Na^+, Cl^-, препятствуют адсорбции активных ионов, поэтому следует закачивать воду с минимальным содержанием NaCl.

С увеличением температуры активность адсорбционных процессов повышается. Если пластовая температура низкая, как для месторождений РТ (20-36ºС), а нефть - высоковязкая, то, согласно исследованиям, для достижения эффекта изменения смачиваемости, возможно применение закачки нагретой низкоминерализованной воды, либо повышение в закачиваемой воды концентрации сульфата.

Таким образом, для преимущественно гидрофобных карбонатных коллекторов, в т.ч. с естественной трещиноватостью, скорость и степень капиллярной пропитки выше для низкоминерализованной воды, а, следовательно, выше и нефтеотдача.

Несмотря на значительные объемы закачки низкоминерализованной воды в нефтяные пласты по всему миру, данные операции с целью повышения нефтеотдачи проводились лишь в единичных случаях. Приведены результаты некоторых промысловых исследований, основные из которых приурочены к месторождениям США и Северного моря. Чаще всего закачка низкоминерализованной воды приводила к снижению обводненности, повышению дебитов нефти и уменьшению остаточной нефтенасыщенности (S_{or}). Однако эффективность низкоминерализованного заводнения неоднозначна, в ряде случаев изменения нефтеотдачи не наблюдалось. Эффективность зависит от множества параметров, таких как система заводнения, коллекторские свойства, свойства флюидов, геологического строения, периода разработки и пр. Все это указывает на необходимость изучения данного вопроса для последующего рационального проектирования и применения на месторождениях.

В отечественной литературе большинство исследований по закачке низкоминерализованной воды связаны с набуханием глин и борьбой со снижением~~я~~ приемистости нагнетательных скважин. При этом низкоминерализованное заводнение в качестве МУН начало рассматриваться лишь в последние годы. Снижение проницаемости в подавляющем большинстве случаев относят к процессу набухания глин, но не рассматривают миграцию глинистых частиц, которые также снижают проницаемость за счет блокирования поровых каналов. Исследования Кринари Г.А. и Храмченкова М.Г. показали, что эффекты миграции частиц также характерны и для месторождений РТ. В породах, залегающих на глубине более 1,5 км, в основном отсутствуют способные к набуханию монтмориллониты, также невелика концентрация смешанно-слойных иллит-смектитовых глин.

Общий вывод из проведенного обзора литературы, заключается в том, что закачка воды с меньшей минерализацией относительно минерализации пластовой воды по данным лабораторных исследований почти всегда приводит к повышению нефтевытеснения, однако по данным промысловых исследований эффект неоднозначен. На основе проведенного литературного обзора и обобщения опыта применения низкоминерализованного заводнения сформулированы задачи исследований диссертационной работы.

Во второй главе рассмотрены вопросы математического моделирования закачки низкоминерализованной воды в трещинно-поровые карбонатные коллектора, а также особенности лабораторного моделирования последовательного нефтевытеснения и получения кривых относительных фазовых проницаемостей.

Согласно общей теории фильтрации жидкости в породах с двойной пористостью, предложенной Баренблаттом И.Г. и Желтовым Ю.П. в 1960 г, движение однородной жидкости в трещинно-поровом коллекторе происходит главным образом за счет вытеснения нефти из пористых блоков (матрицы) капиллярной противоточной пропиткой водой, находящейся в трещинах. Пропитка работает в преимущественно гидрофильных коллекторах, тогда как карбонатные трещинно-поровые отложения в большинстве случаев первоначально преимущественно гидрофобны. Поэтому закачка низкоминерализованной воды, способная гидрофилизировать коллектор, позволяет применять указанную теорию фильтрации для карбонатных коллекторов.

В данной главе выводится система уравнений вытеснения из трещинно-порового нефтяного пласта водой, отличной по ионному составу от пластовой. Основной результат заключается в том, что несмотря на конвективный перенос ионных компонентов в водной фазе, диффузионный механизм смешивания и расход концентрации ионов при пропитке блоков, концентрация солей в пластовой воде в трещинах остается равной концентрации солей в закачиваемой воде. Это приводит к простому обобщению формул Боксермана А.А., Данилова В.Л., Желтова Ю.П. при угле смачивания и остаточной нефтенасыщенности в блоках, зависящими от ионного состава закачиваемой воды.

Для расчета координаты фронта пропитки закачиваемой воды уравнения запишутся в явном виде:

- для плоско-радиальной фильтрации:

$$r(t)=\sqrt{\frac{q}{h\cdot\eta\cdot m_2\cdot S_0\cdot\beta\cdot\pi}\left[erf(\sqrt{\beta\cdot t})\cdot\left(1+\beta\cdot t+\frac{\sqrt{\beta\cdot t}}{2}\right)-\frac{\pi}{4}erf(\sqrt{\beta\cdot t})\right]}, \text{ (м)} \qquad (1)$$

где η – конечная нефтеотдача блока при его капиллярной пропитке низкоминерализованной водой, д.ед., q – расход нагнетаемой жидкости, м^3/с, h – толщина пласта, м, τ – время вступления блока в пропитку, с, t – время, с, m_2 – пористость блоков породы, д.ед., S_0 – начальная нефтенасыщенность блоков породы, д.ед., $erf(x)$ – функция ошибок (функция Лапласа),

- для прямолинейно-параллельной фильтрации:

$$x(t)=\frac{q}{b\cdot h\cdot\eta\cdot m_2\cdot S_0\cdot\beta}\left[erf(\sqrt{\beta\cdot t})\cdot\left(1+\beta\cdot t+\frac{\sqrt{\beta\cdot t}}{2}\right)-\frac{\sqrt{\pi}}{4}erf(\sqrt{\beta\cdot t})\right], \text{ (м)} \qquad (2)$$

где b – ширина пласта или длина горизонтальных скважин, м.

В общем случае, при заводнении, т.е. гидродинамическом вытеснении нефти из блоков породы водой, в пласте действуют и капиллярные, и гидродинамические силы, тогда коэффициент β в (1 и 2) примет вид:

$$\beta = \frac{36 \cdot k_2}{l_б \cdot \mu_н}\left(\frac{\sigma \cdot \cos\theta}{l_б^{\,2}} + gradP\right), \ (1/c) \qquad (3)$$

где k_2 – проницаемость блоков породы, м^2, $\mu_н$ – вязкость нефти, мПа·с, σ – коэффициент межфазного натяжения на границе нефть-вода, Па·м, θ – контактный угол смачивания породы низкоминерализованной водой, град., $l_б$ – длина грани блока, м, $gradP$ – градиент давления, за счет которого нефть перетекает из блоков в трещины, Па/м.

Основное влияние на расстояние, пройденное фронтом вытеснения, согласно расчетам, оказывает объемный расход воды в нагнетательную скважину, размер и проницаемость блоков, толщина пласта и угол избирательного смачивания породы водой.

На основе модели, формул (2) и (3), проведена оценка влияния закачки воды с различной минерализацией на нефтеотдачу для двух опытных участков башкирского яруса Ромашкинского месторождения. При закачке воды с минерализацией C_1=1 г/л (угол смачивания θ_1=57°) нефтеотдача выше на 1,5-4,5% относительно закачки воды с C_2=20 г/л (θ_2=70°) и на 2,7-8,4% относительно закачки воды с C_3=60 г/л (θ_3=80°).

Также рассмотрена возможность повышения равномерности выработки запасов данных опытных участков за счет выравнивания удельной скорости пропитки β посредствам регулирования режимов работы скважин.

В главе представлена аналитическая модель, в которой фильтрационный поток проходит последовательные зоны с разным размером блоков. Основной вывод состоит в том, что приток закачиваемой воды, прошедшей зону 1 и дошедшей до границы раздела двух зон с различной трещиноватостью, является начальным расходом воды в зону 2. Схема пласта дана на **рис. 2**. Допустим, модель представлена двумя параллельно расположенными добывающей и нагнетательной горизонтальными скважинами, а разная размерность блоков в области добывающей и нагнетательной скважин объясняется проведенным многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) в добывающей скважине.

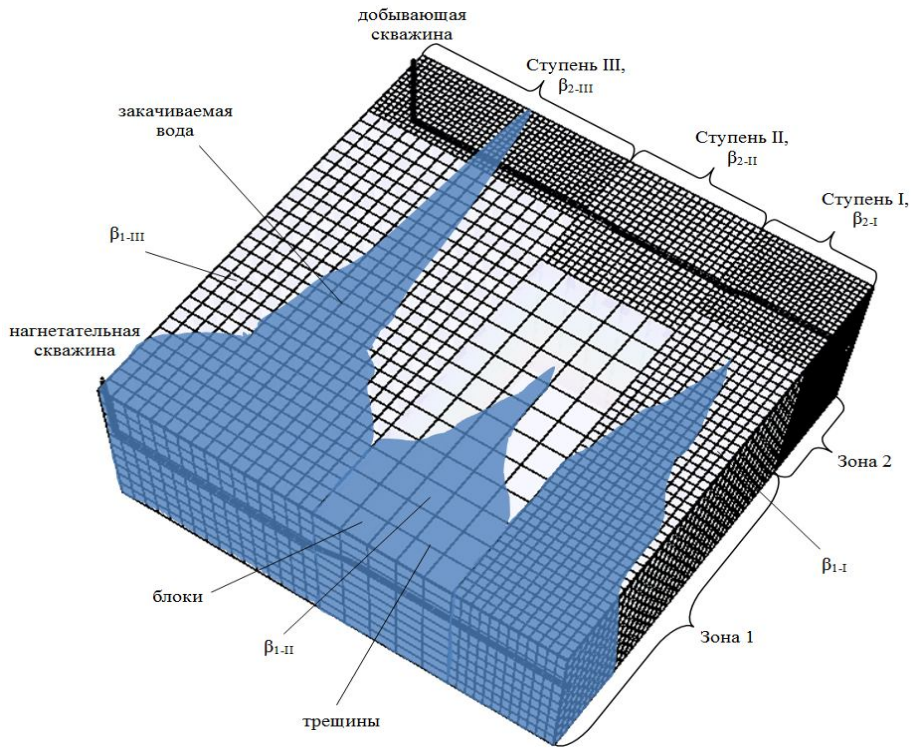


Рис. 2 - Схема трещинно-порового коллектора с участками различной трещиноватости

Расчеты, проведенные для условий башкирских отложений Ромашкинского месторождения показали, что конечный КИН достигается несколько ниже, чем при однородной трещиноватости по всему пласту (**рис. 3**), т.е. для рассматриваемых коллекторов МГРП не является МУН. Однако текущий КИН и темпы отбора выше, поэтому в данном случае МГРП можно отнести к методам интенсификации. В среднем через 1,5 года после МГРП дебиты нефти становятся ниже, чем до МГРП, поэтому с этого времени предусматривается закачка низкоминерализованной воды. С учетом данных по изменению контактного угла смачивания, аналогичным образом, просчитаны и приведены на **рис. 3** показатели при закачке низкоминерализованной воды.

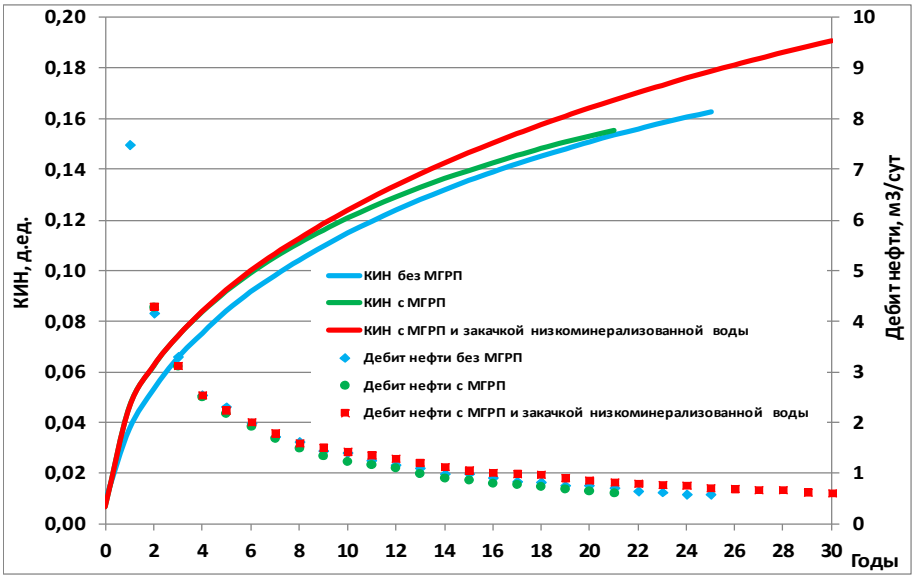


Рис.3 - Результаты расчетов дебитов нефти и КИН для модели пласта, разрабатываемого ГС с МГРП и заводнением

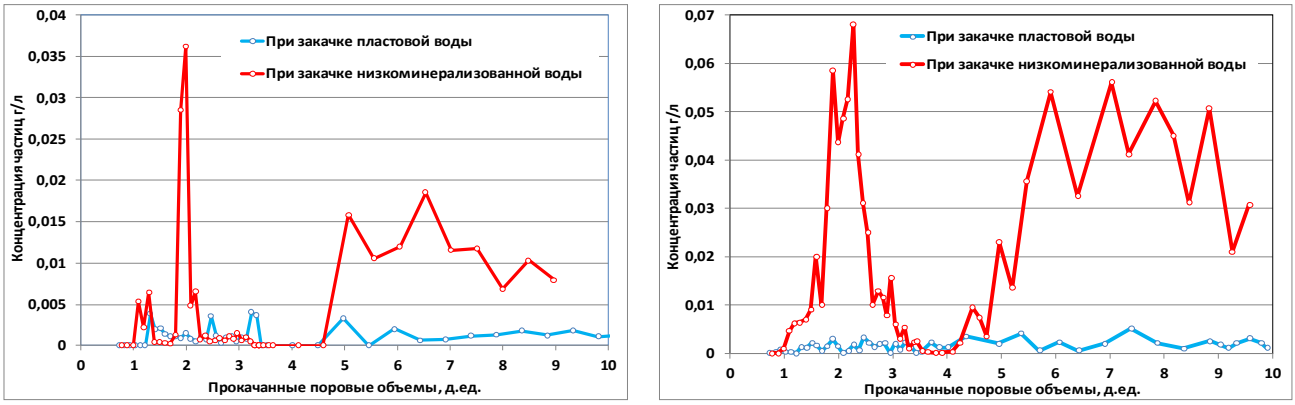
В целом по рассматриваемой модели снижение конечной нефтеотдачи после МГРП составляет 0,008 д.ед. и прирост после дополнительной закачки низкоминерализованной воды – 0,028 д.ед. Сроки разработки сокращается после МГРП на 4 года и увеличивается на 5 лет после низкоминерализованного заводнения.

Во второй главе также приведена методика последовательного нефтевытеснения на кернах. Первоначально экстрагированный и отвакуумированный керн насыщают искусственной пластовой водой, затем «родной» для коллектора нефтью, создают начальную водонасыщенность. Осуществляют первичное заводнение той же пластовой водой. Далее насыщают керн пластовой водой и затем повторно нефтью. Выполняют вторичное заводнение низкоминерализованной водой. На основе полученных данных производят адаптацию численной модели двухфазной фильтрации с использованием уравнения Раппопорта-Лиса по перепаду давления при закачке пластовой воды, а при низкоминерализованном заводнении – с применением математической модели для мобилизации и миграции частиц. В результате получают относительные фазовые проницаемости (ОФП) типа Corey. С использованием данной методики в настоящей диссертационной работе проведены все керновые лабораторные исследования по нефтевытеснению.

В третьей главе проведена оценка прироста нефтеотдачи за счет закачки низкоминерализованной воды в терригенные коллектора кыновско-пашийских отложений Первомайского и основную залежь тульско-бобриковских отложений Бастрык-

ского месторождений. На данных месторождениях во многие нагнетательные скважины с самого начала велась закачка низкоминерализованной воды, однако ее воздействие с точки зрения влияния на нефтеотдачу не изучалось. Последовательность работ состояла в проведении лабораторных керновых исследований по определению срыва и миграции мелкодисперсных частиц под действием низкоминерализованной воды и снижению ОФП по воде. На основе исследований были получены зависимости множителя изменения ОФП по воде от концентрации низкоминерализованной закачиваемой воды (LSW) в породе (функция Tracer), построены гидродинамические модели с данной функцией Tracer и адаптированы к истории разработки с учетом фактически закачанных объемов низкоминерализованной воды. После этого, адаптированные модели пересчитывались с закачкой высокоминерализованной воды (HSW), т.е. без функции Tracer. По полученной разнице и динамике сделаны выводы о фактической дополнительной добыче нефти на рассматриваемых объектах месторождений и влияния на систему разработки.

Лабораторные исследования показали, что ОФП по воде в среднем снижается при закачке низкоминерализованной воды по сравнению с закачкой высокоминерализованной в 2,6 раза для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения и в 4,7 раза для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения. Основная причина снижения ОФП по воде – миграция глинистых частиц в породе под действием низкоминерализованной воды (**рис. 4**). Остальные параметры зависимости Corey изменялись незначительно. Также было установлено, что при миграции частиц возможно снижение ОФП по воде при больших значениях водонасыщенности (**рис. 5**). Причиной является то, что чем выше водонасыщенность, т.е. доля закачиваемой низкоминерализованной воды, тем большее количество частиц страгивается, что приводит к увеличению числа заблокированных поровых каналов и, соответственно, снижению ОФП по воде.

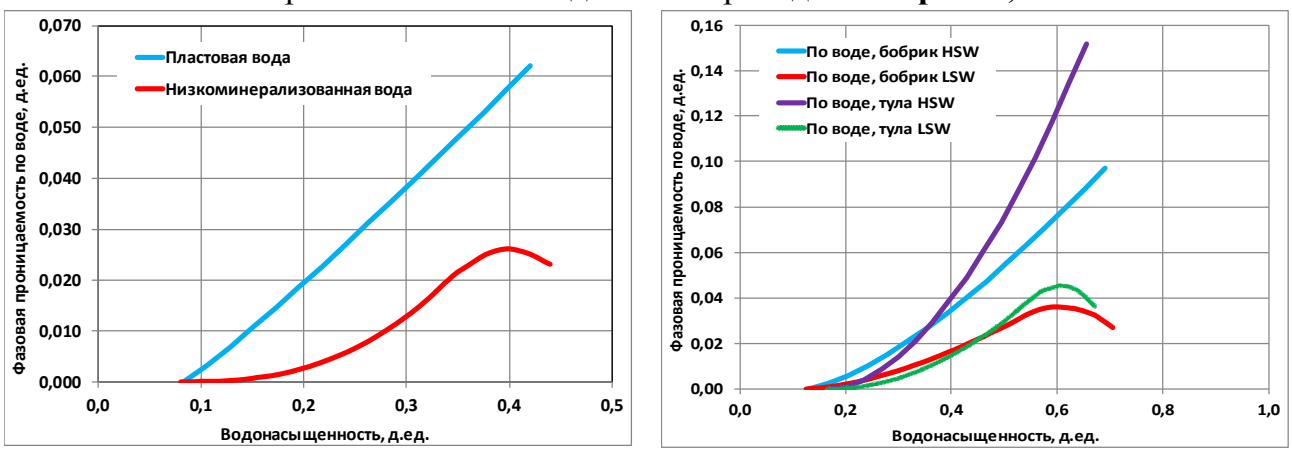


а) *б)*

Рис. 4 - Выход частиц при заводнении некоторых из образцов керна: а) кыновско-пашийские отложения Первомайского месторождения, б) тульско-бобриковские отложения Бастрыкского месторождения

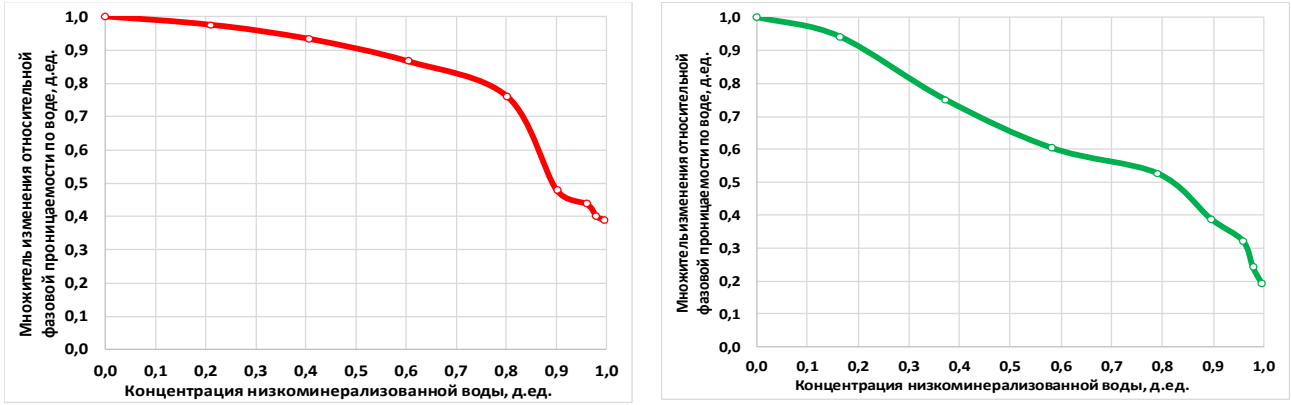
В результате адаптации моделей к истории разработки с учетом фактических объемов закачки низкоминерализованной и высокоминерализованной вод, а также данным по лабораторным исследованиям и функции Tracer (**рис. 6**), были получены

параметры зависимости Corey (**табл. 1**). Для оценки прироста нефтеотдачи адаптированная гидродинамическая модель пересчитывалась с начала разработки без функции Tracer, что соответствует закачке только пластовой воды. Результаты расчета в сравнении с низкоминерализованным заводнением приведены на **рис. 7, 8**.



а) *б)*

Рис. 5 - Зависимости ОФП по воде для одного некоторых образцов керна по результатам лабораторных экспериментов: а) кыновско-пашийские отложения Первомайского месторождения, б) тульско-бобриковские отложения Бастрыкского месторождения



а) *б)*

Рис. 6 - Функция Tracer: а) для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения, б) тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения

Таблица 1 - Значения параметров зависимости Corey по терригенным коллекторам по результатам адаптации гидродинамической модели

Параметр	Обозначение	Первомайское месторождение		Бастрыкское месторождение			
				HSW		LSW	
		HSW	LSW	$C_{тл}$	$C_{боб}$	$C_{тл}$	$C_{боб}$
Начальная водонасыщенность	S_{wi}	0,17	0,17	0,14	0,11	0,14	0,11
Остаточная нефтенасыщенность	S_{or}	0,31	0,31	0,30	0,30	0,30	0,30
ОФП по нефти при начальной водонасыщенности	K_{rowi}	0,75	0,75	0,68	0,65	0,68	0,65
ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности	K_{rwor}	0,160	0,062	0,070	0,085	0,014	0,017
Показатель степени для воды	N_w	0,35	0,35	0,6	0,6	0,6	0,6
Показатель степени для нефти	N_o	0,95	0,95	0,9	0,9	0,9	0,9

Ввиду того, что по результатам лабораторных исследований остаточная нефтенасыщенность кернов практически не изменялась как для высоко-, так и для

низкоминерализованного заводнения, конечная нефтеотдача при коэффициенте охвата равном единице также не изменяется. Однако в реальных условиях коэффициент охват пласта значительно ниже единицы, поэтому эффект прироста нефтеотдачи за счет низкоминерализованного заводнения и миграции частиц состоит в повышении коэффициента охвата, который в свою очередь зависит от соотношения подвижностей фаз. Для Первомайского месторождения подвижность воды по отношению к подвижности нефти выше в 4,6 раза при закачке высокоминерализованной воды и в 3,2 раза при закачке низкоминерализованной воды, для Бастрыкского месторождения соответственно в 25,3 и 9,4 раза.

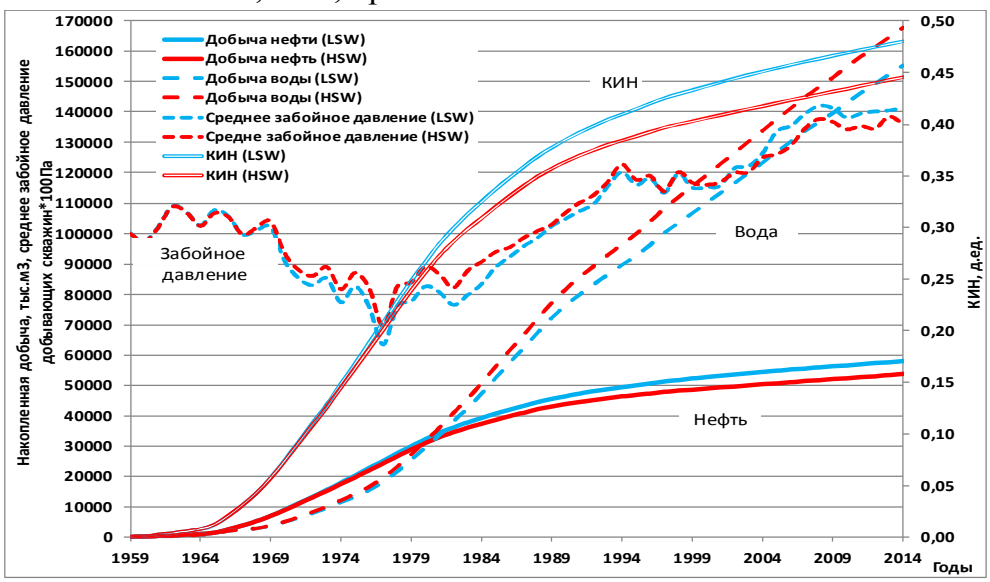


Рис. 7 - Динамика показателей разработки двух вариантов расчета для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения

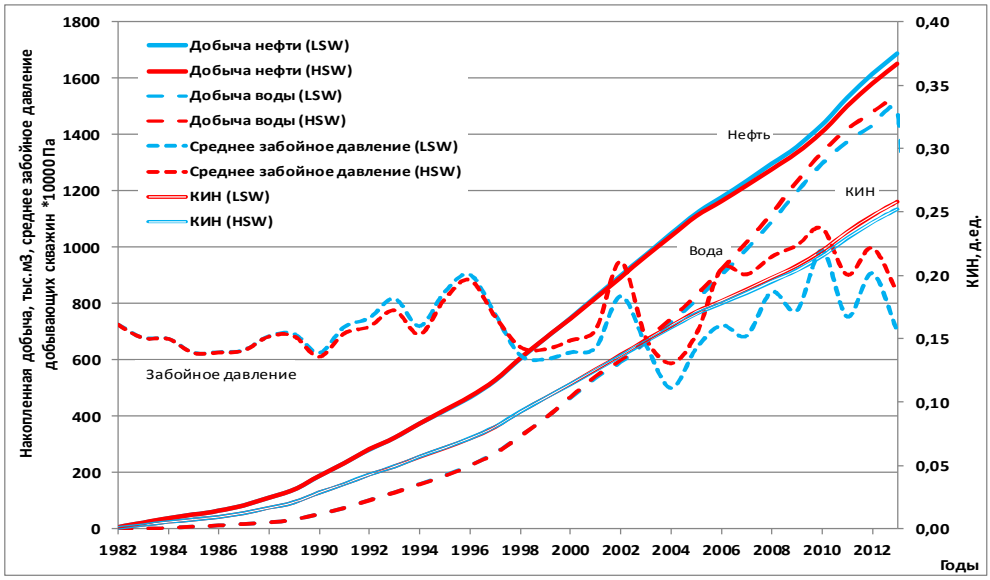


Рис. 8 - Динамика показателей разработки двух вариантов расчета для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения

Для условий Первомайского месторождения эффект от закачки низкоминерализованной воды наблюдался в диапазоне обводненности скважин от 20% до 90%. При обводненности менее 20% промытые зоны почти отсутствовали, закачиваемая низкоминерализованная вода не могла их заблокировать и, соответственно, повысить охват. При этом снижалась проницаемость участков нефтенасыщенного коллектора, происходило снижение пластового давления в зоне отбора добывающих скважин, что

и привело к отрицательному эффекту. При обводненности более 90% накопленный эффект начал снижаться ввиду того, что $К_{выт}$ при закачке низкоминерализованной и пластовой вод одинаковы, а $К_{охв}$ постепенно выравниваются, что четко прослеживается при керновых исследованиях. Тем не менее объем добытой воды на месторождении при низкоминерализованном заводнении оказался ниже на 8%. В дальнейшем рекомендуется только адресное применение закачки низкоминерализованной воды: для очаговых нагнетательных скважин, в которых обводненность добывающих скважин находится в пределах 20-90%, а также для добывающих скважин в качестве технологии водоограничения.

Анализ промысловых данных семи участков Первомайского месторождения, в которых осуществлялось последовательное заводнение сначала сточной, затем низкоминерализованной водами показал снижение обводненности в среднем с 87 до 80% и увеличение дебита нефти по одной скважине в среднем с 2,1 до 2,5-3,1 т/сут после перехода на низкоминерализованное заводнение. Оцененный прироста КИН при этом составил 5-9%.

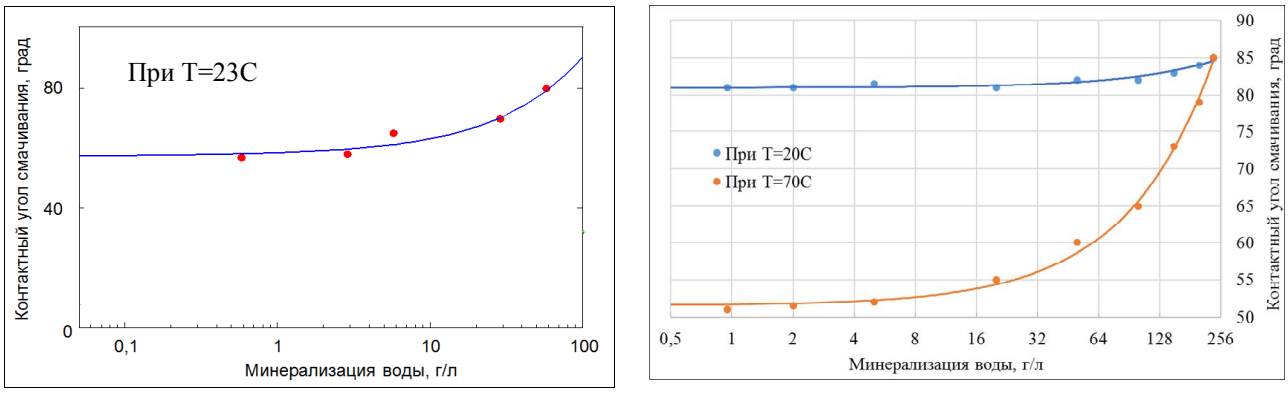
Для условий основной залежи тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения эффект от закачки низкоминерализованной воды был достаточно низким и наблюдался при обводненности продукции скважин выше 45%. Низкая эффективность объясняется, во-первых, тем, что вытеснение нефти заводнением происходило при текущей водонасыщенности выше начальной, во-вторых, закачкой воды в законтурную область, что повлияло в основном только на приконтурные скважины, тогда как центральная часть залежи оставалась практически не охваченной заводнением. Воздействие низкоминерализованной воды на нефтенасыщенную часть пласта было минимальным. Охват пласта заводнением почти всегда выше при закачке воды в законтурную область, а т.к. основной эффект от низкоминерализованного заводнения в терригенных коллекторах состоит в повышении $К_{охв}$, то приконтурные добывающие скважины уже работали в оптимальном режиме с точки зрения охвата пласта заводнением, что и не привело к существенному эффекту. Отрицательный эффект при обводненности менее 45% связан с худшей передачей давления при закачке низкоминерализованной воды. Страгивание частиц тормозит продвижение закачиваемой воды, что приводит к снижению пластового давления в зоне отбора добывающих скважин. Затем, после достижения фронтом низкоминерализованной воды добывающих скважин, эффект начинает проявляться. В дальнейшем для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения рекомендуется создание очага закачки низкоминерализованной воды в центральной части залежи.

В четвертой главе проведена оценка прироста нефтеотдачи за счет закачки низкоминерализованной воды в карбонатные коллектора башкирских отложений опытных участков №2 и №4 Ромашкинского месторождения и башкирского яруса Гремячинско-Киярлинского поднятия Архангельского месторождения. Последовательность работ аналогичны третей главе. Выполнены лабораторные исследования по определению изменения контактного угла смачивания и снижению остаточной нефтенасыщенности, на основе чего построены гидродинамические модели с функ-

цией изменения остаточной нефтенасыщенности (функция Tracer) и адаптированы к истории разработки с учетом фактически закачанных объемов низкоминерализованной воды. Затем адаптированные модели пересчитывалась с закачкой высокоминерализованной воды, т.е. без функции Tracer. По полученным результатам сделаны выводы о фактической дополнительной добыче нефти на рассматриваемых объектах месторождений и влияния на систему разработки.

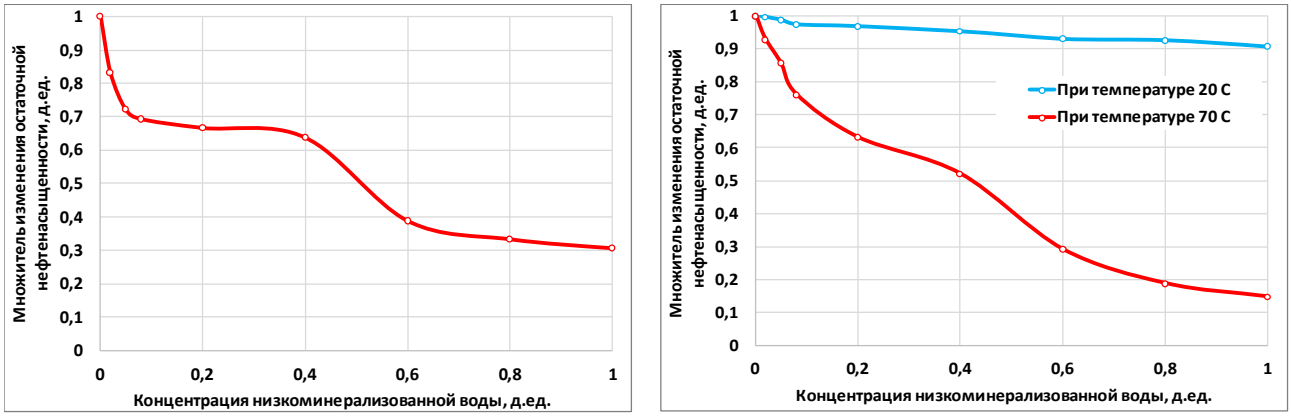
Лабораторные исследования показали отсутствие миграции частиц в рассматриваемых коллекторах при закачке низкоминерализованной воды, но при этом снижение S_{or}, что свидетельствует о гидрофилизации коллектора за счет ионно-обменных процессов. Для кернов башкирских отложений Ромашкинского месторождения уменьшение S_{or} составило 3,3 раза, Архангельского месторождения – 1,1 раз. Низкий эффект для Архангельского месторождения привел к рассмотрению вопроса закачки нагретой до 70ºС низкоминерализованной воды, исследования показали уменьшение S_{or} при этом в 6,7 раза.

В результате адаптации моделей к истории разработки с учетом фактических объемов закачки низко- и высокоминерализованной вод, а также данным по лабораторным исследованиям, расчетам контактного угла смачивания (**рис. 9**) и функции Tracer (**рис. 10**), были получены параметры зависимости Corey (**табл. 2**).



а) *б)*

Рис. 9 - Зависимость контактного угла смачивания от минерализации воды для башкирского яруса месторождений: а) Ромашкинского, б) Архангельского



а) б)

Рис. 10 - Функция Tracer: для башкирских отложений месторождений: а) Ромашкинского, б) Архангельского

Таблица 2 - Значения параметров зависимости Corey по карбонатным коллекторам по результатам адаптации гидродинамической модели

Параметр	Обозначение	Ромашкинское месторождение		Архангельское месторождение		
		HSW	LSW	HSW	LSW	
					20ºC	70ºC
Начальная водонасыщенность	S_{wi}	0,17	0,17	0,11	0,11	0,11
Остаточная нефтенасыщенность	S_{or}	0,36	0,11	0,41	0,38	0,06
ОФП по нефти при начальной водонасыщенности	K_{rowi}	0,98	0,98	0,75	0,75	0,75
ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности	K_{rwor}	0,06	0,06	0,016	0,016	0,016
Показатель степени для воды	N_w	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Показатель степени для нефти	N_o	0,4	0,4	0,7	0,7	0,7

Для оценки прироста нефтеотдачи адаптированная гидродинамическая модель пересчитывалась с начала разработки без функции Tracer, что соответствует закачке только пластовой воды. Результаты расчета приведены на **рис. 11, 12**.

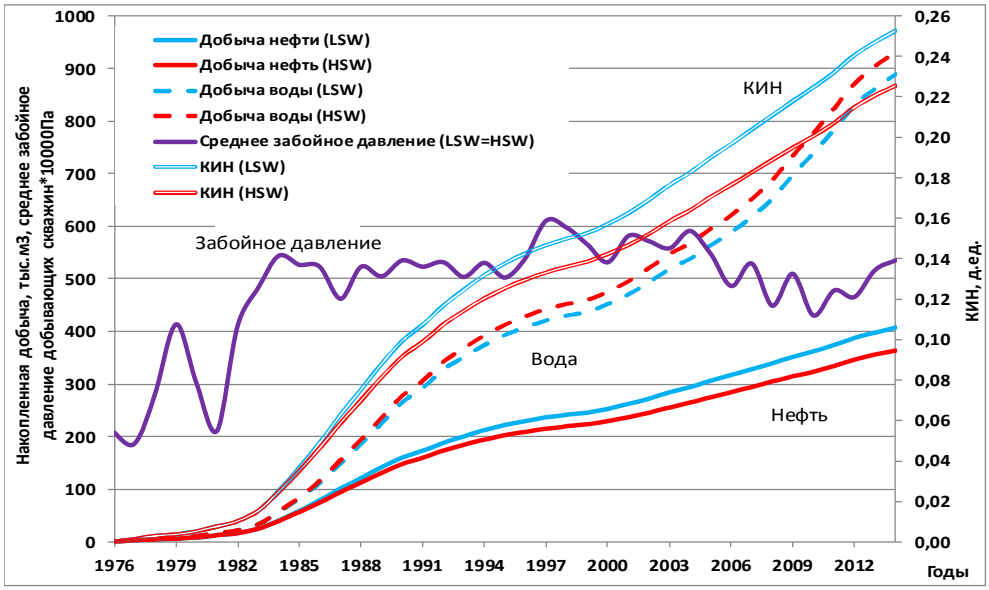


Рис. 11 - Динамика показателей разработки двух вариантов расчета для опытных участков №2 и №4 башкирских отложений Ромашкинского месторождения

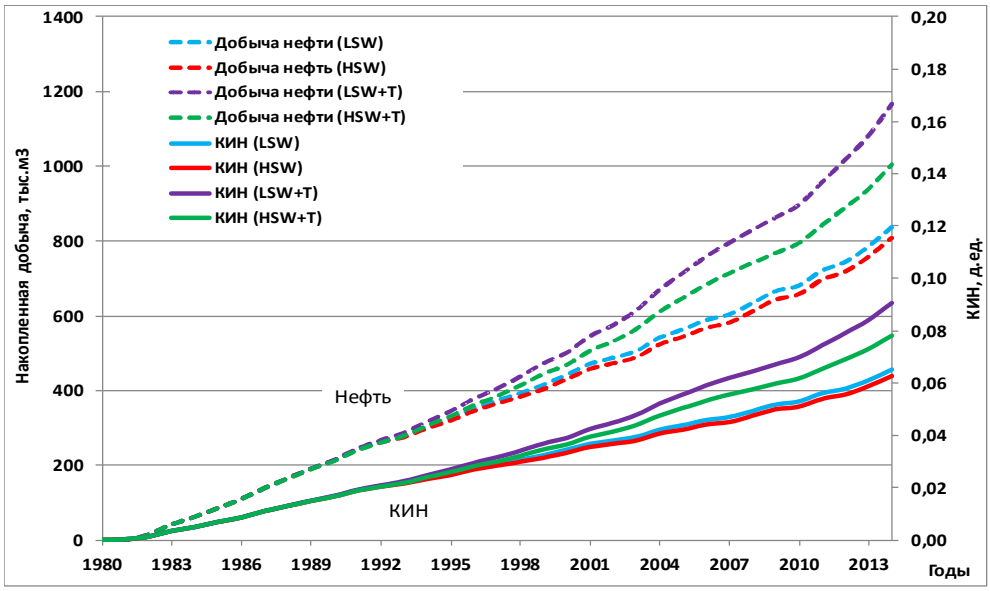


Рис. 12 - Динамика добычи нефти и КИН четырех вариантов расчета для залежи башкирских отложений Архангельского месторождения

Для Архангельского месторождения для повышения скорости ионно-обменных процессов, гидрофилизации коллектора и оценки возможного прироста добычи нефти, были проведены расчеты по закачке низкоминерализованной воды при температуре 70ºС (LSW+T) в объемах, соответствующих объемам фактически закачанной на залежи воды. Ввиду того, что при тепловом воздействии значительный эффект на добычу оказывает снижение вязкости нефти, был рассчитан вариант с закачкой пластовой воды при температуре 70ºС (HSW+T) в тех же объемах. Результаты приведены также на **рис. 12**.

За счет закачки низкоминерализованной воды дополнительная добыча нефти с начала разработки и прирост нефтеотдачи:

- для рассматриваемых участков Ромашкинского месторождения составили 20,7 тыс.м^3 (или 5,1% от накопленной добычи нефти) и 2,7% соответственно;

- для рассматриваемой залежи Архангельского месторождения:

а) составили 28,1 тыс.м^3 (3,5%) и 0,2% соответственно за счет закачки низкоминерализованной воды при температуре 20ºС.

б) могли бы составить 197,8 тыс.м^3 (24,5%) и 1,5% соответственно за счет закачки высокоминерализованной воды при температуре 70ºС;

в) могли бы составить 359,7 тыс.м^3 (44,5%) и 2,6% соответственно за счет закачки низкоминерализованной воды при температуре 70ºС.

Для башкирских отложений характерны небольшие объемы фактически закачанной воды, а также невысокая текущая выработанность. Наличие достаточно обширных нижележащих водоносных зон приводит к уходу закачиваемой воды в данные зоны, не оказывая эффекта изменения смачиваемости. Для карбонатных коллекторов эффект от низкоминерализованного заводнения тем выше, чем больше выработанность коллектора заводнением такой водой, поэтому значительных приростов нефтеотдачи следует ожидать на заключительных стадиях разработки. В дальнейшем по башкирскому ярусу Ромашкинского месторождения рекомендуется продолжить заводнение низкоминерализованной водой при небольших давлениях закачки с доведением накопленной компенсации до 100% и более за счет большего количества нагнетательных очаговых скважин.

В отличие от башкирского яруса Ромашкинского месторождения, на Архангельском, при закачке низкоминерализованной воды при пластовой температуре, эффект незначителен. Причем дело не в объемах адресно закачанной воды (накопленная компенсация составляет всего 48,7%) и даже не в наличии подошвенной воды, а в низкой скорости ионно-обменных процессов при низких температурах и высокой вязкости нефти. Остаточная нефтенасыщенность при низкоминерализованном заводнении снижается незначительно по сравнению с закачкой пластовой воды. Несмотря на то, что на залежах Ромашкинского месторождения температура выше всего на 3ºС, снижение остаточной нефтенасыщенности больше в 3 раза. Причиной этого является изначально более низкая вязкость нефти на башкирском ярусе Ромашкинского месторождения. Исследования показали, что при одинаковых температурах, вязкость нефти Архангельского месторождения выше в два раза. Данный факт указывает на наличие

большего количества тяжелых компонентов в башкирской нефти Архангельского месторождения. Тяжелые компоненты нефти обычно адсорбируются на поверхность пор, гидрофобизируя их. Одним из методов удаления таких компонентов является тепловое воздействие, которое и рассмотрено в данной главе. Таким образом, при температуре закачиваемой низкоминерализованной воды 70ºС скорость ионно-обменных процессов выше в 10-15 раз.

В целом для башкирских отложений Архангельского месторождения рекомендуется осуществлять закачку нагретой низкоминерализованной воды в очаговые скважины. Однако наличие подошвенной воды может значительно снизить эффект ввиду больших потерь тепла. Это подтверждает большая разница между керновыми исследованиями и гидродинамическим моделированием. Остальные рекомендации аналогичны башкирскому ярусу Ромашкинского месторождения.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Выработаны рекомендации к проектированию и применению закачки низкоминерализованной воды на основе комплекса лабораторных исследований, математического моделирования и расчетов на гидродинамических симуляторах, что позволит повысить эффективность разработки терригенных и карбонатных нефтяных коллекторов Республики Татарстан:

1. На основе обзора литературы установлено, что в лабораторных условиях в большинстве случаев наблюдается эффект повышения коэффициентов вытеснения нефти при закачке низкоминерализованной воды, тогда как в промысловых условиях эффект неоднозначен, что требует изучения. Физические основы эффекта – миграция глинистых частиц в терригенных и гидрофилизация в карбонатных коллекторах.

2. Разработана аналитическая модель вытеснения нефти низкоминерализованной водой в трещинно-поровых карбонатных коллекторах и проведены расчеты для опытных участков башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Конечная нефтеотдача выше при закачке воды с минерализацией 1 г/л на 1,5-4,5% относительно закачки воды с минерализацией 20 г/л и на 2,7-8,4% относительно 60 г/л (пластовой воды).

3. Получена аналитическая модель вытеснения нефти низкоминерализованной водой в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с последовательными зонами различной трещиноватости и проведены расчеты для условий башкирского яруса Ромашкинского месторождения. При меньшем размере блоков в области добывающих скважин, конечная нефтеотдача меньше на 0,8% по сравнению с однородным размером блоков в межскважинном пространстве, а начальный дебит выше в течение первых 1,5 лет. При закачке низкоминерализованной воды прирост нефтеотдачи составляет 2,8%.

4. На основе методики последовательного нефтевытеснения на кернах закачкой высоко- и низкоминерализованных вод проведены исследования, показавшие что при низкоминерализованном заводнении:

- для терригенных коллекторов характерна миграция глинистых частиц и снижение относительной фазовой проницаемости по воде: для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения – в 2,6 раза, для тульско-бобриковского коллекторов Бастрыкского месторождения – в 4,8 раза. Установлено наличие экстремума, а именно снижение фазовой проницаемости по воде при водонасыщенности более 0,4 д.ед. для кыновско-пашийских и более 0,6 д.ед. для тульско-бобриковских отложений;

- для карбонатных коллекторов характерна гидрофилизация коллектора и снижение остаточной нефтенасыщенности: для башкирских отложений Ромашкинского месторождения – в 3,3 раза, Архангельского месторождения – в 1,1 раза при пластовой температуре и в 6,7 раза при 70ºС.

5. Разработана методика для адаптации гидродинамической модели к истории разработки, оценки влияния на эффективность разработки и прироста нефтеотдачи от закачки низкоминерализованной воды.

6. Для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения расчетный прирост КИН составил 3,5%. Эффект наблюдался в диапазоне обводненности продукции скважин от 20% до 90%. Объем добытой воды на месторождении при низкоминерализованном заводнении оказался ниже на 8%. Сформулированы рекомендации по адресному применению закачки низкоминерализованной воды: для очаговых нагнетательных скважин, в которых обводненность добывающих скважин находится в пределах 20-90%, а также для добывающих скважин в качестве технологии водоограничения.

7. Анализ промысловых данных семи участков, в которых осуществлялось последовательное заводнение сначала сточной, затем низкоминерализованной водой показал снижение обводненности в среднем с 87 до 80% и увеличение дебита нефти одной скважины в среднем с 2,1 до 2,5-3,1 т/сут после перехода на низкоминерализованное заводнение. Оценка прироста КИН по данным участкам показала 5-9%.

8. Для залежи тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения расчетный прирост КИН составил 0,6%, что объясняется низкой эффективностью закачки низкоминерализованной воды в законтурную область. На данном объекте рекомендуется создание очага закачки низкоминерализованной воды в центральной части залежи.

9. Для опытных участков 302 залежи башкирского яруса Ромашкинского месторождения расчетный прирост нефтеотдачи составил 2,7%. Сформулированы рекомендации для дальнейшего заводнения низкоминерализованной водой при небольших давлениях закачки с доведением накопленной компенсации до 100% и более за счет большего количества нагнетательных очаговых скважин.

10. Для Гремячинско-Киярлинского поднятия башкирского яруса Архангельского месторождения прирост нефтеотдачи составил всего 0,2%, что связано с высокой вязкостью и плотностью нефти, низкой пластовой температурой. Рекомендуется закачка нагретой воды, т.к. это позволяет как снижать вязкость нефти, так и повышать скорость гидрофилизации коллектора. Расчеты показали, что при температуре

низкоминерализованной воды 70ºС, прирост нефтеотдачи составил бы 2,6%, что выше на 1,1% по сравнению с закачкой при 70ºС пластовой воды.

11. Предложены семь технологических решений по повышению темпов отбора нефти и снижению обводненности скважин. Среднегодовой экономический эффект от внедрения четырех из них в НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть» составил 480 тыс. руб.

Содержание диссертации отражено в 18 публикациях:

а) статьи в рецензируемых научно-технических журналах:

1. Ахметгареев, В.В. Анализ эффективности и оптимизация параметров заводнения при разработке карбонатных коллекторов месторождений Татарстана / В.В. Ахметгареев, А.И. Бакиров // Нефтяное хозяйство. - 2013. - №7. - С.28-29.

2. Ахметгареев, В.В. Математическая модель заводнения трещиновато-порового коллектора, разрабатываемого с применением горизонтальных скважин и многоступенчатого гидроразрыва пласта / В.В. Ахметгареев, Р.Р. Ибатуллин // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 7. - С. 26-29.

3. Ахметгареев, В.В. Результаты моделирования закачки низкоминерализованной воды в песчаники и известняки некоторых месторождений Татарстана / В.В. Ахметгареев // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 6. - С. 90-93.

4. Совершенствование системы разработки Бондюжского нефтяного месторождения / В.В. Ахметгареев, И.Г. Газизов, И.В. Волков, В.В. Емельянов, Р.Х. Ахмадуллин // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 8. - С. 56-58.

5. Analysis of Low Salinity Waterflooding in Bastrykskoye Field / V. Ahmetgareev, A. Zeinijahromi, A. Badalyan, R. Khisamov, P. Bedrikovetsky // Petroleum Science and Technology. - 2015. - V. 33. - P. 561-570.

6. Case Study of Low Salinity Water Injection in Zichebashskoe Field / A. Zeinijahromi, V. Ahmetgareev, A. Badalyan, R. Khisamov, P. Bedrikovetsky // Journal of Petroleum Science Research. - 2015. - V. 4, Issue 1. - P. 16-31.

7. Sensitivity study of low salinity water injection in Zichebashskoe Oilfield / A. Zeinijahromi, V. Ahmetgareev, R. Ibatullin, P. Bedrikovetsky // Journal of Petroleum and Gas Engineering. - 2015. -V. 6 (1). - P. 10-21.

б) патенты:

8. Способ разработки нефтяной залежи горизонтальными скважинами: пат. 2527429 Рос.Федерация: Е 21 В 43/24 / Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Галимов И.Ф.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - №2013144464/03; заяв. 04.10.2013; опубл. 10.09.2014, Бюл. №24. – 13с.: 3 ил.

9. Способ разработки нефтяной залежи многозабойными горизонтальными скважинами: пат. 2536895 Рос.Федерация: Е 21 В 43/20. / Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Волков И.В., Газизов И.Г.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - №2013150953/03; заяв. 18.11.2013; опубл. 27.12.2014, Бюл. №36. – 7с.

10. Способ разработки нефтяной залежи горизонтальными скважинами: пат. 2536891 Рос.Федерация: Е 21 В 43/20, Е 21 В 43/26. / Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В.,

Волков И.В., Газизов И.Г., Емельянов В.В.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - №2013150954/03; заяв. 18.11.2013; опубл. 27.12.2014, Бюл. №36. – 7с.

11. Способ снижения водопритока к скважинам: пат. 2576726 Рос.Федерация: Е 21 В 43/27, Е 21 В 33/138. / Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Газизов И.Г.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - №2014148489/03; заяв. 02.12.2014; опубл. 10.03.2016, Бюл. №7. – 8с.

12. Способ снижения водопритока к горизонтальным скважинам: пат. 2569101 Рос.Федерация: Е 21 В 43/20, Е 21 В 33/138. / Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Таипова В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - №2014148510/03; заяв. 02.12.2014; опубл. 20.11.2015, Бюл. № 32. – 10с.

13. Способ разработки трещинно-порового слоистого коллектора: пат. 2574890 Рос.Федерация: Е 21 В 43/20. / Хисамов Р.С., Салихов И.М., Ахметгареев В.В., Сайфутдинов М.А., Яртиев А.Ф.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - №2015110606/03; заяв. 26.03.2015; опубл. 10.02.2016, Бюл. № 4. – 11с.: 2 ил.

14. Способ снижения водопритока к многозабойным скважинам: пат. 2584025 Рос.Федерация: Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. / Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Газизов И.Г.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - №2014148509/03; заяв. 02.12.2014; опубл. 20.05.2016, Бюл. №14. – 13с.

в) тезисы и труды конференций:

15. Akhmetgareev, V. 40 Years of Low-Salinity Waterflooding in Pervomaiskoye Field, Russia: incremental oil / V. Akhmetgareev, R. Khisamov // Paper SPE-174182 presented at the 11th SPE European Formation Damage conference held in Budapest, Hungary, 3-5 June 2015. http://dx.doi.org/10.2118/174182-MS.

16. Akhmetgareev, V. Procedure for Analysis of Waterflooded Dual Permeability Reservoir Performance by Example of Bashkirian Deposit, Romashkinskoye Oil Field / V. Akhmetgareev, R. Ibatullin // Paper SPE-171253 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 14-16 October 2014. http://dx.doi.org/10.2118/171253-MS.

17. Fines-Migration-Assisted Low-Salinity Waterflooding: Field Case Analysis / P. Bedrikovetsky, A. Zeinijahromi, A. Badalyan, V. Ahmetgareev, R. Khisamov // Paper SPE-176721 presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference held in Moscow, Russia 26-28 October 2015. http://dx.doi.org/10.2118/176721-MS.

18. Zeinijahromi, A. Case Study of 25 Years of Low Salinity Water Injection / A. Zeinijahromi, V. Ahmetgareev, P. Bedrikovetsky // Paper SPE-176128 presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Bali, Indonesia, 20-22 October 2015. http://dx.doi.org/10.2118/176128-MS.