

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти
«ТатНИПИнефть»

УДК 622.276.6

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

диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук,
Хакимзянов И.Н.

Бугульма – 2016

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
1.1 Краткий обзор развития низкоминерализованного заводнения	12
1.2 Физические процессы при закачке низкоминерализованной воды в нефтяные коллектора	13
1.2.1 Миграция глинистых частиц в терригенных коллекторах	15
1.2.2 Механика ионного обмена между водой и карбонатными породами	19
1.3 Обзор лабораторных исследований по закачке низкоминерализованной воды	29
1.4 Обзор промысловых исследований по закачке низкоминерализованной воды	34
1.5 Задачи исследования	36
Выводы к главе 1	37
ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ	39
2.1 Аналитическая модель вытеснения нефти водой из карбонатных трещинно-поровых коллекторов	39
2.1.1 Вывод базисных уравнений	40
2.1.2 Анализ чувствительности аналитической модели	46
2.1.3 Расчёты показателей разработки коллектора на аналитической модели (на примере опытных участков башкирского яруса Ромашкинского месторождения)	48
2.1.4 Оптимизация режимов работы добывающих скважин (на примере опытных участков башкирского яруса Ромашкинского месторождения)	51

2.2 Аналитическая модель вытеснения нефти водой из трещинно-порового пласта с изменением размера блока по длине (на примере башкирского яруса Ромашкинского месторождения)	54
2.3 Особенности лабораторного моделирования низкоминерализованного заводнения	59
Выводы к главе 2	62
ГЛАВА 3. ПРИМЕНЕНИЕ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ	63
3.1 Оценка прироста добычи нефти за счёт закачки низкоминерализованной воды в кыновско-пашийские отложения Первомайского месторождения	63
3.1.1 Краткая характеристика Первомайского месторождения и реализуемой на кыновско-пашийском объекте системы заводнения	63
3.1.2 Результаты лабораторного моделирования и расчёта фазовых проницаемостей	67
3.1.3 Построение гидродинамической модели объекта	72
3.1.4 Результаты гидродинамического моделирования	74
3.2 Оценка прироста добычи нефти за счёт закачки низкоминерализованной воды в тульско-бобриковские отложения Бастрьковского месторождения	78
3.2.1 Краткая характеристика Бастрьковского месторождения и реализуемой на тульско-бобриковском объекте системы заводнения	78
3.2.2 Результаты лабораторного моделирования и расчёта фазовых проницаемостей	80
3.2.3 Построение гидродинамической модели объекта	84
3.2.4 Результаты гидродинамического моделирования	85
Выводы к главе 3	89

ГЛАВА 4. ПРИМЕНЕНИЕ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ	92
4.1 Оценка прироста добычи нефти за счёт закачки низкоминерализованной воды в башкирские отложения Ромашкинского месторождения (на примере опытных участков)	92
4.1.1 Краткая характеристика башкирского яруса Ромашкинского месторождения и реализуемой на опытных участках системы заводнения	92
4.1.2 Результаты лабораторного моделирования и расчёта фазовых проницаемостей	95
4.1.3 Зависимость контактного угла смачивания от минерализации воды	98
4.1.4 Построение гидродинамической модели объекта	99
4.1.5 Результаты гидродинамического моделирования	101
4.2 Оценка прироста добычи нефти за счёт закачки низкоминерализованной воды в башкирские отложения Архангельского месторождения	104
4.2.1 Краткая характеристика Архангельского месторождения и реализуемой на башкирском объекте системы заводнения	104
4.2.2 Результаты лабораторного моделирования и расчёта фазовых проницаемостей	106
4.2.3 Зависимость контактного угла смачивания от минерализации и температуры воды	110
4.2.4 Построение гидродинамической модели объекта	110
4.2.5 Результаты гидродинамического моделирования	112
Выводы к главе 4	117
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	119
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	122
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. АКТ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ	136

ВВЕДЕНИЕ

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) [23] 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 ведётся 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 обводнённость 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 учёные: 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., Bedrikovetsky 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 дешёвых и простых методов увеличения нефтеотдачи. С 90-х годов исследования N. Morrow и ряда других учёных выявили потенциал закачки низкоминерализованной воды [78, 79, 115, 116, 123]. Лабораторные исследования, проведённые T. Austad и его группой с карбонатными кернами Северного моря, показали, что закачка морской воды позволяет повышать нефтеотдачу за счёт изменения смачиваемости коллектора на гидрофильную [56, 58, 70, 90, 94, 99, 102, 108-110, 112]. 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 обводнённости добывающих скважин, повышение темпов отбора нефти и нефтеизвлечения [64, 68, 73, 81,

83, 87, 92, 96, 125, 126]. 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 объёмов 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 её 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 обводнённости 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 обводнённости 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 расчётов 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 расчётов, 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 счёт 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 Бастрьковского месторождений.

6. Предложенные автором технологические решения по снижению обводнённости 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» четырёх 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 расчётов, математическом и цифровом гидродинамическом моделировании, разработке практических рекомендаций, научных публикаций и докладах по результатам научных исследований.

Апробация 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 Учёном 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, четырёх 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., Низаеву Р.Х. и сотрудникам отделов разработки, петрофизических исследований и МУН института ТатНИПИнефть за полезные советы и помощь.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

В данном разделе на основе обзора литературных источников приведены физические основы повышения эффективности разработки терригенных и карбонатных коллекторов низкоминерализованным заводнением, проведенные лабораторные и промысловые исследования. На основе обобщения литературы по данной теме поставлены задачи исследования настоящей диссертационной работы.

1.1 Краткий обзор развития низкоминерализованного заводнения

В 2015 году исполнилось ровно сто лет с момента первого целевого заводнения нефтяных пластов. Дон Уолкотт в своей работе [45] приводит историю, в которой в начале XX века в США (штат Пенсильвания) Форест Дорн и его отец Клейтон совершенно случайно обнаружили, что просочившаяся в нефтяные пласты вода восстанавливает упавшее пластовое давление, заставив тем самым нефть двигаться в направлении добывающей скважины. Изучив данный феномен, в 1915 году они осуществили первое в мире заводнение. В 1921 году заводнение было законодательно разрешено в Пенсильвании. В 1936 году стали заводнять пласты на месторождениях Техаса. С конца 40-х годов заводнение стали осваивать в России на Туймазинском месторождении [10].

Закачку воды применяют для повышения коэффициента нефтеизвлечения за счёт двух основных процессов: ППД и вытеснение нефти водой. Общепринято считать заводнение вторичным методом добычи нефти [58]. В 1959 г. Wagner & Leach [118] обнаружили эффект повышения нефтеотдачи за счёт изменения смачиваемости нефтяного коллектора и в 1962 г. осуществили опытно-промышленные работы [52]. Смачиваемость регулировали изменением содержания в воде ионов натрия и pH. Изменение смачиваемости за счёт добавления щёлочи было признано вторичным механизмом в технологии ASP [76]. Очевидно, что закачку воды с иным композиционным составом, чем состав пластовой воды, можно по праву считать методом увеличения нефтеотдачи (МУН), т.е. третичным методом разработки [104].

После первых лабораторных исследований влияния состава закачиваемой воды на нефтеизвлечение в 1959 [72, 118], 1965 [89] и 1967 гг. [59], дальнейшие систематические лабораторные исследования практически не проводились до 1990-х гг. [78, 79, 116, 123], за исключением 1984 [89] г. В работе [78] Р. Jadhunandan и N. Morrow одними из первых приводят результаты исследований влияния закачиваемой низкоминерализованной воды в качестве МУН при разработке месторождения Clair в Северном море (Великобритания). Результаты лабораторных исследований на керне показали снижение остаточной нефтенасыщенности при закачке низкоминерализованной воды на 5,6-7,6% по сравнению с закачкой пластовой воды [84].

Исследования G. Tang и N. Morrow [115, 116] были направлены на более глубокое изучение влияния пластовой и низкоминерализованной вод на коэффициент вытеснения. Эксперименты по низкоминерализованному заводнению, проводившиеся для компании British Petroleum [86, 119-121] включали керновые исследования в различных условиях, закачку трассеров и гидродинамические исследования. Компания зарегистрировала технологию МУН по низкоминерализованному заводнению – LoSal. Ряд нефтяных компаний (TOTAL, Shell, Statoil) и университетов по всему миру работали и продолжают работать в этом направлении. Рост интереса к данной теме можно наблюдать по числу публикаций в год: от пяти в 2007 г. до 25 в 2010 [88] г. К 2015 г. количество публикаций в год превысило сотню.

1.2 Физические процессы при закачке низкоминерализованной воды в нефтяные коллектора

В настоящее время в литературе выделяется несколько групп физических процессов, происходящих в системе порода-вода-нефть при закачке низкоминерализованной воды в нефтяные пласты и идущих параллельно:

- 1) ионный обмен, изменение смачиваемости [61, 85],
- 2) растворение минералов, срыв и миграция мелкодисперсных частиц, забивание поровых каналов [61, 115],
- 3) эффекты двойного электрического слоя [91],

4) повышение pH и снижение межфазного натяжения, омыление, эффекты поверхностно-активных веществ [86],

5) выпадение солей и забивание поровых каналов [106].

Для карбонатных коллекторов, согласно литературе, основным процессом при низкоминерализованном заводнении является ионный обмен и изменение смачиваемости. Ввиду более сложного минералогического состава терригенных коллекторов по сравнению с карбонатами, в терригенных преобладающим механизмом является миграция мелкодисперсных частиц. Поэтому в данной главе рассматриваются первые два процесса.

Анализируя различные подходы исследователей, можно условно разделить породы на те, где присутствуют глины, частицы которых способны к отрыву и миграции и те, где содержание глин мало, что приводит к преобладанию процессов ионного обмена. Для первого случая, когда присутствуют глины, поверхность зёрен (породы) в первоначальных условиях заряжена положительно, тогда как частицы глины заряжены отрицательно. Пластовая вода заряжена положительно, а нефть – отрицательно. Это пример гидрофильных отложений (**рис. 1.1а**). Снижение минерализации закачиваемой воды с постоянной скоростью приводит к уменьшению электростатической силы, т.к. глина действует как катионный обменник и перетурбация баланса моментов приводит к отрыву верхнего слоя частиц. Для второго случая, когда количество глин незначительно, первоначально поверхность породы заряжена положительно из-за $\text{pH}=6-8$. Все заряженные поверхности в контакте с пластовой водой имеют доступ к ионам вблизи поверхности, которое обычно называют двойным слоем. Несмотря на высокую концентрацию NaCl , ионы Na^+ и Cl^- не активны в процессе изменения смачиваемости. Пластовая вода содержит ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} , концентрация которых может быть также высокой. Концентрация отрицательно заряженных потенциально определяющих ионов, таких как CO_3^{2-} и SO_4^{2-} в пластовой воде незначительно, поэтому пластовая вода заряжена положительно. Нефть заряжена отрицательно и, таким образом, угол смачивания породы водой большой. Это пример гидрофобных отложений (**рис. 1.1б**). При закачке низкоминерализованной воды, SO_4^{2-} адсорбируется на положительно

заряженную поверхность породы и снижает положительность заряда. Угол смачивания водой уменьшается, поверхность пород становится более гидрофильной и дополнительная нефть может быть вымыта из пор. Остаточная нефтенасыщенность снижается и нефтеотдача улучшается.

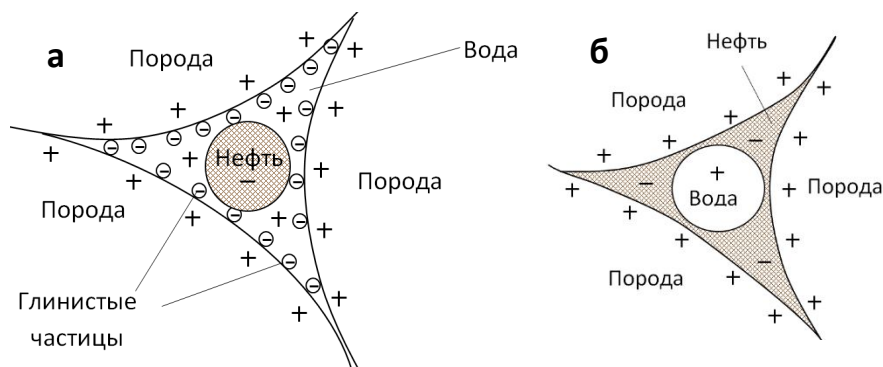


Рис. 1.1 – Начальное распределение зарядов в системе порода-нефть-вода: гидрофильный коллектор (а), гидрофобный коллектор (б) [54]

1.2.1 Миграция глинистых частиц в терригенных коллекторах

Главные силы, действующие на глинистую частицу, находящуюся на внутренней поверхности поры – тяговая F_d , подъемная F_l , электростатическая F_e и гравитационная F_g силы (рис. 1.2). Тяговая и подъемная силы обусловлены течением жидкости, в результате чего частица может оторваться с поверхности поры. Обе силы повышаются при увеличении скорости потока, размера частиц и вязкости жидкостей. Гравитационная сила обусловлена массой частицы в жидкости. Для малых частиц, находящихся в жидкости с невысокой плотностью, гравитационная сила незначительна по сравнению с остальными силами и может не учитываться.

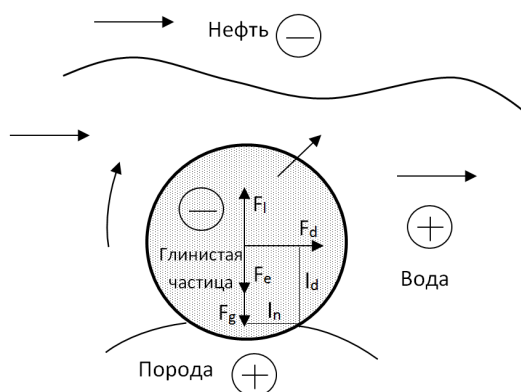


Рис. 1.2 – Силы, действующие на частицу, погруженную в воду [54]

Суммарная электростатическая сила описывает взаимодействие частицы и поверхности поры вне зависимости от скорости потока. Для модели миграции частиц берется полная электростатическая сила, являющаяся суммой сил Ван-дер-Вальса, двойного электрического слоя и Борна, описанных в теории Дерягина,

Ландау, Verwey и Overbeek [83]. Ван-дер-Вальсова сила зависит главным образом от константы Hamaker и не зависит от состава воды. При этом сила двойного электрического слоя напрямую зависит от состава воды, ионной силы и pH [77]. Поэтому посредством изменения минерализации воды и pH изменяют силу двойного электрического слоя, что в итоге затрагивает баланс сил и максимальную функцию удержания частиц. Как правило, для терригенных коллекторов, полная электростатическая сила снижается с уменьшением минерализации воды. Зависимость от pH обычно более сложная функция. Для наиболее точного моделирования необходимо учитывать все силы, действующие на частицы, однако данная задача сложна. Поэтому в рассматриваемой модели миграции частиц не рассматриваются прочие силы, такие как, например, адгезионные, поверхностные силы и пр. [81, 114].

Статическое равновесие частицы определяется балансом моментов от перечисленных сил [64, 73, 96]. Безразмерное эрозионное число ε рассчитывается как отношение отрывающих моментов к прикрепляющим:

$$\varepsilon = \frac{(l_d / l_n) F_d + F_l}{F_e + F_g}, \quad (1.1)$$

где l_d и l_n – плечи тяговой и нормальной сил соответственно (см. **рис. 1.2**).

$$F_d = \frac{\omega \pi \mu r_s^2 u_p (r_p)}{r_p - h_c}, \quad (1.2)$$

где ω – безразмерная константа тяговой силы, $\omega=10-60$ д.ед.,

r_s – радиус пор, м,

μ – вязкость жидкости, сПз,

u_p – средняя скорость перемещения частицы, м/с,

r_p – радиус частицы, м,

h_c – толщина слоя, м.

$$F_l = \chi r_s^3 \sqrt{\frac{\rho \mu u_p (r_p)^3}{(r_p - h_c)^3}}, \quad (1.3)$$

где χ – безразмерная константа подъемной силы, $\chi=1,2-48,8$ д.ед.

$$F_g = \frac{4 \pi r_s^3}{3} \Delta \rho g, \quad (1.4)$$

где $\Delta\rho$ – разница вязкости воды и нефти, кг/м³.

$$F_e = -\frac{\partial V}{\partial h}, \quad (1.5)$$

где V определяется как сумма Лондон-Ван-дер-Вальсовой энергии V_{LVA} , энергии двойного электрического слоя V_{DLR} и Борновой энергии V_{BR} :

$$V = V_{LVA} + V_{DLR} + V_{BR}, \quad (1.6)$$

$$V_{LVA} = -\frac{A_{132}}{6} \left[\frac{2(1+Z)}{Z(2+Z)} + \ln\left(\frac{Z}{2+Z}\right) \right], \quad (1.7)$$

$$V_{DLR} = \frac{\varepsilon_0 D_e r_p}{4} \left[2\psi_{01}\psi_{02} \ln \frac{1+e^{-kh}}{1+e^{-kh}} - (\psi_{01}^2 + \psi_{02}^2) \ln(1-e^{-2kh}) \right], \quad (1.8)$$

$$V_{BR} = \frac{A_{132}}{7560} \left(\frac{\sigma_{LJ}}{r_p} \right)^6 \left[\frac{8+Z}{(2+Z)^7} + \frac{6-Z}{Z^7} \right], \quad (1.9)$$

где A_{132} – константа Hamaker, Дж,

h – длина раздела поверхностей, м,

ε_0 – электрическая постоянная, Ф/м

D_e – диэлектрическая постоянная, Ф/м,

ψ_{01} и ψ_{02} – поверхностные потенциалы частиц и породы соответственно, В,

σ_{LJ} – диаметр атомного столкновения в потенциале Lennard-Jones,

$Z = h/r_p$,

$k = 0,73 \cdot 10^8 \sqrt{\sum C_{mi} z_i^2}$ – инверсная длина Debye для жидкости при нормальной температуре,

C_{mi} – молярная концентрация i -го иона, моль/м³,

$$\frac{l_D}{l_n} = \sqrt{3}.$$

Частица отрывается, если эрозионное число превышает 1. Это может произойти при увеличении тяговой F_d и подъемной F_l сил ввиду увеличения скорости потока жидкости или снижения электростатической силы F_e из-за снижения минерализации воды или изменения ее состава. Максимальная концентрация удержания частиц является функцией эрозионного числа в любом поровом пространстве [87]:

$$\sigma = \sigma_{cr}(\varepsilon) , \quad (1.10)$$

где σ – объёмная концентрация задержанных частиц, $1/\text{м}^3$,

σ_{cr} – максимальная объёмная концентрация задержанных частиц, $1/\text{м}^3$.

Обратное соотношение проницаемостей $k(s)/k_0$, называемой нормализованной – функция концентрации задержанных частиц:

$$\frac{k_0}{k(\sigma)} = 1 + \beta\sigma , \quad (1.11)$$

где k_0 – начальная абсолютная проницаемость, мД,

k – абсолютная проницаемость, мД.

β – коэффициент повреждения пласта, д.ед.

Предполагается, что коэффициент повреждения пласта для сорвавшихся частиц значительно больше, чем для оставшихся на поверхности. Сорвавшиеся частицы сначала приводят к незначительному повышению проницаемости, но после забивания ими поровых каналов происходит значительное снижение проницаемости. Поэтому уравнение (1.11) соответствует концентрации сорвавшихся частиц, задержанных в поровых каналах.

Модель миграции частиц и снижения проницаемости сравнивалась с лабораторными данными по заводнению керна, описанным в литературе. На **рис. 1.3** приведены результаты экспериментов с керном песчаника, заводняемого с уменьшением минерализации воды [84]. Проницаемость снизилась со 140 до 12 мД при снижении минерализации воды с 30 г/л до 0. Ввиду того, что концентрация задержанных частиц равна концентрации сорванных частиц минус те, что вышли из керна после фильтрации, кривая проницаемости от минерализации может быть пересчитана в функцию максимального удержания σ (**рис. 1.4**).

Данные для построения графика на **рис. 1.4**: скорость потока 10^{-6} м/с, $A_{132}=0,9 \cdot 10^{-20}$ Дж, размер частиц 1 мкм, коэффициенты $\omega=24$ д.ед., $\chi=649$ д.ед. Распределение частиц и пор по размерам имеет большое значение в плане влияния на забивание пласта, однако, ввиду отсутствия этих данных, было предположено, что общий коэффициент повреждения пласта составляет $\beta=160$ д.ед. [92]. Кривая $\sigma_{cr}(\varepsilon)$,

полученная для среднего размера пор пласта, адаптирована математической моделью к экспериментальным значениям (точки). Функция максимального удержания частиц показывает, что минерализация, необходимая для мобилизации всех подвижных частиц, больше нуля, но не равна нулю, что имеет большое практическое значение [83].

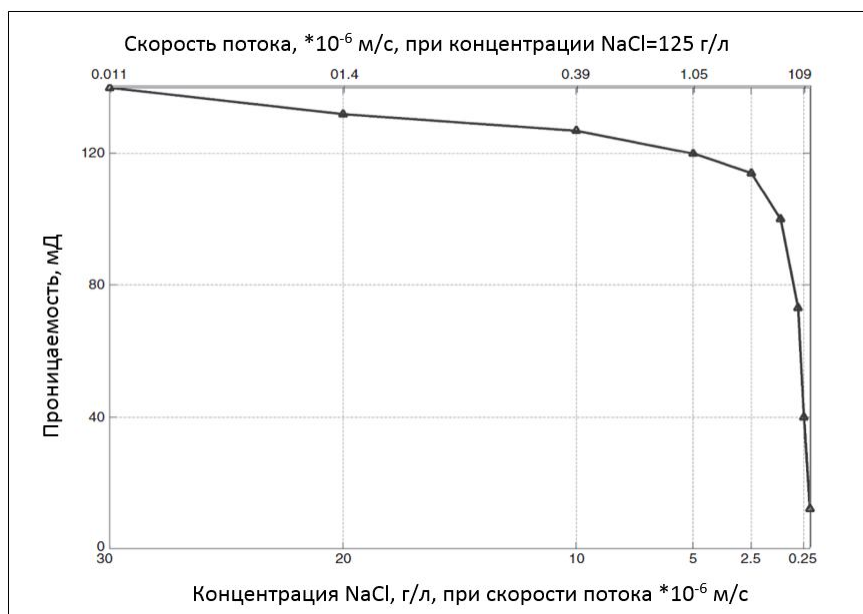


Рис. 1.3 – Изменение проницаемости с уменьшением минерализации и рассчитанной скоростью потока [84]

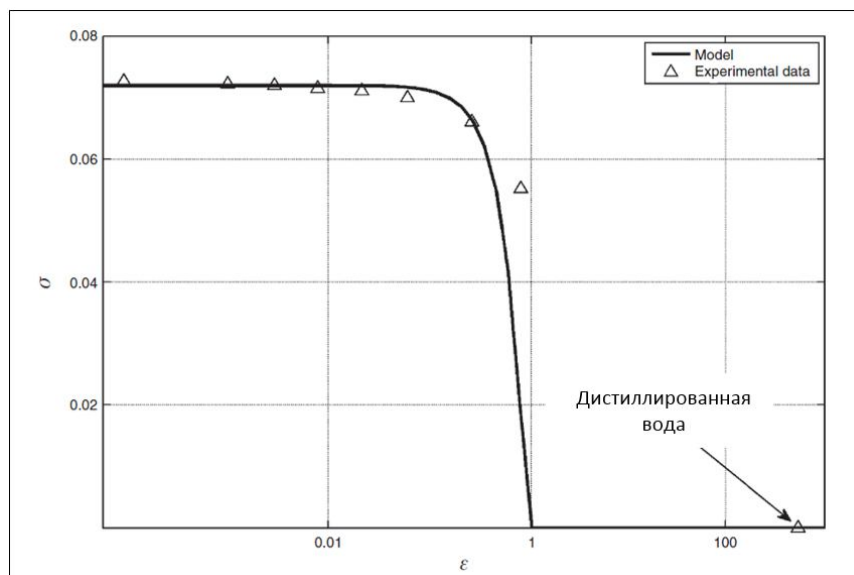


Рис. 1.4 – Зависимость концентрации удержанных частиц σ от эрозионного числа ϵ [83]

1.2.2 Механика ионного обмена между водой и карбонатными породами

Карбоксильная группа в нефти определяется кислотным числом AN (мгКОН/г), является наиболее важным параметром смачивания в системе нефть-вода-карбонатная порода и наиболее часто встречается в тяжёлых фракциях нефтей

(смолы и асфальтены) [108]. Связь между отрицательно заряженной карбоксильной группой $-\text{COO}^-$ и положительно заряженной поверхностью карбонатной породы очень сильна, поэтому крупные молекулы могут удерживаться на поверхности карбонатных пород. Влияние AN в сырой нефти на смачивающую способность меловых отложений показано на **рис. 1.5**. С увеличением AN, уровень пропитки керна водой уменьшается и снижается $K_{\text{выт}}$ [109]. Химические свойства карбоксильной группы в нефти также влияют на свойства смачиваемости породы водой [70].

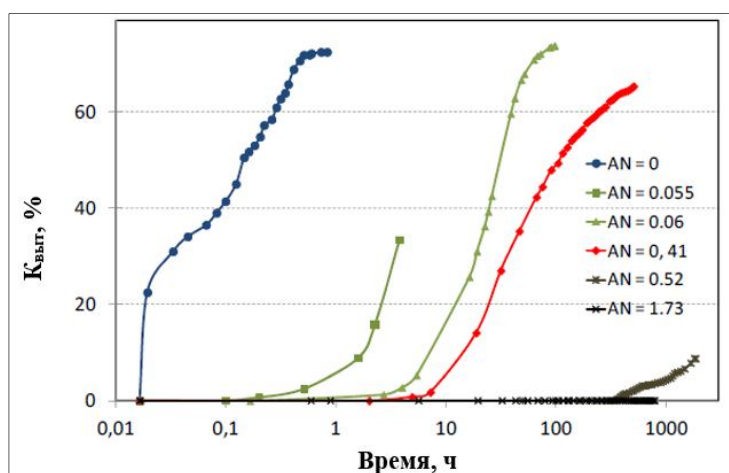


Рис.1.5 – Капиллярная пропитка в образцы керна, представленных меловыми отложениями и насыщенные нефтью с различным AN.

Щелочная группа в нефти количественно определяется щелочным числом BN (мгКОН/г) и играет второстепенную роль в свойствах смачиваемости. Однако, было выявлено, что увеличение BN улучшает смачиваемость водой карбонатной породы, содержащую нефть с определенным числом AN [94]. В комплексе карбоксильная и щелочная группы могут быть сформированы в нефти таким образом, что карбоксильная группа становится менее активна к поверхности породы.

В некоторых исследованиях отмечается, что чем выше температура карбонатных пород, тем они более гидрофильны [97]. Число AN снижается с увеличением температуры, т.к. при этом повышается декарбоксилирование, процесс которого катализируется твердым CaCO_3 [105].

Давление может оказывать влияние на свойства смачиваемости главным образом из-за растворимости асфальтенов в сырой нефти. При снижении пластового давления до давления насыщения нефти газом, растворимость асфальтенов снижается, повышая при этом их адсорбцию на поверхность пор [60].

Состав пластовой воды также влияет на смачиваемость карбонатных пород. Сульфат является самым активным ионом в плане свойств смачиваемости в карбонатах. Из-за высокой концентрации ионов кальция Ca^{2+} в пластовой воде и высокой пластовой температуры, общее количество ионов SO_4^{2-} в пластовой воде очень низкое ввиду осаждения ангидрита CaSO_4 . Таким образом, присутствие сульфатов в закачиваемой воде повышает гидрофильность карбонатных коллекторов [102].

Был проведен тест по закачке двух трассеров в керн с целью выявления смачивающей способности пород. Тест основывался на хроматографическом разделении не адсорбирующегося трассера SCN^- , и сульфата SO_4^{2-} при их совместной закачке [112]. Построение графика относительных концентраций ионов SCN^- и SO_4^{2-} от прокачанных поровых объемов показывает, что площадь между двумя кривыми прямо пропорционально гидрофильной площади пор керна, т.к. хроматографическое разделение имеет место только в гидрофильных коллекторах.

Меловые отложения

В одном из экспериментов скорость пропитки коллектора катионным ПАВ, растворенным в морской воде, увеличивалась в присутствии сульфатов [128], что привело к идее закачки только морской воды (без ПАВ), т.к. концентрация сульфатов в такой воде намного выше, чем в пластовой. На месторождении Ekofisk в Северном море (Норвегия) закачка морской воды позволила достичь нефтеотдачи 55%. Продуктивные пласты месторождения представлены меловыми отложениями со смешанной смачиваемостью, высокой степенью трещиноватости, проницаемостью матрицы около 2 мД и пластовой температурой 130 °С. На образцах керна проводилось множество лабораторных экспериментов, в ходе которых определялась возможность морской воды выступать в качестве гидрофилизатора породы. Данные по ионному составу пластовой и морской воды приведены в **табл. 1.1**. Морская вода содержит реактивные к поверхности мела ионы Ca^{2+} , Mg^{2+} и SO_4^{2-} , которые могут изменять заряд поверхности карбонатной породы [62, 129]. Влияние на нефтеотдачу каждого из данных ионов показало различные результаты. При концентрации SO_4^{2-} в морской воде 0,024 моль/л и её увеличении с 0 (SW0S) до 4 (SW4S) раз, $K_{\text{выт}}$ повышается с 10 до 50% (**рис. 1.6**). В тестах с другими кернами,

при концентрации Ca^{2+} в морской воде 0,013 моль/л и ее увеличении с 0 (SW0Ca) до 4 (SW4Ca) раз, $K_{\text{выт}}$ повышается с 28 до 60% (**рис. 1.7**). В данном случае концентрация SO_4^{2-} в морской воде не изменялась. Таким образом, изменяя концентрацию лишь одного компонента, можно значительно повысить $K_{\text{выт}}$.

Таблица 1.1 – Ионный состав пластовой и закачиваемой вод месторождения Ekofisk

Ион	Пластовая вода, моль/л	Морская вода, моль/л
Na^+	0,685	0,450
K^+	0	0,010
Mg^{2+}	0,025	0,045
Ca^{2+}	0,231	0,013
Cl^-	1,197	0,528
HCO_3^-	0	0,002
SO_4^{2-}	0	0,024

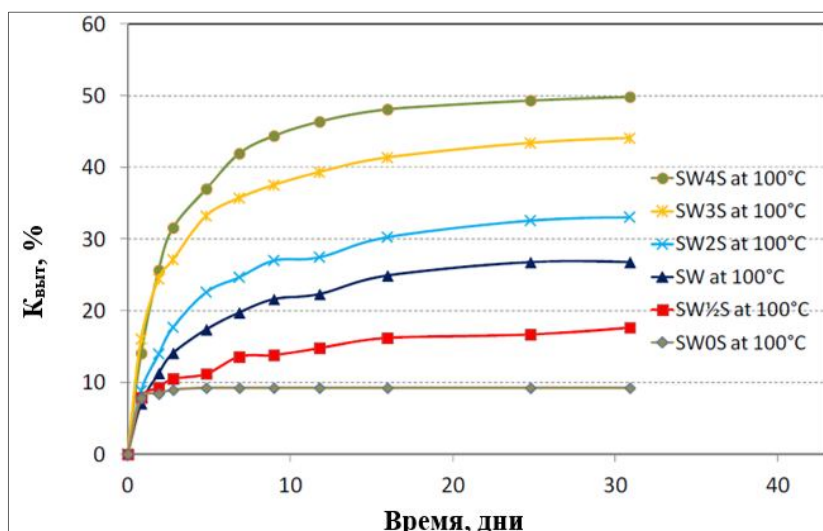


Рис.1.6 – Коэффициент вытеснения нефти при пропитке керна меловых отложений и изменении содержания SO_4^{2-} в пропитываемой воде при 100°C [129]

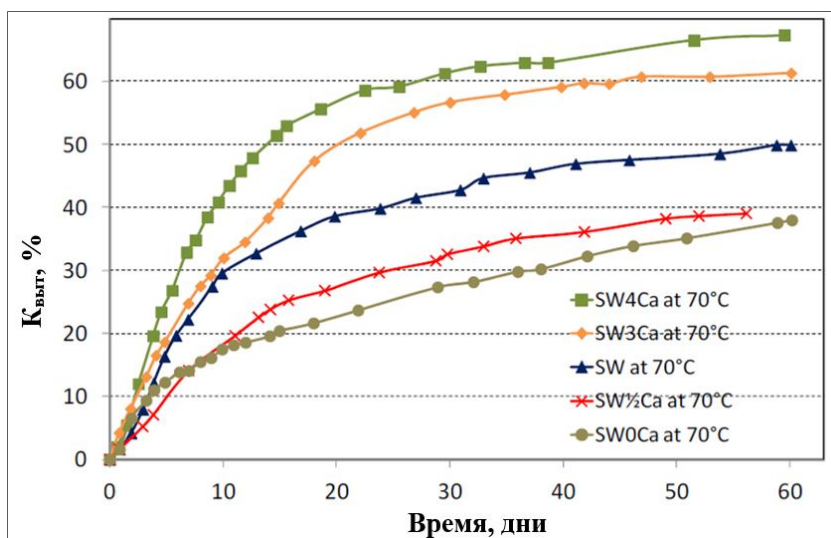


Рис. 1.7 – Коэффициент вытеснения нефти при капиллярной пропитке керна при изменении содержания кальция в закачиваемой воде при 70°C [128]

Воздействие Ca^{2+} и SO_4^{2-} на поверхность пор меловых отложений было протестировано закачкой морской воды с трассером SCN^- при различных температурах. Концентрация каждого компонента на выходе из керна фиксировалась. Адсорбция SO_4^{2-} на поверхность пор керна увеличивается с повышением температуры (**рис. 1.8а**), соответственно адсорбция Ca^{2+} возрастает при уменьшении её концентрации на выходе из керна (**рис. 1.8б**). Таким образом, адсорбция SO_4^{2-} на поверхность пор снижает её положительный заряд, что в плане влияния на $K_{\text{выт}}$ имеет сходство с Ca^{2+} ввиду меньших электростатических взаимодействий [113].

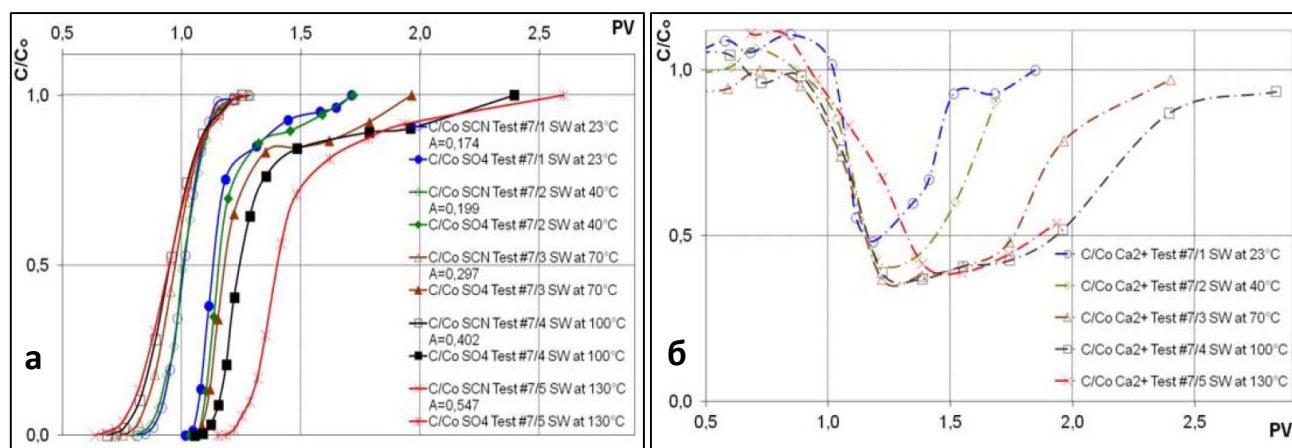


Рис. 1.8 – Изменение адсорбции SO_4^{2-} (а) и Ca^{2+} (б) от температуры (C/C_0 – отношение концентрации сульфата входе/выходе из керна; PV – поровые объёмы)

Схожий эффект воздействия Ca^{2+} и Mg^{2+} на поверхность пор меловых отложений было изучено закачкой в керна равных концентраций Ca^{2+} , Mg^{2+} и трассера SCN^- , растворённых в NaCl при температурах 23°C и 130°C. При низкой температуре адсорбция Ca^{2+} выше, чем Mg^{2+} (**рис. 1.9а**). При 130°C концентрация Ca^{2+} на выходе оказалась выше, чем на входе в керна, при этом выход Mg^{2+} запаздывал и не достигал начальных концентраций (**рис.1.9б**) [127]. Объясняется это тем, что Mg^{2+} в морской воде способен замещать Ca^{2+} на поверхности карбонатной породы в соотношении 1:1, что было показано экспериментально и хорошо проиллюстрировано уравнением $\text{CaCO}_3 + \text{Mg}^{2+} \leftrightarrow \text{MgCO}_3 + \text{Ca}^{2+}$.

Температура 70°C является своеобразным порогом, выше которого скорость реакции значительно возрастает. Ионы Mg^{2+} имеют сильную энергию гидратации, что снижает их реактивность при низких температурах. На **рис. 1.10** приведены ре-

зультаты тестов четырёх кернов, преимущественно гидрофобных, где осуществлялась пропитка пластовой водой с различным содержанием ионов рассматриваемых солей. Сначала керны насыщались пластовой водой с различным содержанием ионов SO_4^{2-} (с концентрацией 0, 1, 2 и 4 от концентрации SO_4^{2-} в морской воде) при 70°C . Нефтевытеснение не превышало 10% с учётом теплового расширения. Температура была увеличена до 100°C , что позволило дополнительно извлечь незначительное количество нефти. После добавления в воду Ca^{2+} или Mg^{2+} с концентрациями, равными концентрации данных ионов в морской воде, $K_{\text{выт}}$ значительно возрос, особенно для SWx4Sx0CaMg и SWx0CaMg .

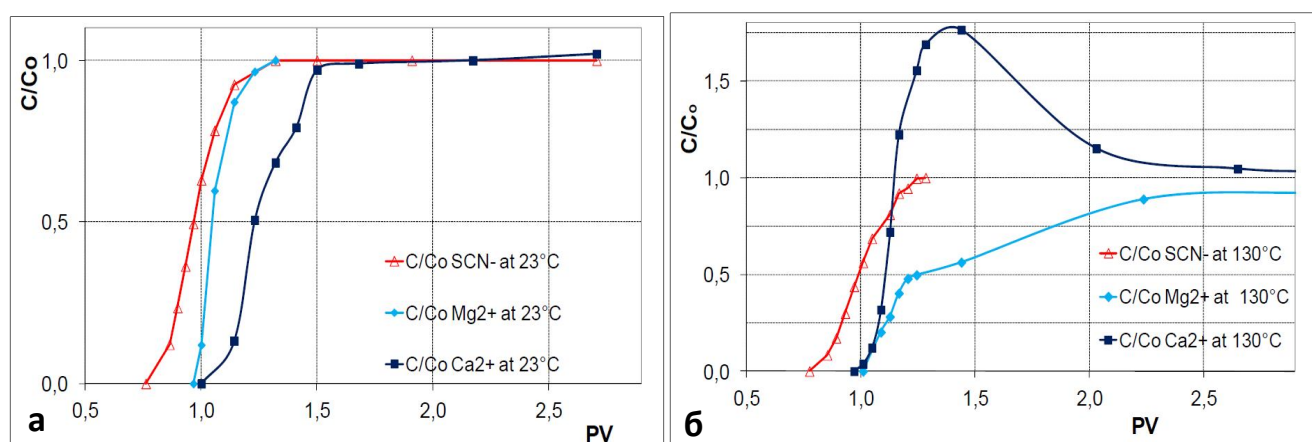
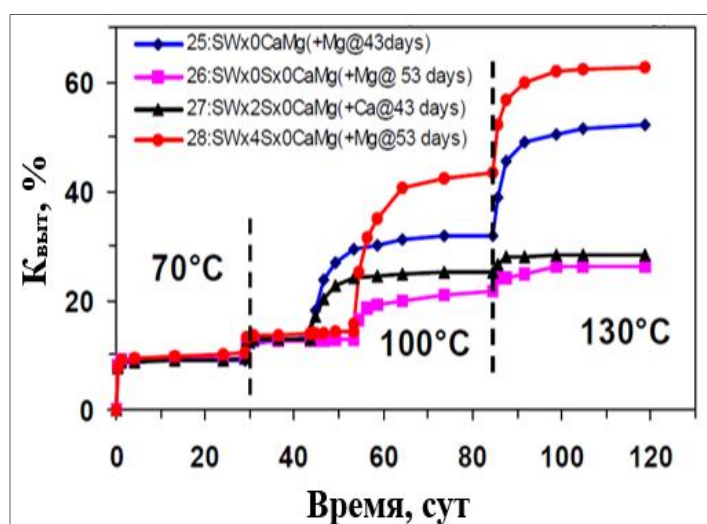


Рис. 1.9 – Адсорбция Ca^{2+} , Mg^{2+} и SCN^- при температуре а) 23°C , б) 130°C



SWx0CaMg – пластовая вода с SO_4^{2-} соответствующей морской воде
 SWx4Sx0CaMg – пластовая вода с 4-кратным превышением SO_4^{2-} морской воды
 SWx2Sx0CaMg – пластовая вода с 2-кратным превышением SO_4^{2-} морской воды
 SWx0Sx0CaMg – пластовая вода без SO_4^{2-}

Рис. 1.10 – Влияние ионов и температуры на пропитку керна меловых отложений (пропитка при 70°C и 130°C , с последующим добавлением Ca^{2+} и Mg^{2+}) [127]

В отсутствии Mg^{2+} , растворимость CaSO_4 значительно ниже. При 100°C CaSO_4 выпадает в осадок и пропитка породы водой без Ca^{2+} повышается с дальнейшим увеличением t° до 130°C . Осаждение CaSO_4 снижает концентрацию активных

ионов и блокирует поровое пространство, при этом с увеличением t° растворимость ангидрида уменьшается. Несмотря на необходимость наличия ионов SO_4^{2-} , Ca^{2+} и Mg^{2+} для получения эффекта от пропитки морской водой, реакции, протекаемые между карбонатной поверхностью и водой, однозначно возрастают с увеличением температуры.

На **рис. 1.11** приведена схема предполагаемого процесса изменения смачиваемости поверхности породы при заводнении морской водой, полученная по результатам многочисленных экспериментов [127]. Первоначально поверхность породы заряжена положительно из-за высокой концентрации в пластовой воде Ca^{2+} , некоторого количества Mg^{2+} и $\text{pH} < 9$ д.ед. При этом концентрация отрицательно заряженных ионов SO_4^{2-} и CO_3^{2-} незначительна. Закачка морской воды приводит к адсорбции на поверхность породы ионов SO_4^{2-} , что снижает положительный заряд поверхности. Вследствие электростатического отталкивания, концентрация Ca^{2+} вблизи поверхности повышается, Ca^{2+} связывает карбоксильную группу и высвобождает её с поверхности. С увеличением температуры количество ионов SO_4^{2-} и Ca^{2+} на поверхности породы повышается. Поскольку Mg^{2+} способен вытеснять Ca^{2+} с породы при более высоких температурах, очевидно, что он способен вытеснять его и при соединении Ca^{2+} с карбоксильной группой.

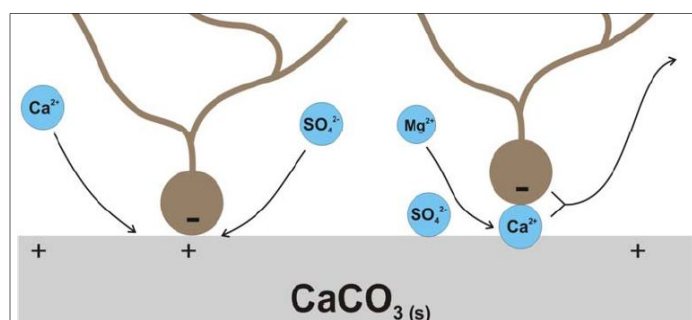


Рис. 1.11 – Схема предполагаемого процесса изменения смачиваемости поверхности карбонатной породы при заводнении морской водой [127]

В связи с тем, что многие месторождения с карбонатными отложениями не являются высокотемпературными, возникает вопрос: можно ли увеличив концентрацию сульфата компенсировать более низкую температуру пласта для достижения эффекта изменения смачиваемости? На **рис. 1.12** приведены результаты подобного эксперимента [129]. При $t=130^\circ\text{C}$ $K_{\text{выт}}$ возрастает незначительно при концентрации SO_4^{2-} соответствующей морской воде (SSW) и при её увеличении в четыре

раза (SSW*4S). Однако при $t=100^{\circ}\text{C}$ $K_{\text{выт}}$ увеличивается почти вдвое. Таким образом, повышение концентрации SO_4^{2-} в закачиваемой воде способно в некоторой степени компенсировать более низкую температуру пластов.

Все заряженные поверхности пород в контакте с пластовой водой имеют избыток ионов вблизи поверхности, что называют двойным электрическим слоем. Если двойной слой состоит из большого количества ионов, не оказывающих особого эффекта на изменение смачиваемости, как например ионы соли NaCl, то это частично ограничивает доступ активных ионов SO_4^{2-} , Ca^{2+} и Mg^{2+} к поверхности породы. На **рис. 1.13** показано, что уменьшение содержания NaCl в пропитываемой воде повышает $K_{\text{выт}}$. Пропитка керна морской водой без NaCl увеличивает $K_{\text{выт}}$ с 37% до 47% по сравнению с обычной морской водой. Четырёхкратное увеличение SO_4^{2-} повышает нефтеотдачу до 62% [69].

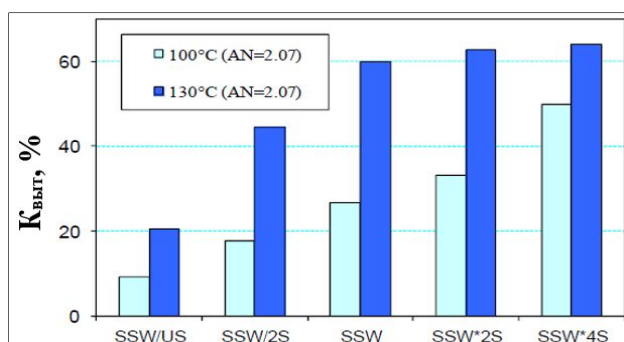
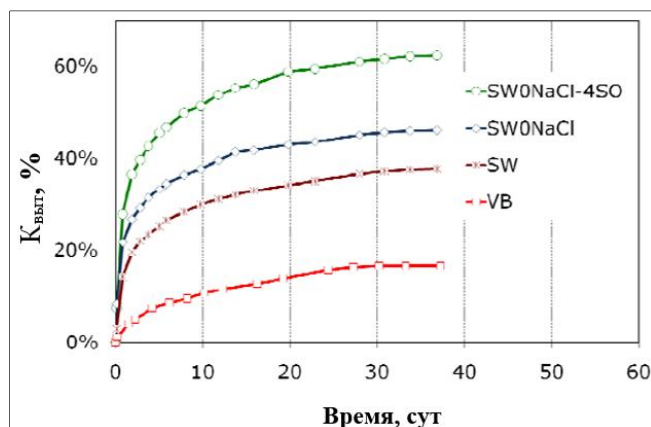


Рис. 1.12 – Влияние SO_4^{2-} и t° на нефтевытеснение [129]

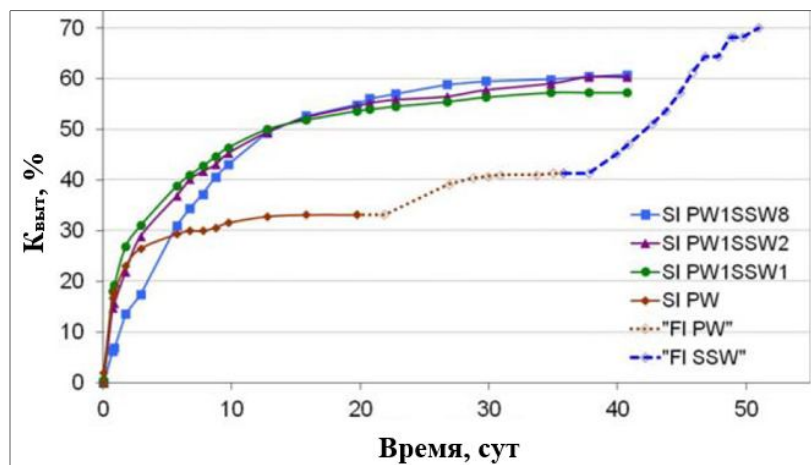
Таким образом, зная механизм ионного обмена между закачиваемой водой и породой, можно оптимизировать состав воды таким образом, чтобы он позволял достигать максимального $K_{\text{выт}}$ за счёт изменения смачиваемости породы. Наиболее целесообразно вести закачку воды с изменённым, относительно пластовой воды, ионным составом с самого начала заводнения.



VB - пластовая вода,
 SW - морская вода,
 SW0NaCl - морская вода без NaCl,
 SW0NaCl-4SO - морская вода без NaCl и
 четырёхкратным превышением SO_4^{2-} .
 AN=0,5 мгKOH/г,
 начальная водонасыщенность 0,1 д.ед.,
 $t=90^{\circ}\text{C}$

Рис. 1.13 – Капиллярная пропитка кернов различной водой [69]

При закачке только лишь низкоминерализованной (морской) воды возникает проблема с утилизацией сточной воды. Некоторые исследования показали, если смешивать сточную воду с низкоминерализованной, это также позволяет повысить нефтевытеснение (рис. 1.14).



Смесь сточной воды (PW) и морской воды (SW) в соотношении:

- 1:1 (SI PW1SSW1)

- 1:2 (SI PW1SSW2)

- 1:8 (SI PW1SSW8)

Рис. 1.14 – Пропитка (SI) и заводнение (FI) керн различной водой [93]

Отложения известняков

Площадь поверхности пор и реактивность пород к закачиваемой воде различна для мела, известняков и доломитов. Аналогично процессам, происходящим при закачке морской воды в меловые отложения, протекают реакции в известняках, но интенсивность реакций для ионов SO_4^{2-} , Ca^{2+} и Mg^{2+} различна. Гидрофильный образец керн, предварительно экстрагированный толуолом и метанолом, насыщенный пластовой водой и нефтью и заводнённый сначала пластовой и морской водой, показал прирост $K_{\text{выт}}$ с 8 до 37% при 130°C (рис. 1.15) [90, 98].

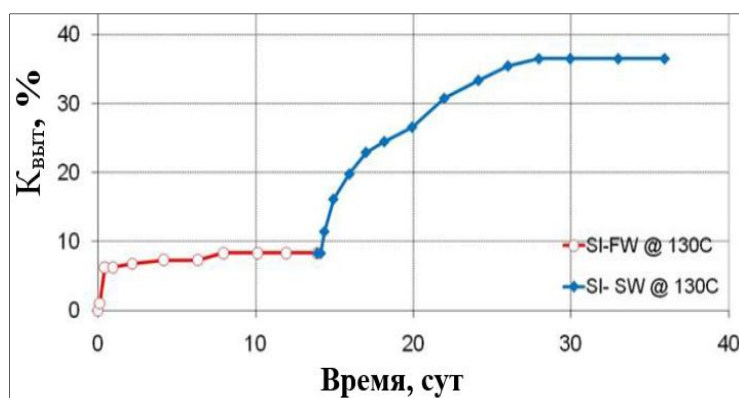


Рис. 1.15 – Капиллярная пропитка образцов керн известняка пластовой (FW) и морской (SW) водами при 130°C [98]

Также как и для меловых отложений, морская вода без солей NaCl показала более эффективную гидрофилизацию для известняков, чем обычная морская вода

[122]. При проведении керновых тестов, образцы, взятые из скважин и из выхода пластов на дневную поверхность, показали различное изменение смачиваемости. Так были взяты два образца известняка, выходящие на дневную поверхность из Франции и США. Первоначально образцы были гидрофильными, но в присутствии сырой нефти изменили свою смачиваемость на гидрофобную. Закачка морской воды даже при температуре 130°C не показала достаточной реактивности рассматриваемых ионов, что соответственно не привело к изменению смачиваемости и повышению $K_{\text{выт}}$ [98]. Таким образом, необходимо с осторожностью использовать керны, взятые с отложений, выходящих на поверхность.

До недавнего времени, повышение нефтеотдачи за счёт низкоминерализованного заводнения изучалось лишь для песчаников. Yousef и др. добились повышения $K_{\text{выт}}$ из кернов известняка за счёт закачки морской воды из Персидского залива, а также разбавленного в 2, 10 и 20 раз [82]. При этом, чем больше была разбавлена морская вода пресной, тем наблюдался более высокий $K_{\text{выт}}$.

Austad и др. [65] проводили исследования на образцах керна известняка с небольшим содержанием в породе ангидрида CaSO_4 . При заводнении пластовой водой, разбавленной пресной в 100 раз, наблюдалось лишь небольшое повышение $K_{\text{выт}}$ на 4% по сравнению с заводнением только пластовой водой (**рис. 1.16а**), при этом пластовая вода не содержала SO_4^{2-} . Концентрация растворенного SO_4^{2-} на выходе из керна была замерена и построен график на **рис. 1.16б**. Закачиваемая вода растворяла ангидрид в породе и, соответственно, в воде появлялся SO_4^{2-} .

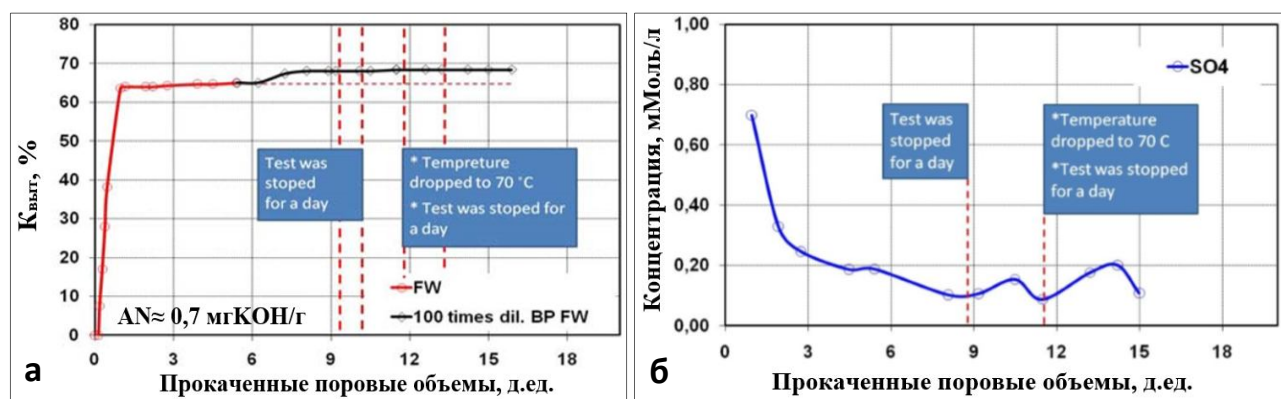
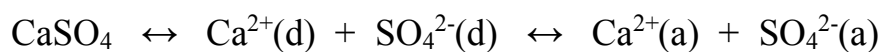


Рис. 1.16 – Закачка пластовой (FW) и разбавленной (BP FW) воды в керны известняка: а) изменение $K_{\text{выт}}$; б) концентрация SO_4^{2-} в воде на выходе из керна

Ионы SO_4^{2-} и Ca^{2+} в механизме воздействия низкоминерализованной воды на смачиваемость породы могут быть как растворёнными в воде (d), так и адсорбированными (a) на поверхность карбонатной породы. Тогда можно записать:



Согласно ранее опубликованным исследованиям, в которых изучалось влияние SO_4^{2-} на смачиваемость породы, концентрация $\text{SO}_4^{2-}(\text{d})$ является основным фактором, определяющим свойства смачиваемости породы [69]. Растворимость ангидрида CaSO_4 , являющегося источником $\text{SO}_4^{2-}(\text{d})$, зависит от минерализации или состава пластовой воды и температуры и изменяется следующим образом:

- растворимость увеличивается с уменьшением содержания ионов Ca^{2+} в пластовой воде;
- растворимость уменьшается с уменьшением солей NaCl ;
- растворимость в большинстве случаев уменьшается с ростом температуры;
- концентрация $\text{SO}_4^{2-}(\text{d})$ может также уменьшаться с ростом температуры в связи с адсорбцией на поверхность породы, т.е. с увеличением $\text{SO}_4^{2-}(\text{a})$.

Эффективность процесса изменения смачиваемости также зависит от температуры и концентрации не активной соли NaCl . Скорость капиллярной пропитки и конечный КИН увеличиваются с ростом температуры, с уменьшением NaCl в закачиваемой воде, с повышением концентрации $\text{SO}_4^{2-}(\text{d})$.

Исследования Ру [57] и др. по закачке низкоминерализованной воды в песчаники с низким содержанием глин, но большим количеством доломита и ангидрида, показали, что доломит реагирует схожим образом к действию морской воды и способен изменять свою смачиваемость. Повышение SO_4^{2-} и уменьшение минерализации закачиваемой воды приводят к увеличению $K_{\text{выт}}$.

1.3 Обзор лабораторных исследований по закачке низкоминерализованной воды

Процесс повышения нефтеотдачи за счёт закачки низкоминерализованной воды можно описать следующим образом. Чем больше снижают минерализацию

закачиваемой воды (по сравнению с пластовой), тем больше нефти удаётся добыть. С каждым шагом уменьшения минерализации воды наблюдается падение проницаемости коллектора. Объяснение этому нашли Tang и Morrow [115], а также Zhang [131]: снижение проницаемости было вызвано миграцией мелкодисперсных частиц.

Компания BP проводила исследования на керне, создавая пластовые условия, где нефть содержала растворённый газ [121]. Общая минерализация пластовой воды составляла 28 г/л, а низкоминерализованной – 1,4 г/л. Вторичное заводнение низкоминерализованной водой показало увеличение $K_{\text{выт}}$ с 69,5% до 83,5%. В другом аналогичном тесте прирост $K_{\text{выт}}$ был больше. Два опыта по третичному заводнению, в которых после закачки воды с минерализацией 15 г/л следовала закачка воды с 1,5 г/л, показали прирост $K_{\text{выт}}$ с 63% до 71% и с 75% до 84%. По результатам многочисленных экспериментов был сделан вывод, что минерализация закачиваемой низкоминерализованной воды не должна превышать 4 г/л.

В своих исследованиях Tang и Morrow [115] выявили, что если начальная водонасыщенность керна равна нулю, то при закачке как пластовой, так и низкоминерализованной вод, конечный $K_{\text{выт}}$ отличается не более чем на 1%. Zhang и Morrow [130] также пришли к выводу, что для получения эффекта от закачки низкоминерализованной воды, необходимо наличие в породе начальной водонасыщенности.

Sharma и Filoso [103] обнаружили, что минерализация остаточной (погребённая) воды в пласте – один из главных факторов, влияющих на $K_{\text{выт}}$ при заводнении. Когда минерализация погребённой воды составляла 0,3%, 3% и 20% NaCl, а закачиваемой воды 3% NaCl, $K_{\text{выт}}$ оказался выше для меньшего значения минерализации погребённой воды. Эту зависимость они объясняли изменением в процессе закачки смачиваемости керна. Также образцы керна со смешанной смачиваемостью показывали меньший $K_{\text{выт}}$, чем чисто гидрофильные или гидрофобные [78]. Более высокий $K_{\text{выт}}$ при меньшей минерализации погребённой воды показали [80, 86].

Очевидно, что не все коллектора реагируют увеличением $K_{\text{выт}}$ на закачку низкоминерализованной воды, вследствие влияния на эффект гидрофилизации множества факторов. В одной из своих работ Zhang и Morrow [130] получили результат,

когда закачка низкоминерализованной воды привела к меньшему $K_{\text{выт}}$, чем закачка высокоминерализованной.

В одном из экспериментов Yildiz и Morrow [123] использовали два образца нефти из месторождений Монтерей и Аляска и два вида пластовой воды: I с содержанием 4% NaCl и 0,5% CaCl₂, II – 2% CaCl₂. Вытеснение нефти Монтерей из керна показало, что при одинаковой минерализации пластовой и закачиваемой вод, $K_{\text{выт}}$ увеличивается на 5,5% при закачке воды II по сравнению с водой I. Для нефти месторождения Аляска аналогичный процесс нефтевытеснения показал противоположный результат: более высокий $K_{\text{выт}}$ (на 16%) при закачке воды I по сравнению с водой II. При последовательной закачке в керн (с начальной водонасыщенностью водой II) с нефтью Монтерей сначала воды I, затем воды II, получили прирост $K_{\text{выт}}$ всего 0,5%. При последовательной закачке в керн (с начальной водонасыщенностью водой I) с нефтью Монтерей сначала воды II, затем воды I, получили прирост $K_{\text{выт}}$ 2,9%. Данные результаты не совсем объяснимы с точки зрения эффекта низкоминерализованного заводнения, т.к. ионная сила воды I меньше, чем воды II. Yildiz и Morrow связывали полученные результаты с различной смачивающей способностью обеих нефтей и условиями проведения исследований.

Тем не менее, обзор литературы показывает, что большинство исследований подтверждают увеличение $K_{\text{выт}}$ при закачке воды с меньшей минерализацией, чем минерализация пластовой или погребённой воды, при этом важную роль играет то, насколько отличаются минерализации закачиваемой и пластовой вод. К примеру, Tang и Morrow [115] закачивали воду с минерализацией, составляющей 10% от минерализации пластовой воды. Исследования по закачке трассера в единичную скважину, проведенные McGuire и др. [86], показали отсутствие эффекта низкоминерализованного заводнения при минерализации закачиваемой воды более 7 г/л. Webb и др. [121] использовали воду с минерализацией 1-4 г/л, составлявшую менее 5% от минерализации пластовой воды (80 г/л). Zhang и др. [131] в своей работе отмечают, что закачка воды с минерализацией 1,5 г/л, что составляет около 5% от минерализации пластовой воды, приводит к резкому повышению $K_{\text{выт}}$ и перепада дав-

ления. При 8 г/л повышения почти не наблюдалось даже при удалении двухвалентных ионов. Прирост $K_{\text{выт}}$ в 4% был достигнут при добавлении к закачиваемой воде с минерализацией 1,5 г/л двухвалентных ионов. Jerauld и др. [80] рекомендуют для получения эффекта от низкоминерализованного заводнения закачивать воду с минерализацией 10-25% от пластовой. Их опыт лабораторных и промысловых исследований показывает, что оптимальное значение минерализации – 1-2 г/л.

Jadhunandan и Morrow [78] обнаружили, что смачиваемость породы в керне зависит от создаваемой начальной водонасыщенности. Так, с увеличением начальной водонасыщенности, керн характеризовался более гидрофильными свойствами. Sharma и Filoso [103] не ставили перед собой цель получить зависимость $K_{\text{выт}}$ от минерализации, но их результаты показали, что образцы керна в которых содержалось больше кальция (т.е. была выше ионная сила), оказались более гидрофильны. Таким образом, эффект от низкоминерализованного заводнения может зависеть от смачиваемости породы. Закачка низкоминерализованной воды в керны, в которых до этого создавалась начальная водонасыщенность из более минерализованной воды, приводит к гидрофилизации образцов и, соответственно, повышению $K_{\text{выт}}$.

Отечественные ученые закачку низкоминерализованной воды связывали в основном с набуханием глин. Ионный обмен приводит к поглощению глинами воды, приносимую в поры (адсорбции), и преобразованию одних минералов в другие [22]. Структура пор изменяется и возможно уменьшение проницаемости породы в десятки раз, при увеличении объема глинистого цемента в несколько раз [15, 25]. Процесс называют набуханием глин ввиду увеличения их объема. Одним из первых это обнаружил В.П. Батулин еще в начале 30-х годов прошлого века. В своей работе [8] он отмечает изменение фильтрационных характеристик породы при изменении минерализации закачиваемой воды. Набухание глин повышается с уменьшением минерализации закачиваемой воды и определяется типом глинистых минералов: монтмориллонитовые глины (смактит) характеризуются наибольшей степенью набухания, гидрослюды (иллит) – меньшей, каолинитовые глины практически не набухают [46]. При доле глинистых минералов в общем объеме скелета породы (глинистости) более 15-20% коллектор практически непроницаем [50].

Исследования процессов, происходящих при закачке низкоминерализованной воды, изучались в РТ с 1987 г. [26]. Однако ввиду того, что минеральный скелет породы и флюиды практически не изучались, весь механизм потери приёмистости скважин сводился к эффекту набухания глин, что также моделировалось [1]. Благодаря исследованиям Г.А. Кринари и М.Г. Храмченкова было доказано, что эффекты миграции частиц также характерны и для месторождений РТ. В породах, залегающих на глубине более 1,5 км, практически отсутствуют способные к набуханию монтмориллониты [23], а концентрация смешаннослойных иллит-сметитовых глин невелика [13]. Изучению наноразмерных глинистых частиц посвящено достаточно много работ А.Я. Хавкина [47, 48, 49] и В.Г. Изотова [21, 31, 32].

В компании ПАО «Татнефть» в 1992-1993 гг. были проведены исследования по заводнению пластовой и низкоминерализованной водами кернов песчаников и алевролитов в зависимости от их глинистости. Было выявлено, что при объёмной глинистости образцов 2% и менее, возможна закачка воды с плотностью от 1000 до 1160 кг/м³ без существенной потери в приёмистости. При объёмной глинистости от 2% до 5%, коллектора заводняются частично (в зависимости от пористости). Коллектора с глинистостью более 5% не принимают воду при закачке воды с плотностью до 1090 кг/м³ [18]. Коэффициент вытеснения не определялся.

В некоторых работах объясняются причины повышения $K_{\text{выт}}$ за счёт эффекта набухания глин, в результате чего изменяется структура порового пространства коллектора – сокращается эффективная пористость, что в свою очередь приводит к «выжиманию» части флюидов из пласта [24, 43].

В отечественной литературе большинство исследований связаны как раз с борьбой снижения приёмистости нагнетательных скважин, в которые закачивается вода другого солевого состава, нежели пластовая [44, 46]. При этом низкоминерализованное заводнение в качестве МУН рассматривалось крайне редко [28]. В работе [33] отмечается, что процессы, происходящие с глинистыми минералами при нарушении их равновесия с окружающим раствором солей, дифференцируются для трех зон осадочного чехла: верхнего (диагенеза), среднего (раннего катагенеза) и

нижнего (позднего катагенеза). В пределах двух верхних зон при заводнении происходит дезагрегация контактного и пленочного типов цемента и отрыв частиц, что приводит к кольтматации наиболее мелких пор и тонких поровых каналов [33].

Для терригенных коллекторов крупных месторождений РТ не набухающие глины, согласно [16], превалируют. Так для девонских отложений Ромашкинского месторождения доля каолинита составляет 40-50% (от общего объёма глинистых примесей), иллита – 50-60%, хлорита – 2-11%, доля смектита не превышает 15%. Для Бавлинского месторождения объём смектита составляет не более 10%.

1.4 Обзор промысловых исследований по закачке низкоминерализованной воды

Компания ВР начала проводить тесты в одиночных скважинах по закачке меченной трассером низкоминерализованной воды (с минерализацией 5-10% от пластовой) по данным наиболее успешных лабораторных исследований. В качестве объектов исследований были выбраны месторождения бассейна North Slope в Аляске. Четыре проведённых исследования показали снижение остаточной нефтенасыщенности на 4%, 4%, 8% и 9% [86]. Другой проведенный ВР тест на месторождении с того же бассейна Endicott, находящегося на поздней стадии разработки, показал, что на межскважинных расстояниях (в данном случае около 320 м) низкоминерализованное заводнение работает. В результате опыта обводнённость скважины снизилась с 95% до 92% [66].

В тесте на скважине, включающем проведение геофизических исследований (ГИС), закачку низкоминерализованной воды и повторное проведение ГИС (в частности С/О-каротаж), сначала было закачено 0,1-0,15 поровых объёмов пластовой воды для получения базового значения остаточной нефтенасыщенности, которое фиксировали посредством ГИС. Затем, после закачки воды, разбавленной пресной водой, вновь определили по ГИС остаточную нефтенасыщенность. Для подтверждения результатов было проведено три аналогичных последовательных операций. Результаты выявили снижение остаточной нефтенасыщенности на 0,25-0,5 д.ед. при закачке низкоминерализованной воды [120].

Проведённый эксперимент на одном из нефтяных месторождений на Ближнем Востоке также показал эффективность низкоминерализованного заводнения. Нефтенасыщенный коллектор имел смачиваемость от смешанной до гидрофобной. Минерализация пластовой воды составляла 100 г/л. В марте 2000 г. начали закачивать в нагнетательные скважины низкоминерализованную воду с минерализацией 1 г/л. В добывающих скважинах эффект проявился в 2003 г. и в течение некоторого времени наблюдалось снижение их обводнённости [91].

Анализ трех нефтяных месторождений в штате Вайоминг (США), имеющих схожие геолого-физические характеристики и разрабатываемые низкоминерализованным заводнением, показал следующее. Отношение минерализации закачиваемой воды к пластовой составляло соответственно 0,0621, 0,0787 и 0,1667 д.ед. После суммарного отбора жидкости 0,3 поровых объёмов пласта, коэффициенты нефтеизвлечения почти линейно коррелируют с отношениями минерализаций закачиваемой и пластовой вод. Чем данное соотношение минерализаций было меньше, тем достигался больший КИН [100].

Не все работы подтверждают зависимость нефтеотдачи от минерализации закачиваемой воды. Так в работе [100] авторы изучили 26 месторождений в бассейне Powder River штата Вайоминг (США), где велась закачка пресной воды, и не обнаружили повышения КИН. После этого они изучили еще 25 месторождений того же района, где закачивалась как пресная, так и пластовая и сточная воды. Из 51 месторождения в 38 минерализация закачиваемой воды отличалась от пластовой значительно. При этом никакой корреляции между нефтеотдачей и отношением минерализаций вод замечено не было. На опытном участке ПАВ-полимерного заводнения месторождения Burbank [117] в штате Оклахома (США) и опытном участке месторождения Loudon [95] по закачке ПАВ в штате Иллинойс (США), предварительно велась закачка низкоминерализованной воды. Заводнение должно было привести к повышению дебитов нефти, однако этого не наблюдалось.

На месторождении Snorre в Северном море (Норвегия) керновые лабораторные исследования отложений Statfjord показали прирост КИН 2% при закачке разбавленной морской воды (с минерализацией 34,0 г/л). При этом закачка той же

воды на кернах отложений Lunde не показала изменений нефтеотдачи. После этого были проведены исследования по закачке низкоминерализованной воды (с минерализацией 0,44 г/л) в одиночную скважину. Результаты не выявили уменьшения остаточной нефтенасыщенности. Данный факт авторы связывают с тем, что разрабатываемый коллектор уже находился в оптимальном с точки зрения смачиваемости состоянии, поэтому дополнительная закачка низкоминерализованной воды не привела к значительному повышению КИН. Нефть месторождения содержала полярные компоненты, низкое кислотное число $AN=0,02$ мгКОН/г и высокое щелочное число $BN=1,1$ мгКОН/г. Несмотря на то, что минерализация пластовой воды была близка к морской (34,3 г/л), концентрация Ca^{2+} превышала содержание её в морской воде в 3-4 раза [107].

Как в Татарстане, так и в России, огромное количество месторождений являются фактически полигонами для исследования низкоминерализованного заводнения, т.к. из-за отсутствия воды для целей ППД, довольно часто использовалась и до сих пор используется вода из поверхностных пресных источников. Однако, сами исследования возможного применения низкоминерализованной воды в качестве МУН практически не проводились. Поэтому в данной работе, основываясь на уже имеющемся промышленном опыте закачки низкоминерализованной воды на некоторых месторождениях РТ, проведена оценка фактически достигнутого прироста нефтеотдачи за счёт закачки низкоминерализованной воды и её влияния на систему разработки, а также даны рекомендации по её дальнейшему эффективному применению.

1.5 Задачи исследования

Многие месторождения как в Татарстане, России, так и в мире, частично разрабатывались или разрабатываются низкоминерализованным заводнением, при этом отсутствует методика оценки прироста добычи нефти за счёт данного процесса. Физико-химические процессы, происходящие при закачке низкоминерализованной воды в две основные группы коллекторов, терригенные и карбонатные,

имеют различие. В терригенных коллекторах данные процессы сложнее ввиду миграции частиц, в карбонатах процессы в основном объясняются ионным обменом. Всё это предопределило задачи исследования в данной работе. Рассматриваются следующие вопросы:

- во второй главе – математическое моделирование закачки низкоминерализованной воды в трещинно-поровые коллектора башкирских отложений Ромашкинского месторождения, а также методика проведения лабораторного моделирования последовательного нефтевытеснения на кернах закачкой высоко- и низкоминерализованной водами;

- в третьей главе – применение низкоминерализованного заводнения в терригенных коллекторах кыновско-пашийских отложений Первомайского и тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождений, исследования случаев наличия и отсутствия эффекта от применения закачки низкоминерализованной воды;

- в четвертой главе – применение низкоминерализованного заводнения в карбонатных коллекторах башкирских отложений Ромашкинского и Архангельского месторождений, исследования случаев наличия и отсутствия эффекта от применения закачки низкоминерализованной воды.

Выводы к главе 1

1. Рассмотрены физические основы повышения эффективности разработки нефтяных коллекторов при закачке низкоминерализованной воды:

- для терригенных отложений, содержащих глинистые включения, страгивание, миграция частиц и забивание ими поровых каналов в промытых зонах является одним из основных механизмов, приводящих к снижению фазовой проницаемости по воде, уменьшению водопитока и повышению темпов отбора нефти.

- для карбонатных отложений основным механизмом является гидрофилизация коллектора за счёт ионно-обменных процессов между флюидами и породой, что приводит к увеличению скорости пропитки коллектора водой, лучшему нефтевытеснению, а соответственно и повышению эффективности заводнения.

2. Обзор литературы, посвящённой лабораторным исследованиям показал, что для большинства месторождений, как терригенных, так и карбонатных, характерно повышение коэффициентов вытеснения нефти при закачке низкоминерализованной воды.

3. Анализ литературы, посвященной промысловым исследованиям выявил, что эффективность низкоминерализованного заводнения неоднозначна: в ряде случаев прирост добычи нефти присутствовал, но на некоторых месторождениях изменений в динамике добычи нефти не наблюдалось. Эффективность низкоминерализованного заводнения зависит от множества параметров, таких как система заводнения, коллекторские свойства, свойства флюидов, геологическое строение залежи, периода разработки и пр. Все это указывает на необходимость изучения вопроса эффективного применения закачки низкоминерализованной воды для последующего рационального проектирования и применения на месторождениях.

4. Исследованиями ученых из КФУ обнаружено, что в породах месторождений РТ, залегающих на глубине более 1,5 км, набухающие глины в основном отсутствуют. Снижение проницаемости и приемистости объясняется прежде всего эффектом миграции естественных мелкодисперсных глинистых частиц.

5. На основе проблем, характерных при разработке терригенных и карбонатных коллекторов РТ, поставлены задачи исследования низкоминерализованного заводнения применительно к месторождениям РТ.

2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Ввиду наличия значительных запасов нефти в карбонатных коллекторах, которые в большинстве случаев являются трещинно-поровыми, в гл. 2.1 рассматривается математическое моделирование закачки низкоминерализованной воды в трещинно-поровые карбонатные коллектора. Для терригенных пород модели закачки низкоминерализованной воды описаны в работах [68, 87, 126]. Традиционная модель трещинно-порового коллектора [6, 20, 27] предназначена для проведения расчётов только при одинаковом размере блоков породы между добывающей и нагнетательной скважинами, поэтому возникает необходимость дополнения модели заводнения с учётом последовательно меняющихся размеров блоков, что выполнено автором в гл. 2.2. Особенности лабораторного моделирования процесса последовательного нефтевытеснения для получения кривых относительных фазовых проницаемостей приведено в гл. 2.3.

2.1 Аналитическая модель вытеснения нефти водой из карбонатных трещинно-поровых коллекторов

Общая теория фильтрации жидкости в породах с двойной пористостью предложена Баренблаттом и Желтовым в 1960 г. [5, 6]. Согласно данной концепции, фильтрация в трещинно-поровом гидрофильном коллекторе происходит главным образом за счёт вытеснения нефти из пористых блоков (матрицы) капиллярной противоточной пропиткой водой, находящейся в трещинах (**рис. 2.1**).

Пропитка работает в преимущественно гидрофильных коллекторах, тогда как карбонатные трещинно-поровые отложения в большинстве случаев первоначально преимущественно гидрофобны. В гл. 1 было показано, что в карбонатных коллекторах закачка низкоминерализованной воды приводит к изменению контактного угла смачивания и остаточной нефтенасыщенности, а соответственно и гидрофилизации породы. Поэтому применение низкоминерализованного заводнения

позволяет применять указанную теорию фильтрации для карбонатных трещинно-поровых коллекторов.

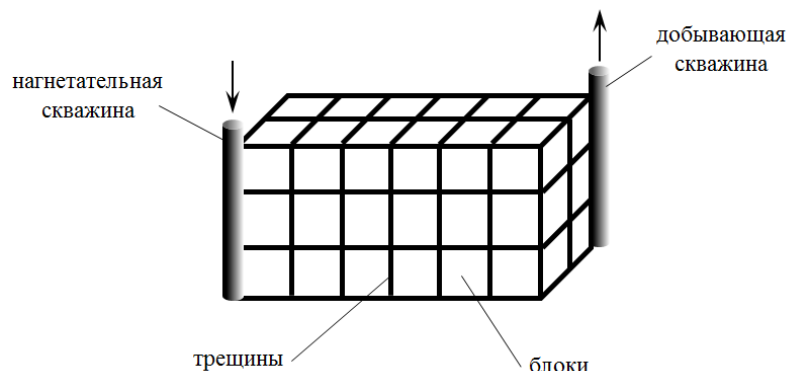


Рис. 2.1 – Схема трещинно-порового коллектора [11, 55]

2.1.1 Вывод базисных уравнений

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, а также концентрация солей в пластовой воде в трещинах остается равной концентрации солей в закачиваемой воде. Это приводит к простому обобщению формул Желтова, Боксермана, Данилова [20] при угле смачивания и остаточной нефтенасыщенности в блоках, зависящих от ионного состава закачиваемой воды.

Рассмотрим двухфазное вытеснение нефти водой в системах с двойной пористостью. Пренебрегаем потоком в блоках. Уравнения неразрывности для воды в трещинах и блоках имеют вид:

$$m_T \frac{\partial S_T}{\partial t} + u \frac{\partial f(S_T)}{\partial x} = -q(C, x, t), \quad (2.1)$$

$$m_T \frac{\partial (CS_T)}{\partial t} + u \frac{\partial (Cf)}{\partial x} = \alpha \frac{\partial}{\partial x} \left(uf \frac{\partial C}{\partial x} \right) - Cq(C, x, t), \quad (2.2)$$

$$m_b \frac{\partial S_b}{\partial t} = q, \quad (2.3)$$

$$m_b \frac{\partial (C_b S_b)}{\partial t} = Cq, \quad (2.4)$$

где индексы т и б относятся соответственно к трещинам и блокам, m – пористость,

д.ед., x – линейная координата, м, S – насыщенность, д.ед., t – время, с, u – суммарный расход двух фаз в трещинах, м³/с, C – концентрация солей в воде, д.ед, q – массообмен между блоками и трещинами, м³/с, $f(S)$ – функция Баклея-Левретта в трещинах, д.ед., α – эмпирический коэффициент дисперсивности, равный размеру неоднородности.

Предположим, что с момента подхода воды к блоку, на его поверхности устанавливается насыщенность $1-S_{or}$, где S_{or} – остаточная нефтенасыщенность, что соответствует непрерывности капиллярного давления при переходе из трещин в блоки. Поскольку проницаемость блоков существенно ниже проницаемости трещин, равенство капиллярных давлений возможно только при нулевом капиллярном давлении в блоках на границе с трещинами. В этом случае интенсивность массообмена между блоками и трещинами имеет вид [14]:

$$q(t) = \frac{ae^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}}, \quad (2.5)$$

где

$$\beta = \frac{Ak_6\sigma \cos \theta}{l^3\mu_n}, \quad a = \frac{m_6l_6^3S_{60}\eta\beta}{\sqrt{\pi}}, \quad A = A(k_n, k_b, \frac{\mu_n}{\mu_b}, m_6, \frac{\sqrt{k}}{l}) \quad (2.6)$$

где индексы n и b относятся соответственно к нефти и воде, k – абсолютная проницаемость породы, м², μ – вязкость, мПа·с, σ – коэффициент межфазного натяжения на границе нефть - закачиваемая вода, Па·м, θ – контактный угол смачивания породы низкоминерализованной водой, град., l_6 – длина грани блока, м, A – экспериментальная функция, S_{60} – начальная нефтенасыщенность блоков породы, д.ед., η – конечная нефтеотдача блока при его капиллярной пропитке закачиваемой водой, д.ед., β – удельная скорость пропитки, 1/с.

Пусть траектория движения фронта вытеснения в трещинах $x=x_\phi(t)$ и обратная к ней функция $t=t_\phi(x)$, тогда время после прохождения фронта в каждой точке пласта x равно $\tau=t-t_\phi(x)$, а интенсивность впитывания воды в блок [6, 9, 14, 34]:

$$q = \int_0^t q(t - \tau_\phi(x))v(\tau_\phi(x))d\tau, \quad (2.7)$$

где $\tau_\phi(x)$ – время вступления блока в пропитку или функция, обратная к $x=x_\phi(t)$, v – скорость фильтрации в трещинах, м/с.

Ширина и высота пласта полагаются равными единице, т.е. площадь поперечного сечения в трубке тока, для которого запишутся все законы сохранения, равна 1. Выражаем скорость воды в трещинах через функцию распределения потоков $f(S)$ и суммарный поток в трещинах:

$$u_B = f(S_T)u, \quad u = u_B + u_H \quad (2.8)$$

Уравнения сохранения массы растворённой в воде соли в блоках и трещинах:

$$m_T \frac{\partial(CS_T)}{\partial t} + \frac{\partial(u_B C)}{\partial x} = \alpha \frac{\partial}{\partial x} (u_B \frac{\partial C}{\partial x}) - qC, \quad m \frac{\partial(SC)}{\partial t} = qC \quad (2.9)$$

Начальные условия:

$$t=0: S_6=S_{60}; \quad C_6=0 \quad (2.10)$$

Граничные условия на входе в пласт состоят из концентрации соли в закачанной воде ($f=1$):

$$x=0: C=C^0 \quad (2.11)$$

Граничные условия на выходе из пласта соответствуют ряду добывающих скважин:

$$x=1: C=0 \quad (2.12)$$

Начальные условия соответствуют отсутствию в блоках закачиваемой воды и присутствию начальной водонасыщенности (2.10).

Рассмотрим условия равенства потоков воды и растворённой в воде соли на фронте вытеснения в трещине. Пусть D – скорость фронта:

$$D = \frac{\partial x_\phi(t)}{\partial t}, \quad (2.13).$$

тогда

$$x = x_\phi(t): \quad m_T(S_T^+ - S_T^-)D = u(f_T^+ - f_T^-) \quad (2.14)$$

Насыщенность перед фронтом равна начальной водонасыщенности в трещинах:

$$S_T^+ = S_{wi}, \quad f_T^+ = 0, \quad (2.15)$$

где S_{wi} – начальная водонасыщенность, д.ед.

Из формулы (2.14) следует:

$$m_T(S_{wi} - S_T^-) = -uf_T^- \quad (2.16)$$

Рассмотрим условия баланса массы растворённой в воде соли на фронте $x_\phi(t)$:

$$m_T(C^+S_T^+ - C^-S_T^-)D = uC^+f^+ - \alpha u f^+ \frac{\partial C^+}{\partial x} - uC^-f^- + \alpha u f^- \frac{\partial C^-}{\partial x} \quad (2.17)$$

Здесь концентрация растворённой соли перед фронтом равна нулю, поэтому:

$$C^+ = 0, \quad \frac{\partial C^+}{\partial x} = 0 \quad (2.18)$$

С учетом этих условий уравнение баланса массы растворённой в воде соли на разрыве принимает вид:

$$\alpha u f_T^- \left(\frac{\partial C}{\partial x} \right)^- - uC^-f_T^- + m_TC^-S_T^-D = 0 \quad (2.19)$$

Рассмотрим случай, когда пористость трещин равна нулю, т.е. объём трещин пренебрежимо мал по сравнению с объёмом блоков. В этом случае из уравнения (2.16) следует:

$$f_T^- = 0, \quad \text{т.е. } S^- = S_{wi} \quad (2.20)$$

Таким образом, насыщенность на фронте вытеснения непрерывна и равна начальной водонасыщенности S_{wi} .

Уравнение (2.1) баланса воды в трещинах принимает вид:

$$\frac{\partial f(S_T)}{\partial x} = - \frac{q(x,t)}{u} \quad (2.21)$$

Уравнение (2.3) баланса в трещинах растворенной в воде соли принимает вид:

$$\frac{\partial (Cf)}{\partial x} = \alpha \frac{\partial}{\partial x} \left(f \frac{\partial C}{\partial x} \right) - C \frac{q(x,t)}{u} \quad (2.22)$$

Дифференцируя уравнение (2.22) по частям с учетом (2.21), получаем:

$$f \frac{\partial C}{\partial x} = \alpha \frac{\partial}{\partial x} \left(f \frac{\partial C}{\partial x} \right) \quad (2.23)$$

Уравнение (2.23) может быть решено методом разделения переменных:

$$f(S) \frac{\partial C}{\partial x} = A e^{x/\alpha} \quad (2.24)$$

Учитывая условия нулевой диффузии на фронте вытеснения в трещинах:

$$x = x_\phi(t): \quad S = S_w; \quad \frac{\partial C}{\partial x} = 0, \quad (2.25)$$

получаем:

$$C = C^0 \quad (2.26)$$

Из (2.26) следует, что концентрация солей в воде в трещинах и блоках равна концентрации солей в закачиваемой воде. Таким образом, расход воды на пропитку

из трещин задается формулой:

$$q(x, t) = q(t - \tau_\phi(x)); \quad \tau = t_\phi(x) \quad (2.27)$$

На **рис.2.2** приведена плоскость x, t , линию $x=1$ д.ед. добывающих скважин, линию $x=0$ д.ед. нагнетательных скважин, траекторию $t=t_\phi(x)$ фронта вытеснения в трещинах.

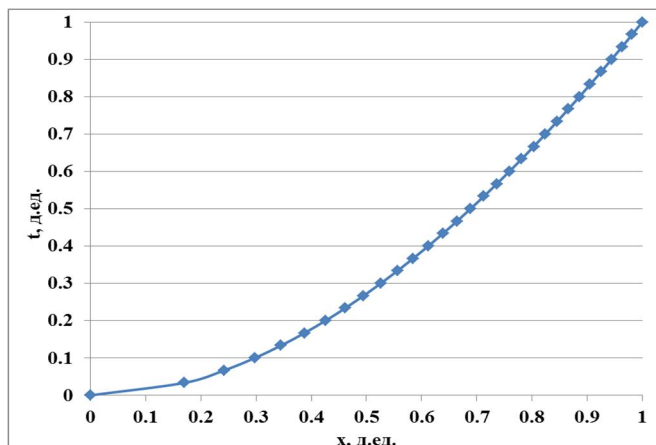


Рис. 2.2 – Траектория фронта пропитки

Рассмотрим закон сохранения массы воды на фронте вытеснения (2.21). Как было доказано ранее, скорость воды на фронте непрерывна. Поскольку скорость воды перед фронтом равна нулю, то и за фронтом она равна нулю. Интегрируя уравнение (2.21) от нуля до фронта, получаем

$$u_B(t) = \int_0^{x_\phi(t)} q(t - \tau) dx = \int_0^t q(t - \tau) D(\tau) d\tau \quad (2.28)$$

Скорость фронта $f'(t)$ получается из решения интегрального уравнения типа Вольтерра 1 рода (2.28) методом преобразования Лапласа [12] и имеет следующий вид [20]:

$$f(t) = \frac{U}{A\sqrt{\pi}} (1 + 2\beta t) \operatorname{erf} \sqrt{\beta t} + \frac{2u_0}{A\sqrt{\pi}\beta} (1 + e^{-\beta t}), \quad (2.29)$$

$$D(t) = \frac{2U\sqrt{\beta}}{A\sqrt{\pi}} \operatorname{erf} \sqrt{\beta t} \quad (2.30)$$

Здесь предполагается, что основная часть нефти вытесняется из блоков на начальной стадии впитывания закачиваемой водой, что чётко показывает наличие квадратного корня в формуле (2.30). Градиент минерализации, который вызывает изменение контактного угла смачивания, максимален в самом начале пропитки. В поперечном сечении поток максимален на начальной стадии впитывания и равен

площади поверхности блока. Поэтому для упрощения принято, что значение контактного угла во всем объёме блока соответствует контактному углу в системе порода – закачиваемая вода.

Таким образом, скорость пропитки в каждой точке пласта даётся уравнением:

$$Q(x, t) = Q(t - t_{\phi}(x)) \quad (2.31)$$

Исходя из этого находится добыча нефти:

$$\frac{\partial u_0}{\partial x} = Q(t - t_{\phi}(x)) \quad (2.32)$$

$$u_n(x, t) = \int_0^x Q(t - t_{\phi}(x)) dx \quad (2.33)$$

$$u_n(1, t) = \int_0^1 Q(t - t_{\phi}(x)) dx \quad (2.34)$$

Формула (2.34) задаёт дебит нефти на выходе из пласта.

При t стремящемся к бесконечности формула (2.10) даёт предельное значение скорости фронта:

$$V = \frac{2u\sqrt{\beta}}{A\sqrt{\pi}} \quad (2.35)$$

Из уравнений (2.1) и (2.34) следует, что распределение насыщенности в блоках:

$$S - S_0 = \frac{1}{m} \int_0^{t-\tau} Q(\tau) d\tau \quad (2.36)$$

Решая (2.14) с учетом того, что $f'(t) = V = \text{const}$, находим значение насыщенности в блоках:

$$S = S_0 + (S^0 - S_0) \operatorname{erf} \sqrt{\beta \left(t - \frac{x}{V} \right)} \quad (2.37)$$

Таким образом, решению задачи о вытеснении нефти водой с заданной концентрацией солей C_0 соответствует формула (2.9). Чем ниже минерализация (концентрация соли) закачиваемой воды, тем при её закачке в пласт уменьшается угол смачивания, снижается остаточная нефть в блоках и повышается нефтеизвлечение.

В окончательном виде, для расчёта координаты фронта пропитки закачиваемой воды уравнения (2.29) и (2.30) с учетом (2.31-2.37) запишутся в явном виде, аналогично [17, 34]:

- для плоско-радиальной фильтрации:

$$r(t) = \sqrt{\frac{q}{h \cdot \eta \cdot m_{\sigma} \cdot S_{\sigma 0} \cdot \beta \cdot \pi} \left[\operatorname{erf}(\sqrt{\beta \cdot t}) \cdot \left(1 + \beta \cdot t + \frac{\sqrt{\beta \cdot t}}{2} \right) - \frac{\pi}{4} \operatorname{erf}(\sqrt{\beta \cdot t}) \right]}, \quad (2.38)$$

- для прямолинейно-параллельной фильтрации:

$$x(t) = \frac{q}{b \cdot h \cdot \eta \cdot m_{\sigma} \cdot S_{\sigma 0} \cdot \beta} \left[\operatorname{erf}(\sqrt{\beta \cdot t}) \cdot \left(1 + \beta \cdot t + \frac{\sqrt{\beta \cdot t}}{2} \right) - \frac{\sqrt{\pi}}{4} \operatorname{erf}(\sqrt{\beta \cdot t}) \right], \quad (2.39)$$

где η – конечная нефтеотдача блока при его капиллярной пропитке низкоминерализованной водой, д.ед., q – расход нагнетаемой воды, м³/с, h – толщина пласта, м, τ – время вступления блока в пропитку, с, $\operatorname{erf}(x)$ – функция ошибок (функция Лапласа), 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 (2.6) перепишется в виде [14]:

$$\beta = \frac{36 \cdot k_{\sigma}}{l_{\sigma} \cdot \mu_n} \left(\frac{\sigma \cdot \cos \theta}{l_{\sigma}^2} + \operatorname{grad} P \right), \text{ 1/с} \quad (2.40)$$

где $\operatorname{grad} P$ – градиент давления, за счёт которого нефть перетекает из блоков в трещины, Па/м.

2.1.2 Анализ чувствительности аналитической модели

В данной главе проведен анализ чувствительности модели, рассмотренной в гл. 2.1.1. Отмечается, что контактный угол смачивания оказывает значительный эффект на показатели разработки.

Проведена оценка влияния параметров, входящих в модель (гл. 2.1.1) при прохождении координаты фронта пропитки 30 суток для плоско-радиального (2.38) и прямолинейно-параллельного (2.39) случаев фильтрации. В качестве объекта для проведения расчётов был выбран карбонатный коллектор башкирского яруса залежи №302 Ромашкинского месторождения. Согласно исследованиям, 30 суток – среднее время пропитки, наблюдаемое в реальных условиях залежи 302. Результаты приведены на **рис. 2.3, 2.4**. Ось торнадо диаграммы показывает исходные дан-

ные, принятые для расчётов, а отклонения от оси – чувствительность модели. Крайние значения выбирались исходя из среднего разброса данных параметров для условий башкирского яруса Ромашкинского месторождения.

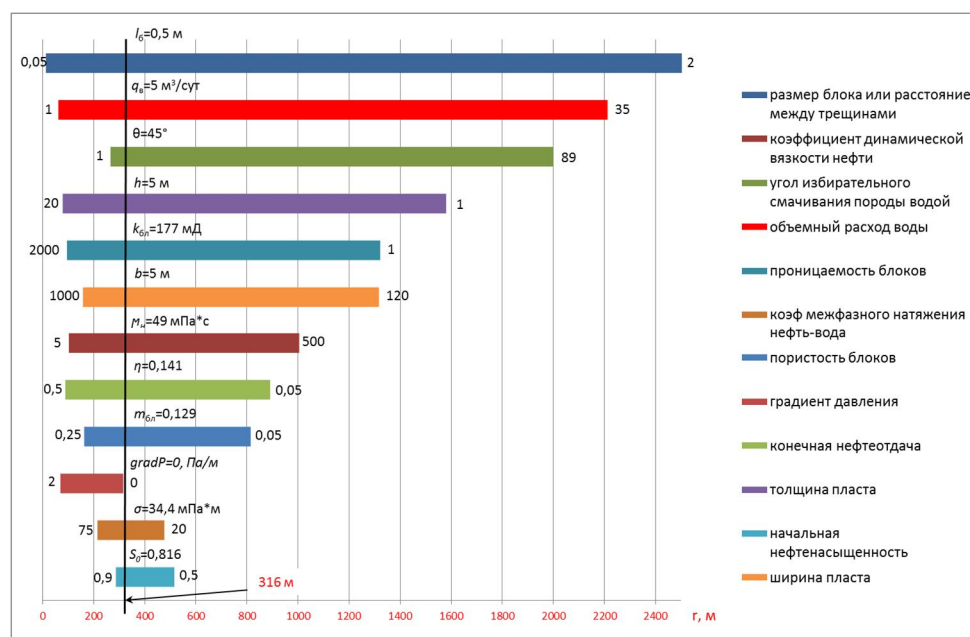


Рис. 2.3 – Торнадо диаграмма чувствительности модели для 30 суток прохождения фронта пропитки для параллельного случая

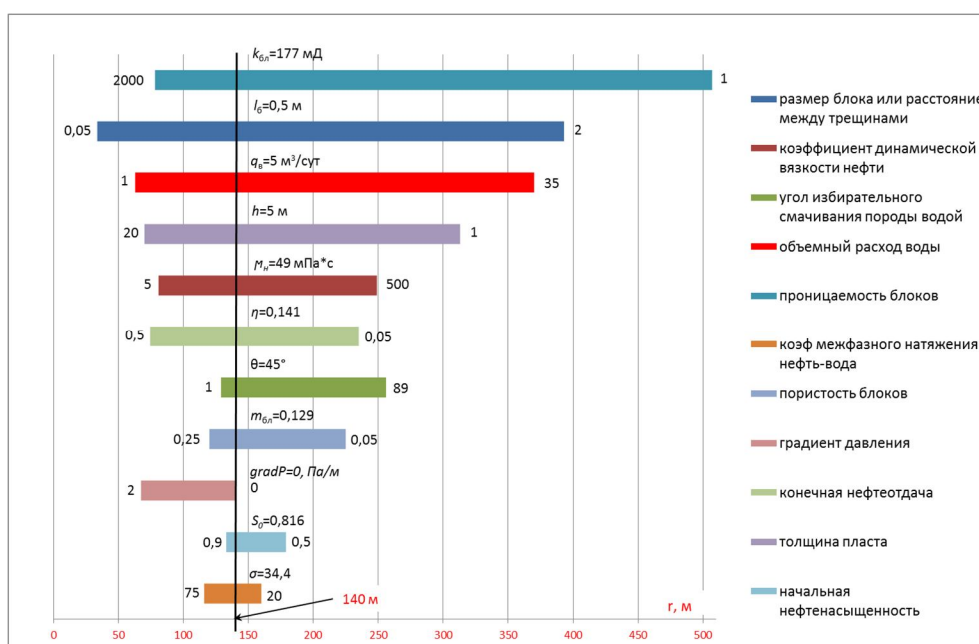


Рис. 2.4 – Торнадо диаграмма чувствительности модели для 30 суток прохождения фронта пропитки для плоско-радиального случая

Основное влияние на расстояние r , пройденное фронтом вытеснения, согласно диаграммам, оказывает объёмный расход воды, размер и проницаемость блоков, толщина пласта и угол избирательного смачивания. Градиент давления оказывает небольшое влияние и для его определения нужно знать время запаздывания в трещинах и блоках [7, 30], соответственно, необходимы данные по качественным гидродинамическим исследованиям, что бывает редко. Поэтому $\text{grad}P$, как это сделано в работе [17], в дальнейших расчётах принимается равным 0 [55].

Параметр, который проще всего менять в реальных условиях (**рис.2.3, 2.4**), - расход воды нагнетательных скважин или дебит жидкости добывающих. Также возможно изменение вязкости нефти тепловыми методами, проницаемости за счёт гидроразрыва и смачиваемости пласта закачкой низкоминерализованной воды.

2.1.3 Расчёты показателей разработки коллектора на аналитической модели (на примере опытных участков башкирского яруса Ромашкинского месторождения)

В данной главе, на основе полученной модели (гл. 2.1.1) и зависимости угла смачивания от концентрации закачиваемой низкоминерализованной воды (гл. 4.1.3), проведены расчёты для условий башкирского яруса Ромашкинского месторождения.

Исходные данные залежи 302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения для расчётов приведены на **рис. 2.3-2.4**. Удельная скорость пропитки β определена по результатам полевых тестов. На двух опытных участках залежи №302 осуществлялась закачка пресной воды, а также были проведены исследования с использованием индикаторных методов [19, 29]:

- опытный участок №2, в 1992 г. в нагнетательную скважину №26427 была проведена закачка воды с тритием, отбор проб проводился из 12 наблюдательных добывающих скважин в течение 420 суток;

- опытный участок №4, в 2002 г. в нагнетательную скважину №26485 была проведена закачка оторочки воды, меченая тритием, а в скважину №26482 – раствор, меченный химическим красителем – флуоресцеином, отбор проб проводился из 11 наблюдательных добывающих скважин в течение 380 суток.

Результаты расчётов скорости пропитки по направлению от нагнетательной к каждой добывающей скважине приведены в **табл. 2.1**.

Расчёты на модели проводились при трех наиболее распространённых значениях минерализации закачиваемой воды $C_3=60$ г/л (пластовая вода), $C_2=20$ г/л (сточная), $C_1=1$ г/л (низкоминерализованная), что соответствует углам смачивания

$\theta_3=80^\circ$, $\theta_2=70^\circ$, $\theta_1=57^\circ$ (**рис. 4.3**). Расчёты велись после периода разработки (исторического) на естественном режиме до достижения обводнённости очага 98%.

Таблица 2.1 – Результаты расчётов удельной скорости пропитки для опытных участков №2 и №4

№ п.	№ реаг. скважины	Толщина пласта, h, м	Расстояние между доб. и нагн. скважинами, r, м	Время прихода фронта пропитки, сут.	Скорость движения фронта пропитки, м/сут	Дебит жидкости, м³/сут	Удельная скорость пропитки, β , $\cdot 10^{-6}$, л/сут
Очаг №26427, опытный участок №2							
1	15512	4,2	210	64	3,3	2,4	0,70
2	26422	7,2	210	60	3,5	1,0	1,84
3	26417	4,6	300	88	3,4	1,1	1,81
4	26426	5,2	130	118	1,1	3,2	0,70
5	26509	6,6	260	24	11,0	1,9	2,04
6	26432	5,6	190	112	1,7	3,0	0,52
7	26433	5,2	210	14	15,4	2,2	1,42
8	26437	3,4	360	109	3,3	0,8	2,14
9	26438	2,4	410	121	3,4	3,6	0,72
10	26419	5,4	360	25	14,4	3,2	1,92
11	26428	5,2	240	20	12,0	2,6	1,35
12	26429	7,8	480	112	4,3	5,0	1,62
Очаг №26482, опытный участок №4							
1	26489	4,6	795	29	27,3	7,1	0,005
2	26477	5,4	420	89	4,7	2,4	0,005
3	26478	4,0	460	20	23,0	3,1	0,011
4	26479	2,8	385	15	26,0	2,5	0,029
5	26480	5,6	415	17	24,0	5,7	0,028
6	26481	3,0	500	20	24,8	4,6	0,030
7	26476	3,5	440	10	43,2	5,7	0,056
8	26484	5,8	785	19	41,5	4,9	0,002
9	26486	3,8	800	10	79,0	7,1	0,007
10	26487	5,4	990	9	109,0	6,5	0,001
11	26488	5,5	1040	20	52,5	8,8	0,002
Очаг №26485, опытный участок №4							
1	26489	4,6	1110	40	28,0	7,1	0,002
2	26477	5,4	920	92	10,0	2,4	0,0003
3	26478	4,0	1170	64	18,3	3,1	0,0003
4	26479	2,8	1060	54	19,6	2,5	0,001
5	26480	5,6	840	22	39,0	5,7	0,002
6	26481	3,0	420	20	21,2	4,6	0,082
7	26476	3,5	465	60	7,8	5,7	0,061
8	26484	5,8	415	70	5,9	4,9	0,026
9	26486	3,8	410	8	51,0	7,1	0,134
10	26487	5,4	310	41	7,6	6,5	0,171
11	26488	5,5	345	47	7,4	8,8	0,197

Результаты расчётов приведены на **рис. 2.5-2.7**. Из рисунков видно, что чем ниже минерализация закачиваемой воды, тем меньше угол смачивания и соответ-

ственно меньше остаточная нефть в блоках, это позволяет достигать больших значений темпов отбора и КИН.

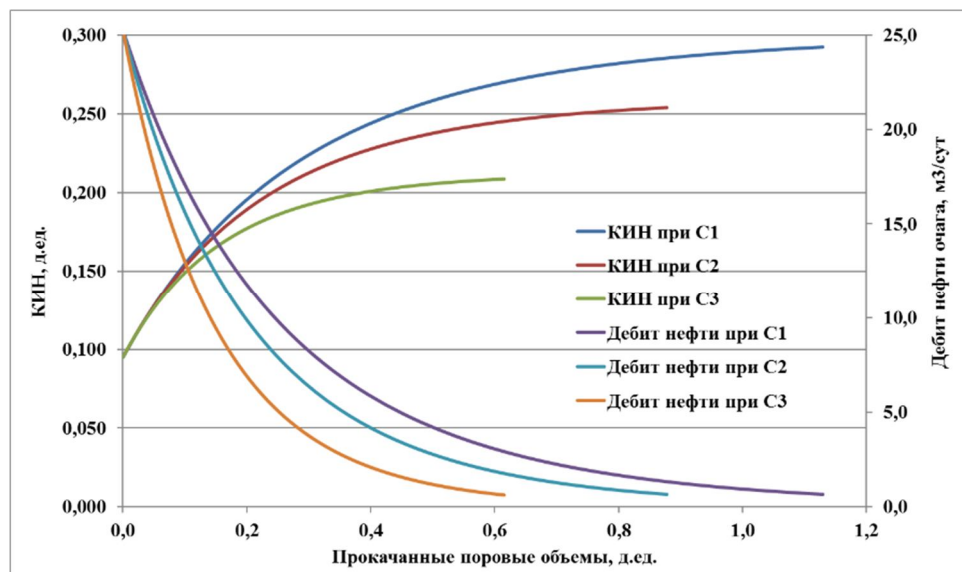


Рис. 2.5 – Зависимость дебита нефти и КИН от прокачанных поровых объемов для очага №26427

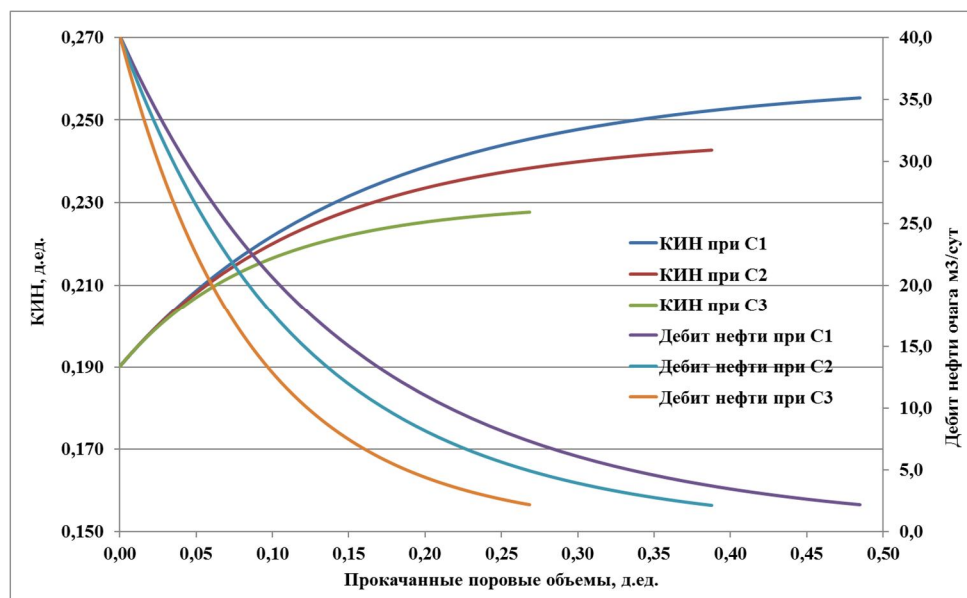


Рис. 2.6 – Зависимость дебита нефти и КИН от прокачанных поровых объемов для очага №26482

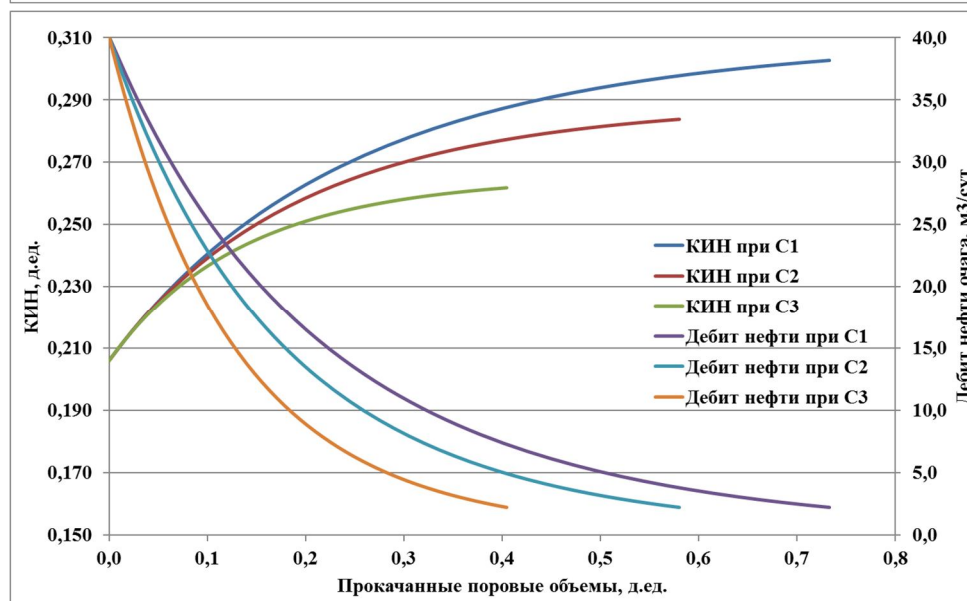


Рис. 2.7 – Зависимость дебита нефти и КИН от прокачанных поровых объемов для очага №26485

Для очага №26427 конечная нефтеотдача больше при закачке низкоминерализованной воды ($C_1=1$ г/л) на 4,5% относительно закачки воды с $C_2=20$ г/л и на 8,4% относительно закачки воды с $C_3=60$ г/л. Для очага №26482 конечная нефтеотдача больше при закачке низкоминерализованной воды ($C_1=1$ г/л) на 1,5% относительно закачки воды с $C_2=20$ г/л и на 2,7% относительно закачки воды с $C_3=60$ г/л. Для очага №26485 конечная нефтеотдача больше при закачке низкоминерализованной воды ($C_1=1$ г/л) на 2,2% относительно закачки воды с $C_2=20$ г/л и на 4,1% относительно закачки воды с $C_3=60$ г/л.

2.1.4 Оптимизация режимов работы добывающих скважин (на примере опытных участков башкирского яруса Ромашкинского месторождения)

В данной главе рассмотрена возможность повышения равномерности выработки запасов рассматриваемых опытных участков за счёт выравнивания удельной скорости пропитки β . Расчёты выполнены на основе полученной модели (гл. 2.1.1).

Результаты расчётов для рассматриваемых опытных участков приведены в **табл. 2.1**. Время прихода фронта пропитки определено по результатам закачки индикаторов. Влияние других нагнетательных скважин исключено [55]. Из **табл. 2.1** видно, что удельная скорость пропитки β изменяется в широких пределах, причем, чем больше расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами, тем меньше β . Задавшись постоянными значениями параметров модели и меняя лишь размер блоков, можно показать, что с увеличением расстояния между добывающей и нагнетательной скважиной, размер блоков увеличивается. Очевидно, что в реальных условиях это не так и должен существовать предел применимости модели.

На **рис. 2.8** построена зависимость удельной скорости пропитки β и длины граней блоков l_6 от расстояния между добывающей и нагнетательной скважинами по данным **табл. 2.1**. Выделяются два массива точек: для расстояний до 500 м и свыше 500 м. Построенные линии тренда для размеров блоков l_6 , пересекаются в точке 500 м. Кроме того, для расстояний более 500 м удельная скорость пропитки β значительно меньше, чем для меньших расстояний. Таким образом, влияние

нагнетания за счёт процесса капиллярной пропитки на расстояниях между скважинами более 500 м для рассматриваемых условий ощутить не удаётся. Причиной появления индикаторов в добывающих скважинах на больших расстояниях являются системы макротрещин (суперколлектор).

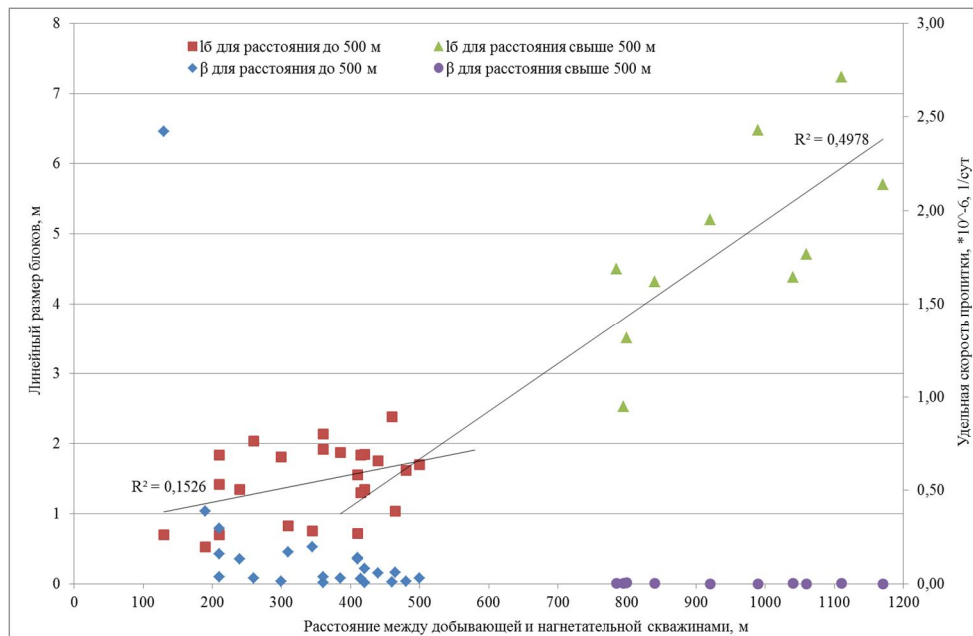


Рис. 2.8 – Зависимость длины граней блоков от расстояния между добывающей и нагнетательной скважинами

На выкопировках карт эффективных нефтенасыщенных толщин построены схематически расчётные удельные скорости пропитки между добывающими и нагнетательными скважинами для рассматриваемых опытных участков (**рис. 2.9**). Из **рис. 2.9** видно, что от нагнетательных скважин к добывающим удельная скорость пропитки для участка № 2 меняется от $0,01 \cdot 10^{-6}$ 1/сут до $2,42 \cdot 10^{-6}$ 1/сут, для участка № 4 – от $0,005 \cdot 10^{-6}$ 1/сут до $0,197 \cdot 10^{-6}$ 1/сут. Такое различие β приводит к разным скоростям движения жидкости, и, соответственно, к неравномерности выработки запасов нефти.

Для того, чтобы сделать плоско-радиальный профиль пропитки для очагов более однородным, и тем самым обеспечить равномерность выработки запасов нефти, необходимо провести корректировку режимов работы скважин (регулированием забойного давления P_z). Так, для очага №26427 среднее значение удельной скорости пропитки β составляет $0,30 \cdot 10^{-6}$, 1/сут, для очага №26482 – $0,026 \cdot 10^{-6}$, 1/сут, для очага №26485 – $0,112 \cdot 10^{-6}$, 1/сут. Задавшись данными значениями β , были рассчитаны требуемые дебиты жидкости скважин и через коэффициент продуктивности пересчитаны значения P_z . В **табл. 2.2** приведены результаты расчётов [55].

Как видно из **табл. 2.2**, по большинству скважин необходимо провести снижение забойного давления P_z . Причем разгазирования нефти в пласте не произойдет, т.к. для данного объекта давление насыщения нефти газом составляет 10 атм. Таким образом, на опытном участке №2 необходимо изменение забойного давления по скважинам №26422, 26417, 26426, 26509, 26437, 26438, 26419, 26428, 26429. На опытном участке №4 – по скважинам №26489, 26477, 26478, 26481, 26488.

2.2 Аналитическая модель вытеснения нефти водой из трещинно-порового пласта с изменением размера блока по длине (на примере башкирского яруса Ромашкинского месторождения)

В данной главе представлена аналитическая модель и расчёты к ней, которая базируется на модели из гл. 2.1. В представленной модели фильтрационный поток проходит последовательные зоны с разным размером блоков. Основной вывод состоит в том, что приток закачиваемой воды, прошедшей первую зону и дошедшей до границы раздела двух зон с различной трещиноватостью, является начальным расходом воды во вторую зону.

Рассмотрим трещинно-поровую систему с размерами блока l_1 от нагнетательной скважины до линии $x=a_n$ и размером блоков l_2 от $x=a_n$ до добывающих скважин $x=1$. Схема пласта дана на **рис. 2.10**. Допустим, модель представлена двумя параллельно расположенными добывающей и нагнетательной горизонтальными скважинами с длиной горизонтальных стволов, равной ширине пласта. Фильтрационный поток в пласте – прямолинейно-параллельный. Предположим, что разная размерность блоков в области добывающей и нагнетательной скважин объясняется проведенным гидроразрывом пласта (возьмем, к примеру, три ступени) в добывающей скважине. Многократный гидроразрыв (МГРП) привел к повышенной трещиноватости в прилегающей зоне пласта. Поэтому $l_1 > l_2$. Таким образом, при фильтрации жидкость проходит зоны с различной трещиноватостью [3].

Исходные данные для расчётов приведены в **табл.2.3**. Допустим, потокометрией установили, что вдоль добывающей горизонтальной скважины выделяются три участка I, II, III, дебит жидкости которых отличается друг от друга. Данные

участки делят ствол скважины и составляют, таким образом, три ступени гидроразрыва. Расстояния зон I, II, III и прочие параметры приведены в **табл.2.4**.

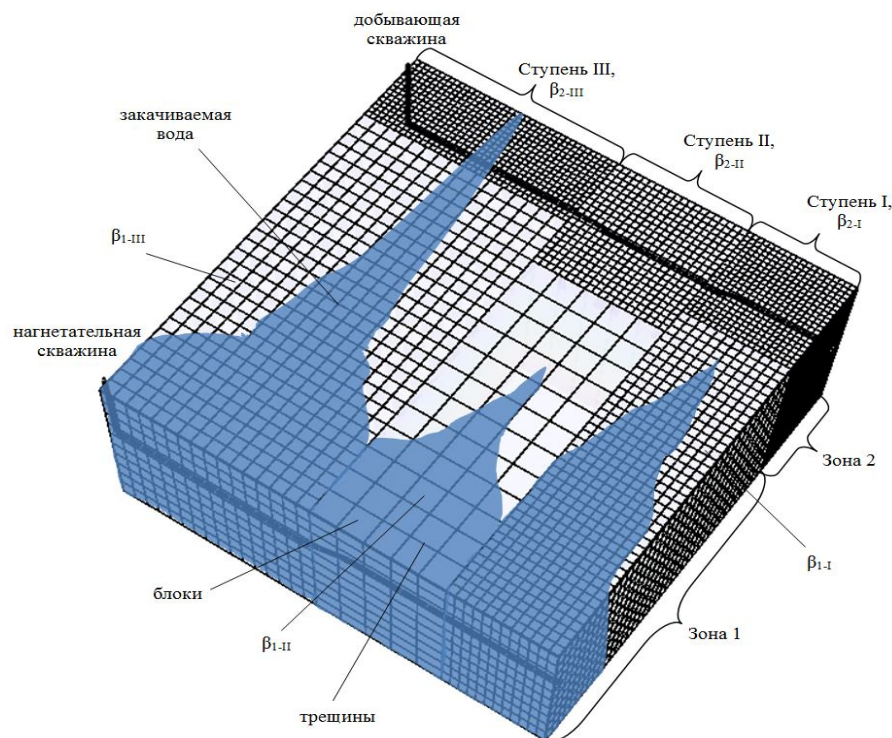


Рис. 2.10 – Схема трещинно-порового коллектора с горизонтальными скважинами и разными размерами блоков [3]

Таблица 2.3 – Исходные данные модели пласта

Показатель	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Ширина пласта	b	300	м
Расстояние между скважинами	x	300	м
Толщина пласта	h	10	м
Пористость блоков	m_b	12,9	%
Начальная нефтенасыщенность	S_0	0,830	д.ед.
Конечный КИН блока при капиллярной пропитке	η	0,141	д.ед.
Начальные геологические запасы нефти	$V_{геол}$	96363	м ³
Объёмный расход воды в нагнетательную скважину	q	30	м ³ /сут

Рис. 2.11 показывает продвижение фронта закачиваемой воды в зонах 1 и 2 с различной трещиноватостью (например, для ступени I, см. **рис. 2.10**). Траектория фронта в первой зоне описывается уравнением (2.7), согласно которому, фронт придёт на границу $x=a$ в момент $t_a=t_\phi(a)$. Движение во второй зоне получено из того же уравнения (2.7), но с начальными условиями $t_a=t_\phi(a)$. Таким образом, решение задачи о фильтрации двух последовательных зон с различной трещиноватостью представляет из себя сумму двух интегралов с разными граничными условиями. Общий приток рассчитывается из уравнения:

$$U(t) = \int_0^a q(t) dx + \int_a^t q(t - t_\phi(a)) dx \quad (2.41)$$

Таблица 2.4 – Параметры и показатели работы участков пласта

Параметр	Обозначение	Участок	Значение				
Длина секций МГРП, м	b _n	I	80				
		II	100				
		III	120				
Начальные геологические запасы нефти, м ³	V _{геол.п}	I	25697				
		II	32121				
		III	38545				
Дебит жидкости, м ³ /сут	q _n	I	10				
		II	5				
		III	15				
Время продвижения фронта пропитки, сут	τ _n	I	До МГРП	30	После МГРП	40	
		II		40		48	
		III		25		42	
Длина неизменённой зоны пласта от нагнетательной скважины, м	x _{1-n}	I	250				
		II	230				
		III	260				
Длина изменённой за счёт МГРП зоны пласта от добывающей скважины, м	x _{2-n}	I	50				
		II	70				
		III	40				
Удельная скорость пропитки неизменённой зоны пласта, 1/с	β _{1-n}	I	До и после МГРП	1,16·10 ⁻⁹	После МГРП и закачки низкоминерализованной воды	5,80·10 ⁻¹⁰	
		II		2,35·10 ⁻¹⁰		1,17·10 ⁻¹⁰	
		III		9,48·10 ⁻¹⁰		4,74·10 ⁻¹⁰	
Удельная скорость пропитки изменённой за счёт МГРП зоны пласта, 1/с	β _{2-n}	I	После МГРП	4,13·10 ⁻⁸	После МГРП и закачки низкоминерализованной воды	2,06·10 ⁻⁸	
		II		2,88·10 ⁻⁹		1,44·10 ⁻⁹	
		III		1,57·10 ⁻⁷		7,84·10 ⁻⁸	
Накопленная добыча нефти, тыс.м ³	Q _n	I	До МГРП	4682	До МГРП	4379	5334
		II		4881		4890	6036
		III		6754		6163	7458
		ГС		15680		14972	18389
Время разработки, лет	t _n	I	До МГРП	20,1	До МГРП	17,5	25,0
		II		53,2		40,7	55,6
		III		20,9		18,5	25,8
		ГС		25		21	30
КИН, д.ед.	-	I	До МГРП	0,182	До МГРП	0,170	0,208
		II		0,152		0,152	0,188
		III		0,175		0,160	0,193
		ГС		0,163		0,155	0,191

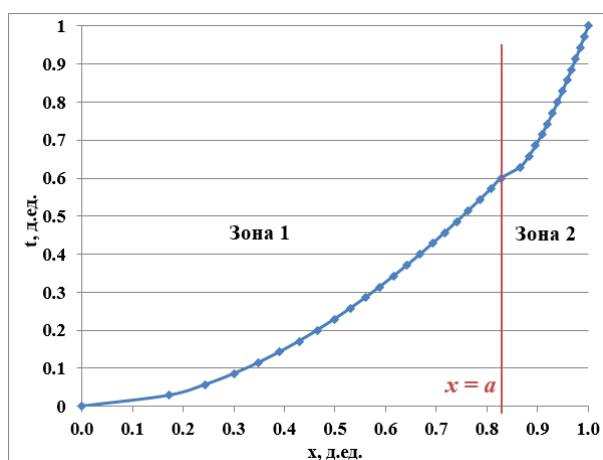


Рис. 2.11 – Траектория фронта пропитки для двух последовательных зон с разными размерами блоков

Массообмен между блоками и трещинами и соответственно добыча нефти при $x=1$ описывается формулой (2.9). Для численного решения (2.41), каждое слагаемое рассчитывается по (2.38-2.40).

Рассчитаем показатели разработки для участка (ступени) I. Расчёты для остальных участков производятся аналогичным образом. Допустим, время продвижения фронта пропитки (до МГРП) составляет 30 сут. Для $t=30$ сут. рассчитываем значение β , получаем $\beta_{1-I}=1,16 \cdot 10^{-9}$ 1/с – удельную скорость пропитки для зоны 1 пласта (т.е. пласта с естественной трещиноватостью, неизменённой действием МГРП). Далее, зная $t_I=30$ сут., проводим вычисления значений дебита нефти с шагом 1 сут. для времён, начиная с 31 сут. По полученным значениям дебита нефти, считая пласт и флюиды несжимаемыми, определяем дебит воды и обводнённость. Ограничившись 98% обводнённости, получаем КИН=0,182 д.ед. и время разработки 20,1 лет.

Далее рассчитываем показатели разработки того же участка I, но с проведенным в добывающей скважине кислотным МГРП. Допустим, микросейсмическим мониторингом во время МГРП зафиксировали рост длины трещин, который составил 50 м для ступени I. Затем потокометрией определили распределение расхода воды по каждой ступени, а трассерными исследованиями – время продвижения фронта пропитки, который составил 40 сут. для ступени I. (**табл. 2.4**). Гидроразрыв создает зону 2 с вторичной трещиноватостью (**рис. 2.10**).

Значение β_{2I} для зоны 2 определяем следующим образом. Так как известно общее время продвижения фронта пропитки и длина зоны 2, то расстояние, которое проходит фронт пропитки в зоне 1 составит $x_{1-I}=300-50=250$ м. Рассчитываем время продвижения фронта пропитки расстояния в 250 м, получаем $\tau_{1-I}=21,2$ сут. Соответственно, время продвижения фронта пропитки в зоне 2 составляет $\tau_{2-I}=40-21,2=18,8$ сут. Тогда для зоны 2 ступени I показатель $\beta_{2-I}=5,80 \cdot 10^{-10}$ 1/с.

Расход закачиваемой воды в зону 1 пласта постоянен и составляет $q_I=10$ м³/сут. После $\tau_{1-I}=21,2$ сут. «безводного» периода для зоны 2, на выходе из зоны 1 начинает повышаться доля воды, которая в свою очередь является расходом воды в зону 2 и, соответственно, переменной величиной, увеличивающейся от 0 до 10 м³/сут. Зная $\tau_{1-I}=21,2$ сут, рассчитывают значения дебита нефти с шагом 1 сут. для времён, больших τ_{1-I} . С учетом несжимаемости пласта и флюидов, определяют де-

бит воды. Далее, имея данные по расходу воды в зону 2 с шагом 1 сут., рассчитывают дебит нефти, воды и обводнённость. Первые $\tau_{2-1}=18,8$ сут. после поступления воды в зону 2, на выходе из неё происходит «безводная» добыча. Результаты расчётов приведены в табл. 2.4 и рис. 2.12 [3].

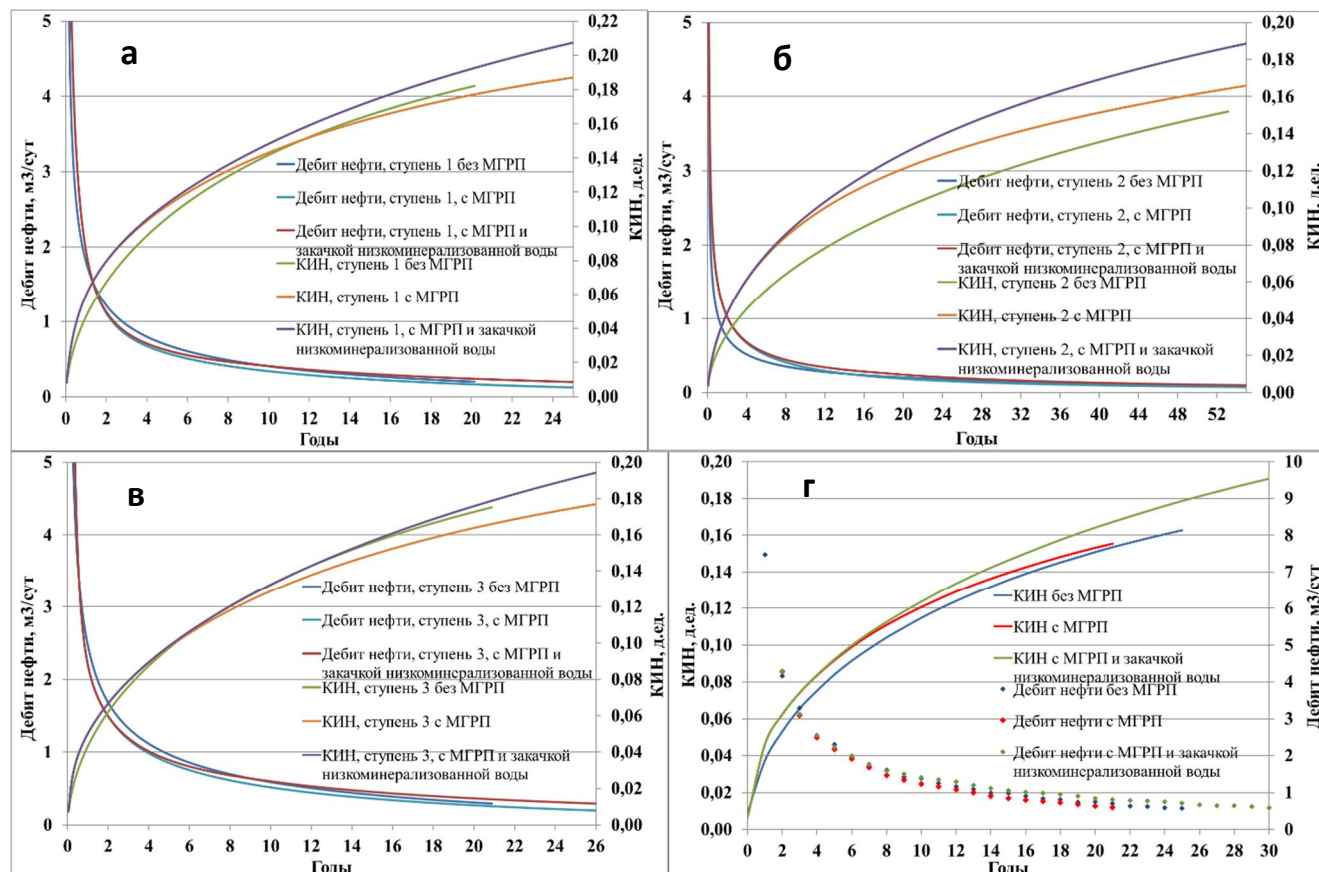


Рис. 2.12 – Результаты расчётов дебитов нефти и КИН: а) для ступени 1, б) для ступени 2, в) для ступени 3, г) в целом по модели пласта (сумма трёх ступеней)

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 гл. 4.1.3 по изменению контактного угла смачивания, аналогичным образом, просчитаны и приведены на рис. 2.12 и табл. 2.4 показатели при закачке низкоминерализованной воды. В целом по рассматриваемой модели уменьшение КИН и сроков разработки после МГРП составляет 0,008 д.ед. и 4 года соответственно, а увеличение КИН и сроков разработки после дополнительной закачки низкоминерализованной воды – 0,028 д.ед. и 5 лет соответственно. Невысокие значения КИН по всем трем вариантам объясняются низкими геолого-физическими характеристиками башкирского яруса Ромашкинского месторождения [3].

2.3 Особенности лабораторного моделирования низкоминерализованного заводнения

Проведение лабораторных исследований закачки низкоминерализованной воды несколько отличается от закачки сточной или пластовой вод. Необходимость оценки изменений фильтрационно-емкостных свойств до и после закачки низкоминерализованной воды приводят к разработке методики последовательного нефтевытеснения водой разной минерализации [68]. Схема оборудования приведена на рис. 2.13. На рис. 2.14 представлены некоторые образцы кернов для исследований. Установка для исследования нефтевытеснения на кернах с нагревом показана на рис. 2.15, для проведения исследований при комнатной температуре – на рис. 2.16.

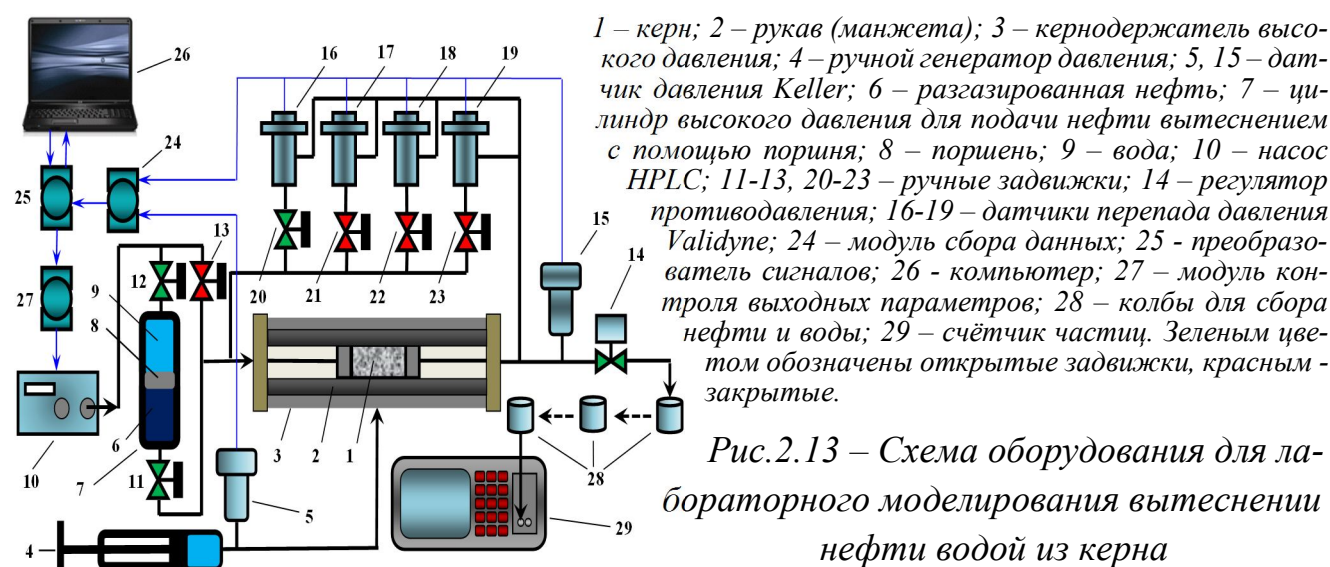


Рис. 2.14 – Пример образцов керна для исследований

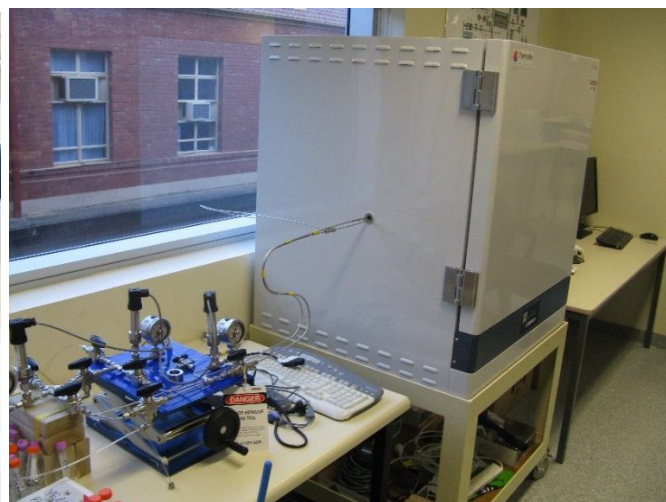


Рис. 2.15 – Установка для исследования нефтевытеснения на кернах с нагревом (термошкаф)

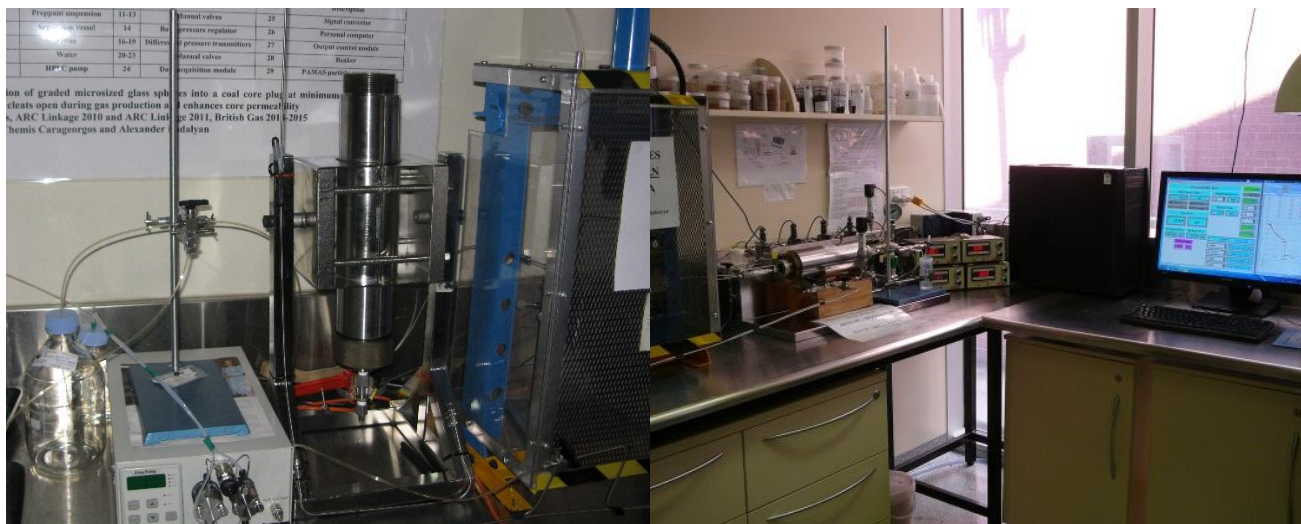


Рисунок 2.16 – Установка для исследования нефтевытеснения на кернях при комнатной температуре

Далее приведено описание последовательности работ при проведении лабораторных исследований, результаты которых приведены в гл. 3.1.2, 3.2.2, 4.1.2 и 4.2.2 данной работы.

Предварительно подготавливается искусственная вода по известному ионному составу пластовой воды и воды из поверхностного источника, предполагаемого для заводнения. Используя метод материального баланса, пересчитывают молекулярный вес каждой соли и определяют необходимую концентрацию.

Нефть используют разгазированную с того же пласта, с которого отобран керн. Замеряют плотность (например, на установке APPENDORF Research) и динамическую вязкость нефти (например, на ареометре PHYSICA Model MCR301) при комнатной температуре 22-25°C, характерной для карбонатных коллекторов месторождений. При необходимости более высоких температур, как например, при закачке нагретой воды в гл. 4.2.2 и 4.2.3, используют термощкаф (**рис. 2.15**).

Керны сначала экстрагируют, затем в течение не менее 24 часов вакуумируют под давлением менее 1 Па в испарителе для удаления любой влаги из пор. Замеряют массу каждого сухого керна (например, на установке KERN-EW420-3NM) с точностью $\pm 0,001$ г. Замеряют пористость керна методом капиллярной пропитки. Для этого искусственную пластовую воду вводят в испаритель, в котором давление составляет менее 1 Па и насыщают ей керн в течение 12-24 ч. Массу воды, вошедшей в керн вычисляют как разницу массы керна после и до насыщения.

Процесс проведения измерений фазовых проницаемостей при лабораторном моделировании вытеснении нефти низкоминерализованной водой из керна следующий. Образец керна 1 помещают в манжету 2 и кернодержатель 3 (**рис. 2.13**). Сжимающее керн давление (модель пластового давления) создают ручным генератором давления 4 (а при наличии автоматического оборудования – используют его). Насос 10 (например, модели HPLC) прокачивает пластовую или низкоминерализованную воду через керн 1. Регулятор противодавления 14 поддерживает определенное давление на выходе из кернодержателя 3.

Первоначально керн 1, насыщенный пластовой водой, заводняют в течение 12-24 ч той же пластовой водой, замеряют проницаемость. Затем разгазированную нефть 6 из цилиндра высокого давления 7 насосом 10 прокачивают через керн 1 в количестве около 15-20 поровых объёмов, после чего нефть вытесняют пластовой водой в течение 12-24 ч.

Далее нефть 6 закачивают в керн 1 аналогичным образом повторно в таком же количестве – около 15-20 поровых объёмов. Завершают эксперимент закачкой низкоминерализованной воды в течение 12-24 ч. Закачку всех жидкостей ведут с низкой скоростью (использовали 1 мл/мин) во избежание срыва мелкодисперсных частиц. Температура керна, изменение давления во времени, входящее, выходящее и сжимающее давления, расход жидкости записываются в ходе эксперимента в компьютер. Фиксированные объёмы воды и нефти на выходе из керна собираются в пластиковые колбы 28, помещённые в поворотный сборник.

После экспериментов по вытеснению все пластиковые колбы 28 центрифугируют при скорости 3000 об/мин. для разделения нефти от воды. Массу нефти, пластовой и низкоминерализованной вод в каждой пластиковой колбе 28 измеряют. Замеряют электролитическую проводимость образцов в колбах 28 (например, на установке METTLER-TOLEDO). Концентрацию мелкодисперсных частиц, выходящих вместе с водой и нефтью при прокачке через нефтенасыщенный керн 1 пластовой и низкоминерализованной вод и их распределение по размерам замеряют на счётчике частиц 29 (например, PAMAS S4031 GO, **рис. 2.17**). По полученным замерам давлений и объёмов рассчитывают фазовые проницаемости керна.



*Рисунок 2.17 –
Счётчик частиц*

Выводы к главе 2

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

2. Получена аналитическая модель вытеснения нефти низкоминерализованной водой в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с последовательными зонами различной трещиноватости. На основе модели проведены расчёты для условий башкирского яруса Ромашкинского месторождения. При меньшем размере блоков в области добывающих скважин, полученных, например, в результате гидроразрыва пласта, 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%.

3. Рассмотрена методика лабораторного моделирования на кернах процесса нефтевытеснения закачкой низкоминерализованной воды, на основе которой проведены все исследования в последующих главах. Особенности состоят в последовательном заводнении кернов сначала пластовой водой, затем повторным насыщением нефтью и далее нефтевытеснением низкоминерализованной водой.

3 ПРИМЕНЕНИЕ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В данном разделе проводится оценка прироста нефтеотдачи за счёт закачки низкоминерализованной воды в терригенные коллектора кыновско-пашийских отложений Первомайского и тульско-бобриковских отложений Бастрьковского месторождений. С начала реализации заводнения на данных месторождениях во многие нагнетательные скважины 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 относительной фазовой проницаемости по воде. На основе исследований были построены гидродинамические модели с функцией изменения фазовых проницаемостей и адаптированы к истории разработки с учетом фактически закачанных объёмов низкоминерализованной воды. После этого адаптированные модели пересчитывались с закачкой пластовой воды, т.е. без функции изменения фазовых проницаемостей. По полученной разнице и динамике сделаны выводы о фактической дополнительной добыче нефти на рассматриваемых объектах месторождений и влияния на систему разработки.

3.1 Оценка прироста добычи нефти за счёт закачки низкоминерализованной воды в кыновско-пашийские отложения Первомайского месторождения

3.1.1 Краткая характеристика Первомайского месторождения и реализуемой на кыновско-пашийском объекте системы заводнения

Продуктивными на месторождении являются кыновско-пашийский (99,9% от начальных геологических запасов) и елховский (0,1%) горизонты. Геолого-физические характеристики рассматриваемых кыновско-пашийских отложений приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Геолого-физические характеристики кыновско-нашийских отложений Первомайского месторождения

Параметр	Размерность	Значение
Средняя глубина залегания кровли	м	1650
Абсолютная отметка ВНК	м	-1470
Средняя общая толщина	м	29
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	7,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	7,6
Средний коэффициент пористости	д.ед.	0,2
Средняя проницаемость	мкм ²	0,723
Коэффициент начальной водонасыщенности	д.ед.	0,17
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности	д.ед.	0,31
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,484
Расчлененность	д.ед.	5,06
Начальная пластовая температура	°С	36
Начальное пластовое давление	МПа	17,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	8,2
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	857
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	885
Объёмный коэффициент нефти	д.ед.	1,105
Давление насыщения нефти газом	МПа	6,5
Газосодержание	м ³ /т	28
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,79
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1170

Месторождение введено в разработку в 1959 г., в настоящее время находится на четвертой стадии, максимальная добыча нефти достигнута в 1976 г. На 01.01.2015 г. пробурено 516 скважин, в т.ч. действующих: 187 добывающих и 127 нагнетательных. Размещение скважин приведено на картах накопленных отборов и закачки, **рис. 3.1**. Всего добыто 49300 тыс.т нефти и 209732 тыс.т жидкости, обводнённость составляет 90,2%, текущий КИН – 0,482 д.ед., водно-нефтяной фактор (ВНФ) – 3,25 д.ед. Годовая добыча нефти за 2014 г. – 352,4 тыс. т., жидкости – 3552,6 тыс. т. Среднесуточный дебит нефти – 5,9 т/сут, жидкости – 60,1 т/сут.

С 1965 г. была создана система ППД, состоящая из законтурных рядов нагнетательных скважин и поперечного разрезания. В дальнейшем продолжалась работа по созданию разрезающих рядов, переноса фронта нагнетания на отработанные скважины и очагового заводнения. Первоначально для заводнения использовалась низкоминерализованная (пресная) вода из р. Кама. По мере увеличения доли воды в добываемой продукции постепенно переходили на использование для заводнения

высокоминерализованной (сточной) воды. В 1978 г. было создано Камское водохранилище. Устья скважин центральной части месторождения попали под затопленную зону и, соответственно, были перенесены на дамбу. В качестве закачиваемой воды для ППД на данном участке стали использовать пресную воду по требованиям охраны окружающей среды. К настоящему времени закачка пресной воды осталась практически только в данной части месторождения.

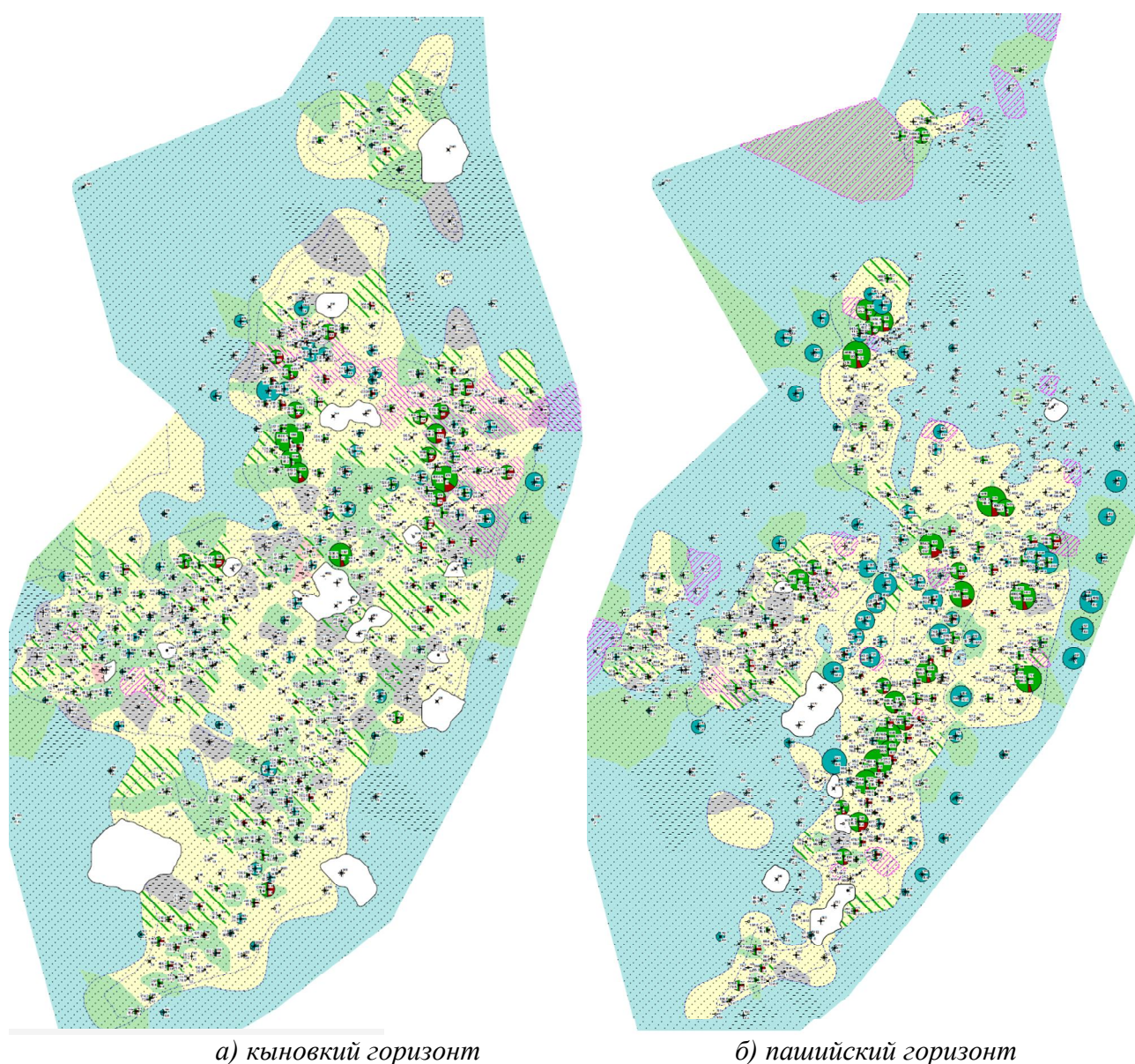


Рис.3.1 – Карты накопленных отборов и закачки кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения

По состоянию на 01.01.2015 г. всего закачано 224904,2 тыс м³ воды, в т.ч. 91985,8 тыс м³ (40,9%) низкоминерализованной воды. В 2014 г. закачано 3671,8 тыс

м³ воды, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды составила 110,5 %, текущая – 110,8 %.

Анализ заводнения показывает, что из 206 скважин, перебивавших под закачкой, в 71 закачивалась только низкоминерализованная вода, в 45 только высокоминерализованная вода (98,9% сточной и 1,1% пластовой), в 90 скважинах закачивалась и та, и другая вода. Из данных 90 скважин почти все находились первые 5-15 лет под закачкой низкоминерализованной воды, а затем – сточной. За контуром нефтеносности (аквифере), либо на расстоянии более 2 км до ближайших добывающих скважин находятся 62 скважины с закачкой низкоминерализованной воды. Предполагается, как это было сделано в работах [63, 101], что от нагнетательных скважин аквиферной зоны не может быть получена дополнительная добыча нефти при низкоминерализованном заводнении.

Для оценки прироста добычи нефти наибольший интерес представляют участки с последовательным низко- и высокоминерализованным заводнениями. На месторождении было выявлено семь участков, где после 20-25 лет закачки сточной воды была реализована закачка низкоминерализованной воды (с 2005 г.). Каждая нагнетательная скважина участка имеет по 2-5 реагирующих добывающих скважин, эксплуатируемых с 70-х гг. Для анализа, влияние других нагнетательных скважин было исключено [54]. На **рис. 3.2** приведены КИН от прокачанных поровых объёмов для каждого из семи участков. Красным цветом обозначены кривые высокоминерализованного заводнения, голубым – низкоминерализованного. На **рис. 3.3** показаны средний дебит, обводнённость и плотность добываемой воды одной скважины, и средняя приёмистость воды одного участка (или скважины).

Анализ показывает, что почти во всех участках степень прироста КИН становится выше после начала низкоминерализованного заводнения (**рис. 3.2**). Частично это объясняется меньшей приёмистостью низкоминерализованной воды (**рис. 3.3**). Тем не менее, обводнённость снижалась с 87 до 80%, а дебит скважины по нефти увеличился с 2,1 до 2,5-3,1 т/сут после низкоминерализованного заводнения, что однозначно подтверждает прирост добычи нефти. Кроме того, снижение плотности

добываемой попутной воды с 1,13-1,17 до 1,04-1,08 г/см³ подтверждает, что низко-минерализованная вода достигла добывающих скважин.

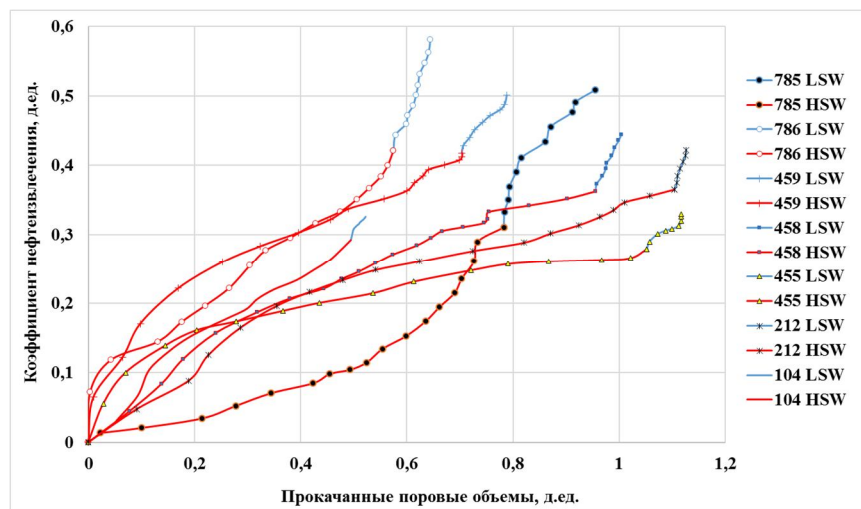


Рис. 3.2 – Коэффициенты нефтеотдачи 7 участков с последовательной закачкой сточной (HSW) и низкоминерализованной (LSW) вод [54]

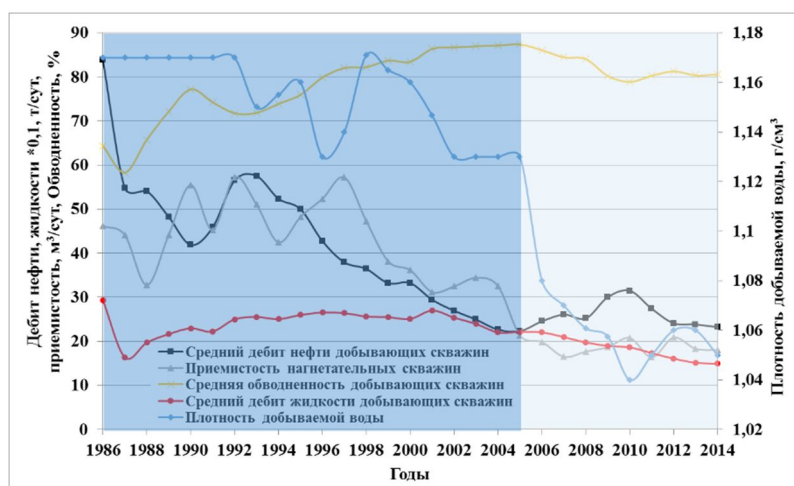


Рис. 3.3 – Средние показатели работы добывающих и нагнетательных скважин 7 опытных участков за последние 28 лет [54]

Если экстраполировать кривую дебита нефти (рис. 3.3) сразу после завершения высокоминерализованного заводнения, т.е. предположить продолжение закачки сточной воды, то дебиты нефти скважин составляли бы около 1,5 т/сут. Экстраполяция графиков КИН (см. кривую красного цвета) до достижения текущих значений прокачанного порового объема показывает, что прирост нефтеотдачи на рассматриваемых участках достигнут к настоящему времени порядка 5-9%.

3.1.2 Результаты лабораторного моделирования и расчёта фазовых проницаемостей

Керны девонских отложений нефтенасыщенного кыновско-пашийского горизонта Первомайского нефтяного месторождения были отобраны с нескольких вертикальных скважин с глубины 1653-1679 м. Из полноразмерных кернов были

выпилены 10 цилиндрических образцов диаметрами 3,90-3,93 см и длиной 6,51-8,12 см. Измеренная пористость и абсолютная проницаемость составили соответственно 17,1-20,4% и 291-539 мД [4]. Данные сведены в **табл. 3.2**. Анализ литологии кернов показал, что они состоят в среднем на 60-70% из песчаника, 30-38% алевролита и до 2% глинистых минералов (преимущественно каолинита).

Для тестов были подготовлены искусственные воды по известному ионному составу пластовой воды (высокоминерализованная) и воды из реки Кама (низкоминерализованная). Зная ионный состав данных вод и используя метод материального баланса, был пересчитан молекулярный состав высоко- и низкоминерализованной вод (**табл. 3.3**). В подготавливаемую воду не добавлялись NaOH и HCl для того чтобы не менять pH высоко- и низкоминерализованной вод.

Таблица 3.2 – Характеристики образцов керна кыновско-нашийских отложений Первомайского месторождения

№ образца	Диаметр, см	Длина, см	Пористость, %	Проницаемость, мД
1	3,92	6,97	18,5	325
2	3,92	7,55	17,1	368
3	3,93	6,84	17,6	291
4	3,90	6,51	17,9	355
5	3,90	8,02	20,1	421
6	3,92	7,89	19,5	432
7	3,90	8,12	19,7	390
8	3,91	7,91	18,3	328
9	3,92	6,77	20,4	539
10	3,93	7,36	18,9	483

Таблица 3.3 – Солевой состав искусственных пластовой и низкоминерализованной вод Первомайского месторождения

Соль	Молекулярный вес, г/моль	Концентрация, г/л	
		пластовая вода	низкоминерализованная вода
NaCl	58,439	124,7176	0,0201
MgCl ₂	95,205	28,7043	0,0281
MgSO ₄	120,367	0,0855	0,1378
CaCl ₂	110,978	99,2310	0,2769
NaHCO ₃	84,006	-	0,3855
Всего		252,7383	0,8484

Общая минерализация, ионная сила, плотность, pH и удельная проводимость составили 252,738 г/л, 4,790 моль/л, 1130 кг/м³, 6,5 и 51,1 мС/см соответственно для высокоминерализованной воды и 0,848 г/л, 0,0179 моль/л, 1005 кг/м³, 7,5 и 1,027

мС/см для низкоминерализованной воды. Дегазированная нефть была использована для тестов со средней вязкостью 37,5 сПз при комнатной температуре. Средняя плотность нефти составила 826,8 кг/м³ [54].

При выпиливании образцов (**табл. 3.2**) из полноразмерного керна диаметром 10 см, оставались небольшие кусочки породы, толщиной 0,5-1,5 см. На данных небольших образцах были проведены исследования по закачке воды со ступенчато изменяющейся минерализацией: от высоко- к низкоминерализованной. При этом образцы первоначально насыщались пластовой водой, нефть в экспериментах не участвовала. Образцы воды на выходе из кернов собирались и анализировались счётчиком частиц. В результате по всем образцам был зафиксирован выход частиц. Динамика изменения проницаемости в среднем для образцов при закачке вод с соответствующей минерализацией приведена на **рис. 3.4**.

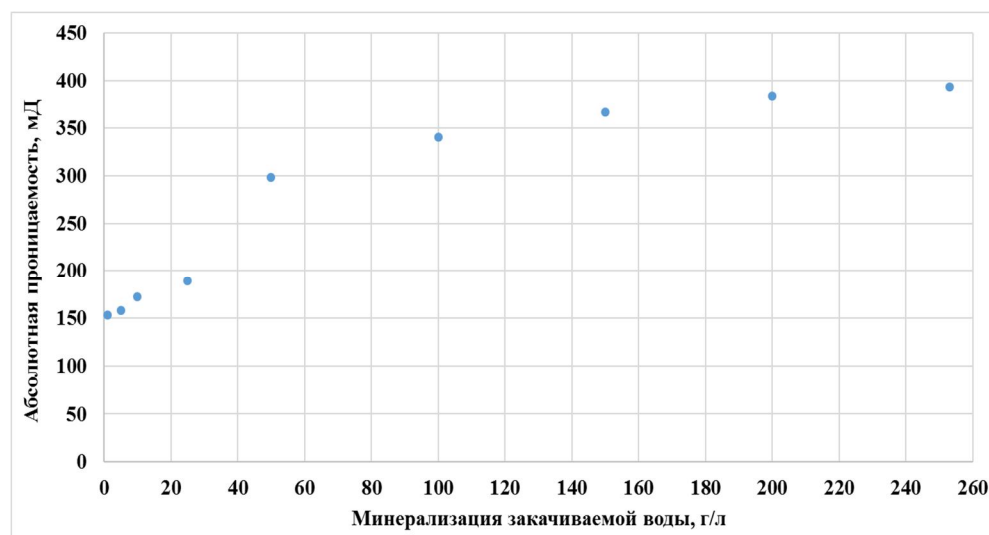


Рисунок 3.4 – Динамика изменения абсолютной проницаемости в среднем для образцов при закачке вод с различной минерализацией для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения

В среднем, по проведённым тестам, при уменьшении минерализации закачиваемой воды с пластовой до низкоминерализованной с минерализацией около 1 г/л, проницаемость породы снижается в 2,6 раза.

Для примера приведены на **рис. 3.5а** и **3.5б** соответственно перепады давления, записанные во время закачки высоко- (HSW) и низкоминерализованной (LSW) вод от прокачанных поровых объёмов (PVI) для одного из кернов (образец №4). Как видно из **рис. 3.5**, при закачке высокоминерализованной воды перепад давления постепенно падает, тогда как при закачке низкоминерализованной воды, после прокачки примерно одного порового объёма, начинает расти. Повышение перепада

давления свидетельствует о появлении в керне сопротивления – мигрирующих мелкодисперсных глинистых частиц, блокирующих часть поровых каналов. Аналогичная форма кривых получена для остальных девяти образцов керна.

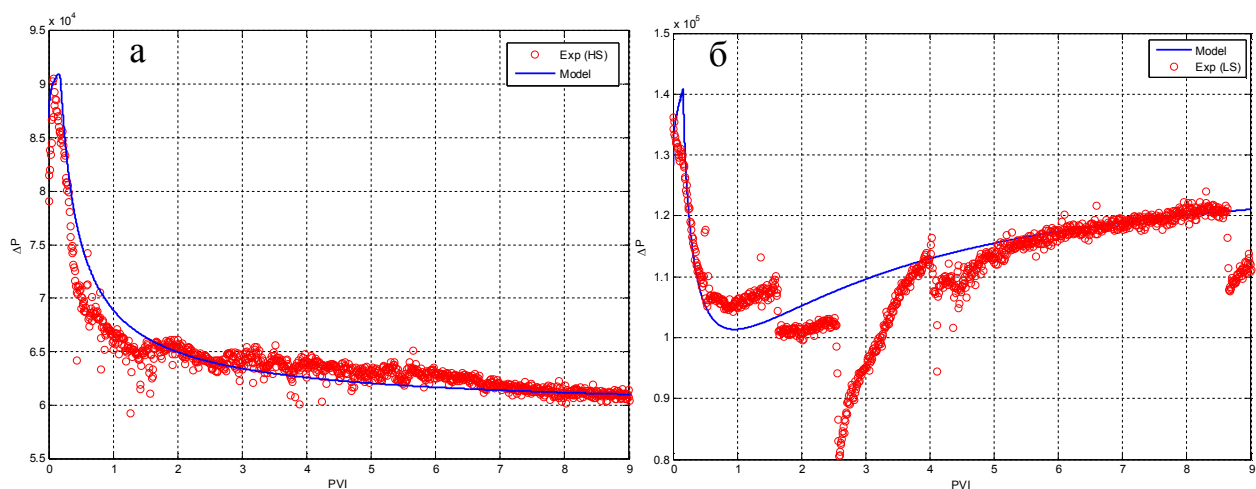


Рис. 3.5 – Перепад давления от прокачанных поровых объёмов (образец №4) кыновско-пашийского объекта Первомайского месторождения:
(а) – пластовая вода, (б) - низкоминерализованная вода

Перепад давления при закачке пластовой воды был адаптирован численной моделью двухфазной фильтрации с применением уравнения Раппопорта-Лиса, а для низкоминерализованного заводнения – математической моделью для мобилизации и миграции частиц [83, 125]. По лабораторным данным в результате адаптации и расчётов были получены относительные фазовые проницаемости (ОФП) по известной зависимости Corey (табл. 3.4).

На рис. 3.6 приведен для примера график выхода частиц из одного из кернов (образец №4) при заводнении пластовой и низкоминерализованной водами. Аналогичная разница в концентрации частиц на выходе из керна наблюдалась для остальных 9 образцов. Средняя концентрация частиц, измеренная в колбах с жидкостью после прокачки пластовой воды для всех образцов не превышала 0,005 г/л, тогда как после прокачки низкоминерализованной воды составила в среднем 0,02 г/л.

На рис. 3.7 приведены для примера ОФП по нефти и воде для одного из кернов (образец №4) при заводнении пластовой и низкоминерализованной водами. При низкоминерализованном заводнении для данного образца отмечается снижение ОФП по воде при значениях водонасыщенности более 0,4 д.ед. Аналогичная

форма кривой наблюдалась на всех образцах. Объяснения необычной формы кривой аналогичны выводам, сделанным в работе [68]. Чем выше водонасыщенность, т.е. доля закачиваемой низкоминерализованной воды, тем большее количество частиц страгивается. В результате все большее число поровых каналов блокируется и, соответственно, ОФП по воде начинает снижаться [4].

Таблица 3.4 – Параметры ОФП по Corey по результатам керновых тестов для кыновско-нашийских отложений Первомайского месторождения

Образец керна	Тип закачиваемой воды	Начальная водонасыщенность, д.ед.	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	ОФП по нефти при начальной водонасыщенности, д.ед.	ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	Степень Corey по нефти, д.ед.	Степень Corey по воде, д.ед.
		S_{wi}	S_{or}	k_{rowi}	$k_{rwoг}$	n_o	n_w
№1	HSW	0,201	0,325	0,99	0,103	2,2	1,3
	LSW	0,201	0,322	0,99	0,061	2,2	2,5
№2	HSW	0,146	0,274	0,99	0,089	2,0	1,8
	LSW	0,144	0,270	0,99	0,024	2,0	3,0
№3	HSW	0,235	0,286	0,97	0,119	2,0	1,4
	LSW	0,235	0,285	0,98	0,061	2,0	2,2
№4	HSW	0,083	0,580	1,00	0,062	2,5	1,2
	LSW	0,080	0,564	1,00	0,024	2,5	2,7
№5	HSW	0,152	0,341	0,99	0,051	2,1	1,1
	LSW	0,150	0,314	0,99	0,019	2,1	2,6
№6	HSW	0,126	0,236	0,95	0,078	1,8	1,5
	LSW	0,126	0,235	0,96	0,020	1,8	2,3
№7	HSW	0,098	0,469	0,98	0,087	2,0	1,4
	LSW	0,097	0,463	0,98	0,040	2,0	1,9
№8	HSW	0,188	0,195	0,96	0,071	2,2	1,8
	LSW	0,188	0,194	0,97	0,015	2,2	3,2
№9	HSW	0,269	0,260	0,95	0,065	2,8	1,6
	LSW	0,265	0,234	0,95	0,021	2,8	2,5
№10	HSW	0,224	0,206	1,00	0,111	2,3	1,1
	LSW	0,223	0,205	1,00	0,042	2,3	2,1
Среднее	HSW	0,172	0,317	0,98	0,084	2,2	1,4
	LSW	0,171	0,309	0,98	0,032	2,2	2,5

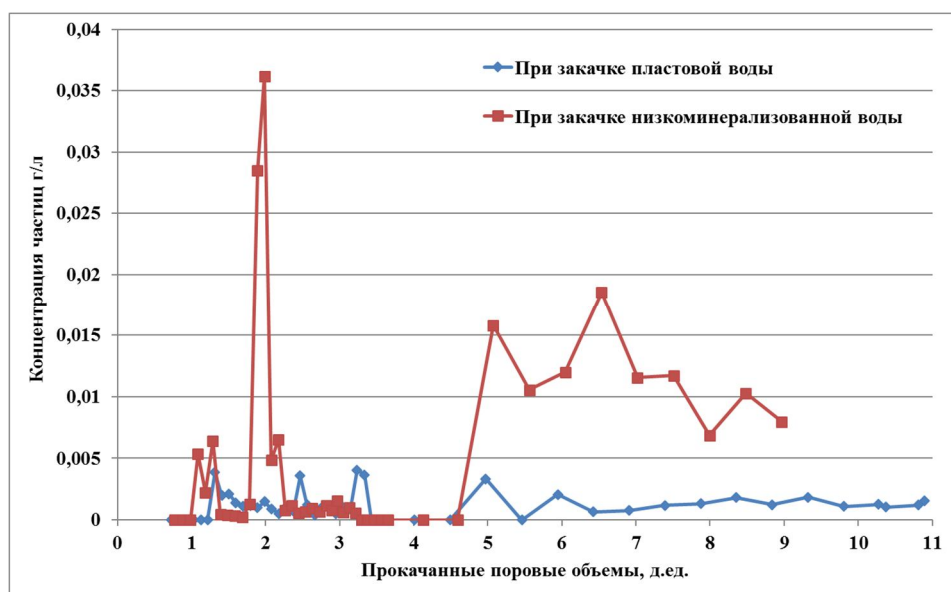


Рис. 3.6 – Выход частиц при заводнении керна (образец №4) кыновско-нашийских отложений Первомайского месторождения

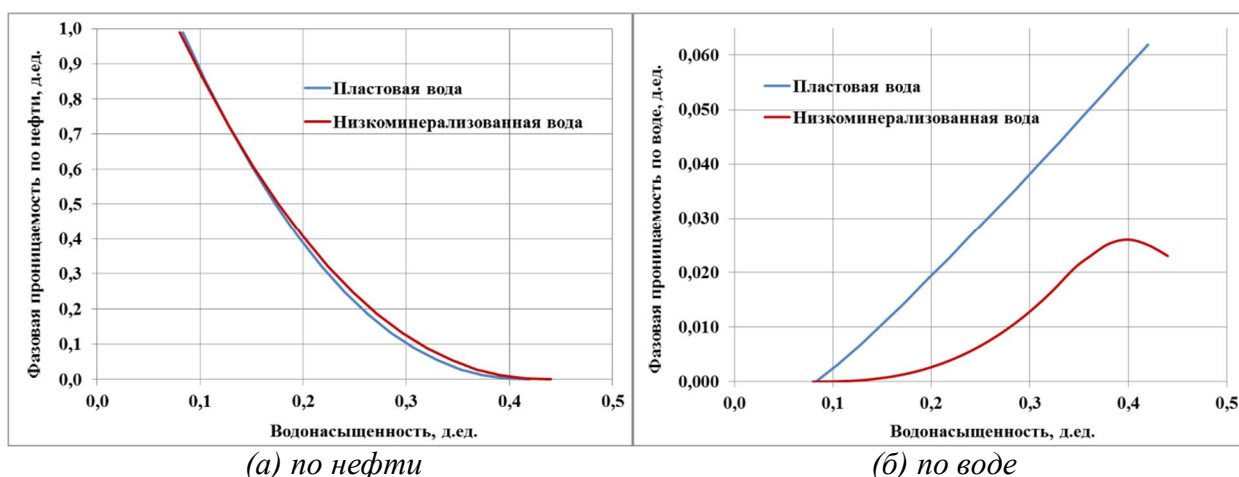


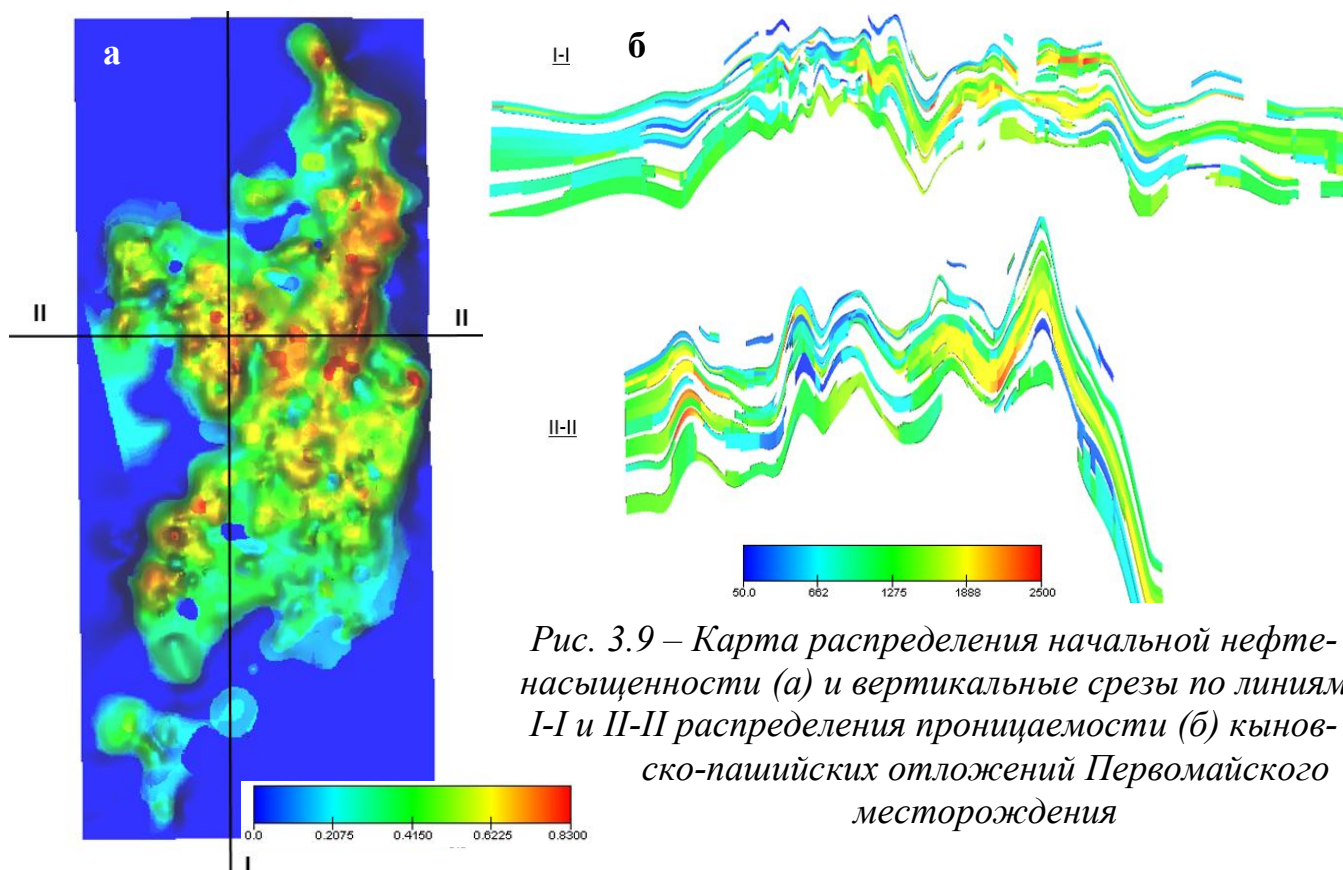
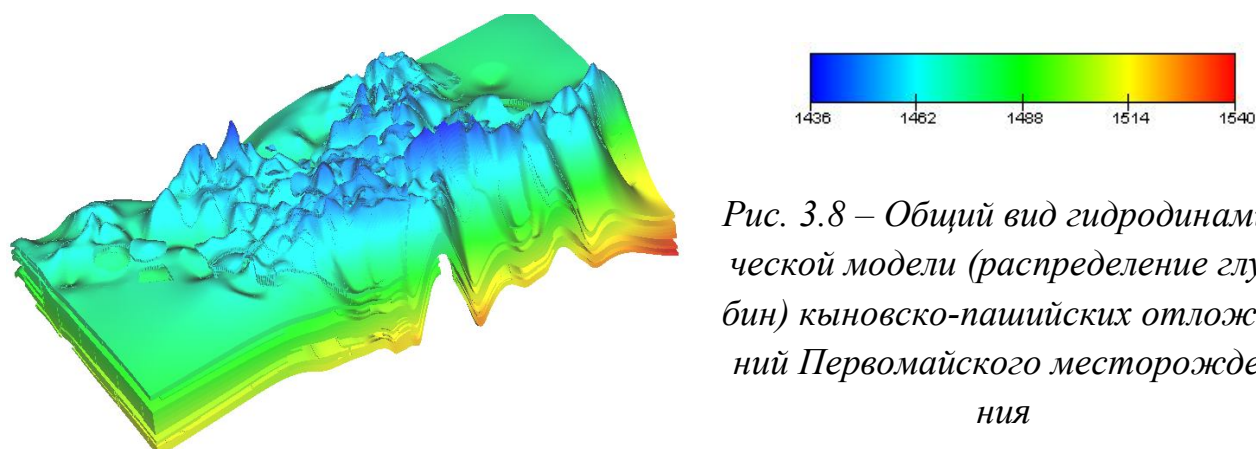
Рис. 3.7 – Зависимости ОФП из лабораторных экспериментов (образец №4) для кыновско-нашийских отложений Первомайского месторождения

Из табл. 3.4 видно, что в среднем остаточная нефтенасыщенность при закачке низкоминерализованной воды снизилась незначительно, ОФП по нефти не изменилась, а по воде снизилась в 2,6 раза [4]. Основная причина этого – содержание глинистых частиц в породе. Действие низкоминерализованной воды приводит к снижению электростатической силы, удерживающей частицы, отрыву данных частиц с поверхности породы, миграции и блокированию поровых каналов. Таким образом, абсолютная проницаемость в промытых водой зонах уменьшается, а в нефтенасыщенных остается прежней, т.к. туда попадает гораздо меньше закачиваемой воды. Соответственно ОФП по воде снижается. Небольшое уменьшение остаточной нефтенасыщенности объясняется изменением смачиваемости тех участков породы, которые первоначально были преимущественно гидрофобными.

3.1.3 Построение гидродинамической модели объекта

Первоначально в программном продукте RMS по данным пробуренных на 01.01.2015 г. скважин была построена геологическая модель объекта. Геологические запасы нефти в пластовых условиях по модели составили 120801 тыс. м³, что больше на 0,4% по сравнению с запасами, рассчитанными объёмным методом при подсчёте запасов. Далее геологическая модель была выгружена в гидродинамический симулятор Tempest More. Геолого-физические характеристики, закладываемые в гидродинамическую модель, приведены в табл. 3.1. На рис. 3.8 представлен

общий вид гидродинамической модели, на **рис. 3.9** – карта распределения начальной нефтенасыщенности модели, на **рис. 3.10** – вертикальные срезы вдоль линий I-I и II-II модели, показывающие распределение проницаемости.



Для моделирования низкоминерализованного заводнения использовалась опция Tracer, позволяющая придать закачиваемой воде такие свойства, которые в зависимости от ее концентрации в пласте изменяют ОФП и/или насыщенность.

Используя результаты лабораторных экспериментов (см. гл. 3.1.2) – изменения проницаемости породы при фильтрации одной фазы (воды), данные были пересчитаны в зависимость множителя изменения фазовой проницаемости по воде от

концентрации низкоминерализованной закачиваемой воды в породе (**рис. 3.10**). При максимальной концентрации в пласте низкоминерализованной воды (1,0) фазовая проницаемость по воде снижается в 2,6 раза, т.е. множитель равен 0,39 д.ед.

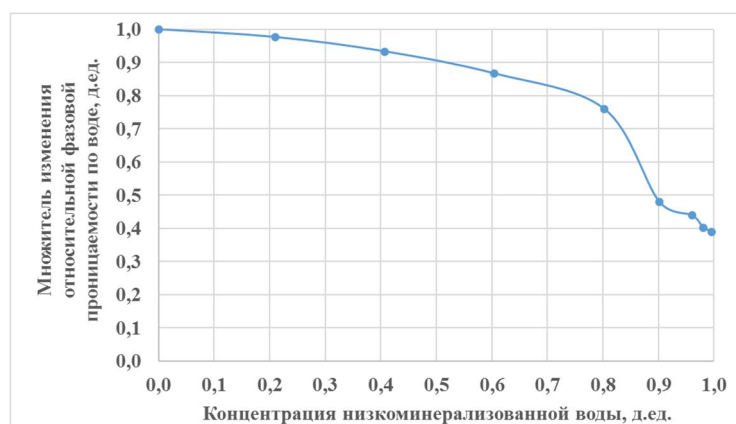


Рис.3.10 – Зависимость множителя изменения ОФП по воде от концентрации в пласте низкоминерализованной воды для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения (функция Tracer)

3.1.4 Результаты гидродинамического моделирования

В результате адаптации гидродинамической модели к истории разработки с учетом закачки низкоминерализованной и пластовой вод были получены кривые ОФП по зависимости Corey (**рис. 3.11**, **табл.3.5**). Разделения ОФП на кыновский и пашийский горизонты не проводилось в связи с тем, что, во-первых, кривые достаточно схожи, во-вторых, горизонты имеют значительное количество зон слияния.

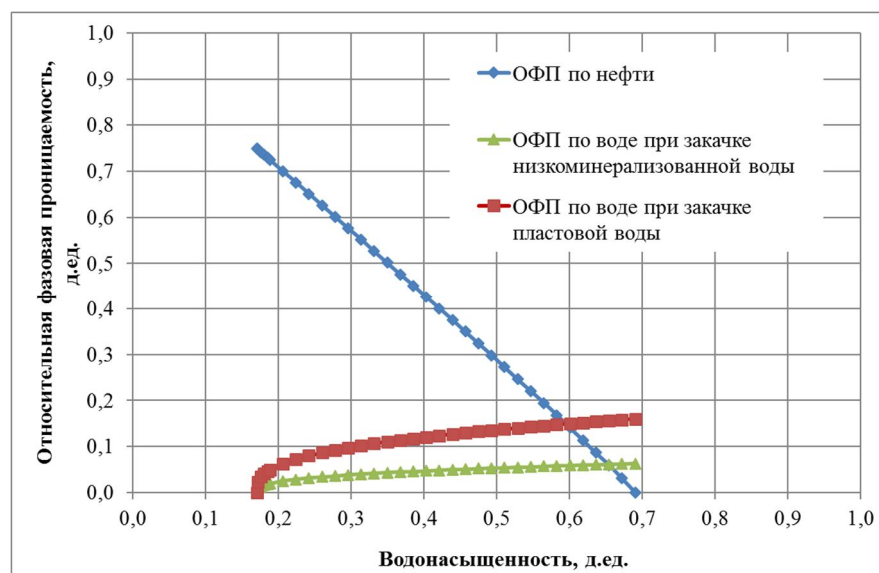


Рис. 3.11 – Зависимости ОФП в целом по кыновско-пашийскому объекту Первомайского месторождения по результатам адаптации гидродинамической модели

На **рис. 3.12а** приведена карта распределения концентрации закачанной низкоминерализованной воды (Tracer) на 01.01.2015 г., на **рис. 3.12б** – распределение нефтенасыщенности на 01.01.2015 г. по результатам адаптации модели, на **рис. 3.13** представлены графики адаптации модели (значения – в пластовых условиях).

Таблица 3.5 – Значения параметров зависимости Corey по кыновско-нашийскому объекту Первомайского месторождения по результатам адаптации гидродинамической модели

Параметр	Обозначение	Пластовая вода	Низкоминерализованная вода
Начальная водонасыщенность	S_{wi}	0,17	0,17
Остаточная нефтенасыщенность	S_{or}	0,31	0,31
Фазовая проницаемость по нефти при начальной водонасыщенности	K_{rowi}	0,75	0,75
Фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности	K_{rwor}	0,160	0,062
Показатель степени для воды	N_w	0,35	0,35
Показатель степени для нефти	N_o	0,95	0,95

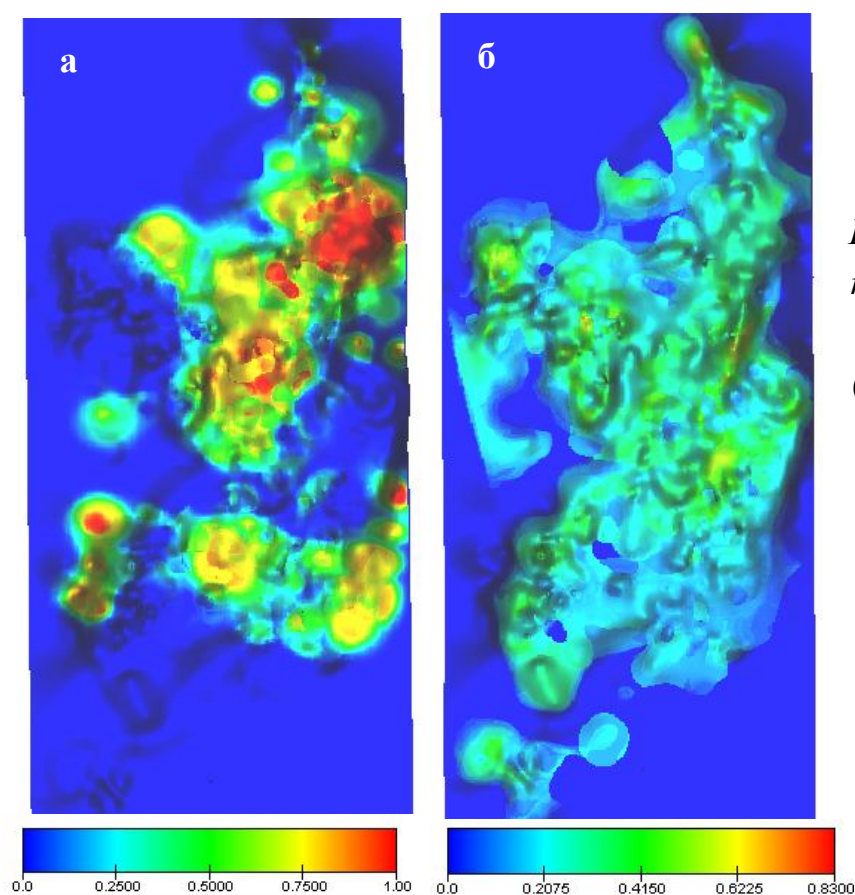


Рис. 3.12 – Карта распределения концентрации закачанной низкоминерализованной воды (а) и нефтенасыщенности (б) на 01.01.2015 г. кыновско-нашийских отложений Первомайского месторождения

Квадрат коэффициента корреляции показателей годовой добычи – в пределах 0,98-0,99 д.ед., среднего забойного давления добывающих скважин – 0,89 д.ед., накопленная добыча нефти по модели составляет 58003,6 тыс m^3 , что практически равно фактической (57999,6 тыс m^3), добыча жидкости и закачка адаптированы со 100% точностью, КИН по модели составил 0,480 д.ед., что меньше фактического на 0,002 д.ед. Таким образом, модель низкоминерализованного заводнения достаточно точно адаптирована как по добыче и закачке, так и по забойным давлениям.

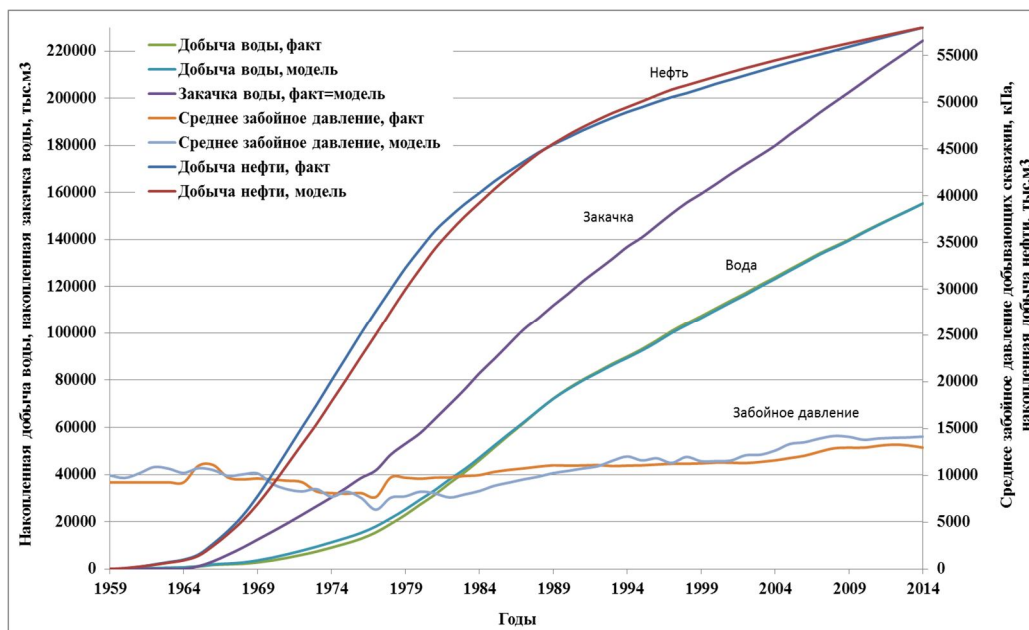


Рис. 3.13 – Графики адаптации модели низкоминерализованного заводнения к истории разработки кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения

Для оценки прироста нефтеотдачи адаптированная гидродинамическая модель пересчитывалась с начала разработки без функции Tracer, т.е. без изменения ОФП по воде, что соответствует закачке только пластовой воды. Результаты расчёта в сравнении с низкоминерализованным заводнением приведены на рис. 3.14.

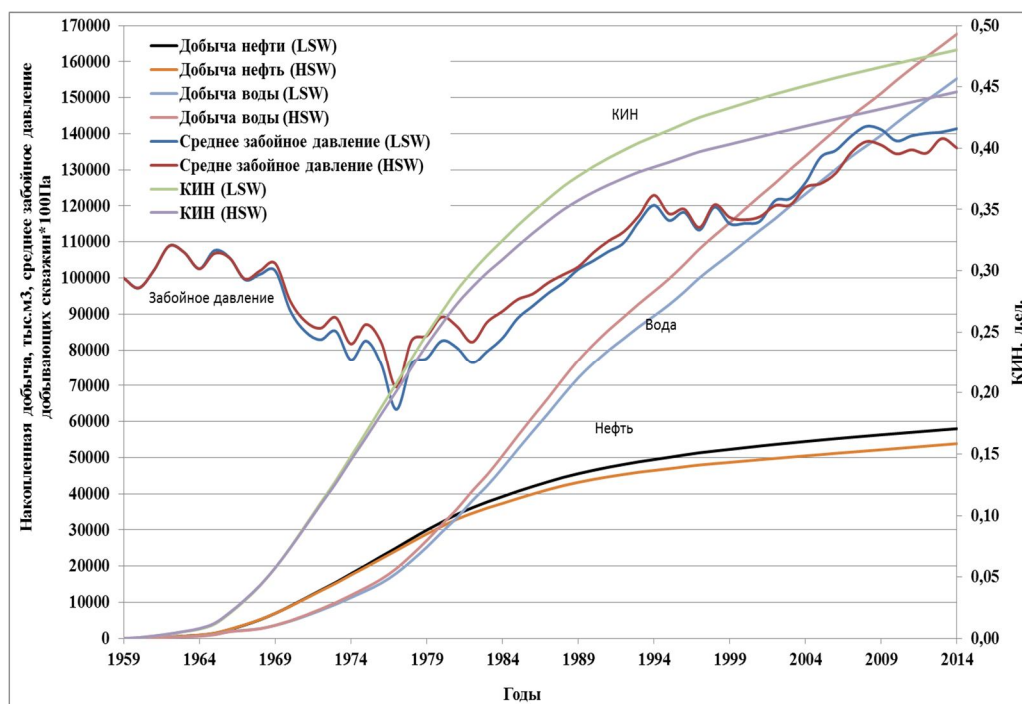


Рис. 3.14 – Динамика показателей разработки двух вариантов расчёта для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения: закачки низкоминерализованной воды (LSW) и пластовой воды (HSW)

За счёт закачки низкоминерализованной воды: дополнительная добыча нефти с начала разработки составила 4188,3 тыс. м³ или 7,2% от накопленной добычи нефти; было добыто на 12408,3 тыс. м³ или 8,0% меньше воды; прирост нефтеотдачи составил 3,5%. Эффект наблюдался в диапазоне обводнённости скважин 20%-90% (рис. 3.15) [4].

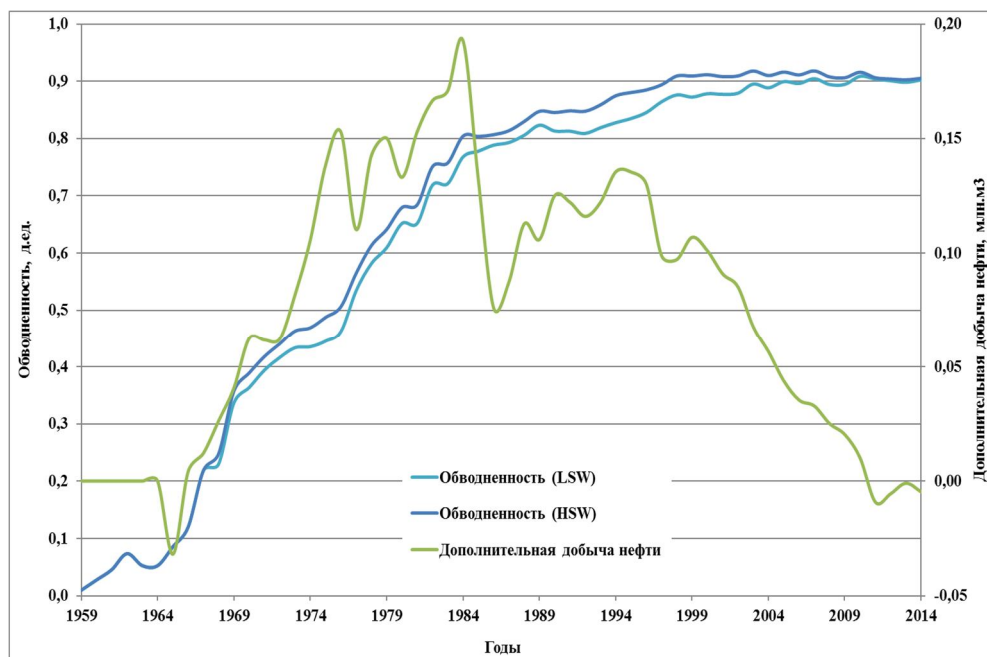


Рис.3.15 – Дополнительная добыча нефти и сравнение обводнённости для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения при закачке низкоминерализованной воды (LSW) и пластовой воды (HSW)

Процесс миграции и блокирования частицами поровых каналов приводит к снижению абсолютной проницаемости коллектора. Ввиду того, что закачиваемая вода в первую очередь попадает в промытую зону, частицами блокируется именно эта зона, тогда как нефтенасыщенная часть пласта остаётся не тронутой. Снижается ОФП по воде, а по нефти остаётся прежней. Закачиваемая впоследствии вода обходит заблокированную зону, что в конечном счёте повышает коэффициент охвата ($K_{охв}$) и нефтеотдачу, а также работает в определенной степени как технология водоограничения. Ввиду того, что по результатам тестов остаточная нефтенасыщенность кернов практически не изменялась как для высоко-, так и для низкоминерализованного заводнений, конечный КИН при $K_{охв}=1$ также не изменяется. Однако в реальных условиях $K_{охв}<1$, поэтому эффект прироста нефтеотдачи за счёт низкоминерализованного заводнения и миграции частиц состоит в повышении $K_{охв}$, 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.

Причина того, что при обводнённости ниже 20% и выше 90% не наблюдалось эффекта для рассматриваемого месторождения состоит в следующем. В начальный

период разработки, когда обводнённость низкая, закачиваемая низкоминерализованная вода не может попасть в промытую зону ввиду её отсутствия. В итоге эффект может получиться отрицательным, т.к. снижается проницаемость участков нефтенасыщенного коллектора, что и наблюдалось в данном случае. Помимо этого, при высоких значениях обводнённости накопленный эффект сводится к нулю. Коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$) при закачке низкоминерализованной воды не изменяется, т.е. при больших значениях КИН и $K_{\text{охв}}$, стремящемся к единице, будет добыто одинаковое количество нефти. Поэтому наблюдается прирост только текущего КИН, но не конечного.

На соседнем Бондюжском месторождении, с практически идентичными геолого-физическими характеристиками, на 01.01.2015 г. $\text{КИН}=0,589$ д.ед., при этом закачано низкоминерализованной воды 49% от общего объёма [35]. Это указывает на возможность повышения нефтеотдачи на Первомайском месторождении.

Таким образом, для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения рекомендуется только адресное применение закачки низкоминерализованной воды: для очаговых нагнетательных скважин, в которых обводнённость добывающих скважин находится в пределах 20-90%, а также для добывающих скважин в качестве технологии водоограничения.

3.2 Оценка прироста добычи нефти за счёт закачки низкоминерализованной воды в тульско-бобриковские отложения Бастрьковского месторождения

3.2.1 Краткая характеристика Бастрьковского месторождения и реализуемой на тульско-бобриковском объекте системы заводнения

Продуктивными на месторождении являются отложения тульского-бобриковского (51,6% от начальных геологических запасов), кыновского (4,4%), евлановского (0,5%), заволжского (0,1%) горизонтов и турнейского (43,4%) яруса. Геолого-физические характеристики рассматриваемых тульского-бобриковских отложений приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6 – Геолого-физические характеристики тульского и бобриковского горизонтов Бастрыкского месторождения

Параметр	Размерность	Бобриковский горизонт	Тульский горизонт
Средняя глубина залегания кровли	м	1155	1141
Средняя абсолютная отметка ВНК	м	-953-958	-873-951
Средняя общая толщина	м	10,3	24,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2,5	1,6
Средний коэффициент пористости	д.ед.	0,27	0,26
Средняя проницаемость	мкм ²	0,516	0,401
Коэффициент начальной водонасыщенности	д.ед.	0,11	0,14
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности	д.ед.	0,30	0,30
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,62	0,81
Расчленённость	д.ед.	2,4	1,1
Начальная пластовая температура	°С	25	25
Начальное пластовое давление	МПа	11,6	11,4
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	6,8	12,6
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	852	849
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	878	865
Объёмный коэффициент нефти	д.ед.	1,064	1,030
Давление насыщения нефти газом	МПа	4,0	1,2
Газосодержание	м ³ /т	14,2	6,1
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,75	1,75
Плотность воды в пластовых условиях	г/см ³	1170	1170

На тульско-бобриковском объекте выделяются пять отдельных залежей. В работе рассматривается самая крупная из них с заводнением. Разработка залежи начата в 1982 г., в настоящее время находится на второй стадии, максимальная добыча нефти достигнута в 2011 г. На 01.01.2014 г. отобрано 1713,7 тыс.м³ нефти, 3217,9 тыс.м³ жидкости, обводнённость составляет 51,0%, КИН – 0,262 д.ед., ВНФ – 0,88 д.ед., действующий фонд добывающих скважин – 36, нагнетательных – 18. Годовая добыча нефти за 2013 г. – 65,2 тыс. т., жидкости – 133,8 тыс. т. Среднесуточный дебит нефти – 5,0 т/сут, жидкости – 10,2 т/сут. Размещение скважин приведено на картах накопленных отборов и закачки, **рис. 3.16**.

Заводнение стали осуществлять с 1988 г. Закачка воды велась в законтурную и приконтурную области ввиду недостаточной энергии аквифера и с целью вытеснения нефти к центральной части залежи. По состоянию на 01.01.2014 г. всего закачано 5311,3 тыс м³ воды, в т.ч. 1604,0 тыс м³ (30,2%) низкоминерализованной воды (пресной из р. Кама). В 2013 г. закачано 206,9 тыс м³ воды, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды составила 165,1%, текущая – 154,6%.

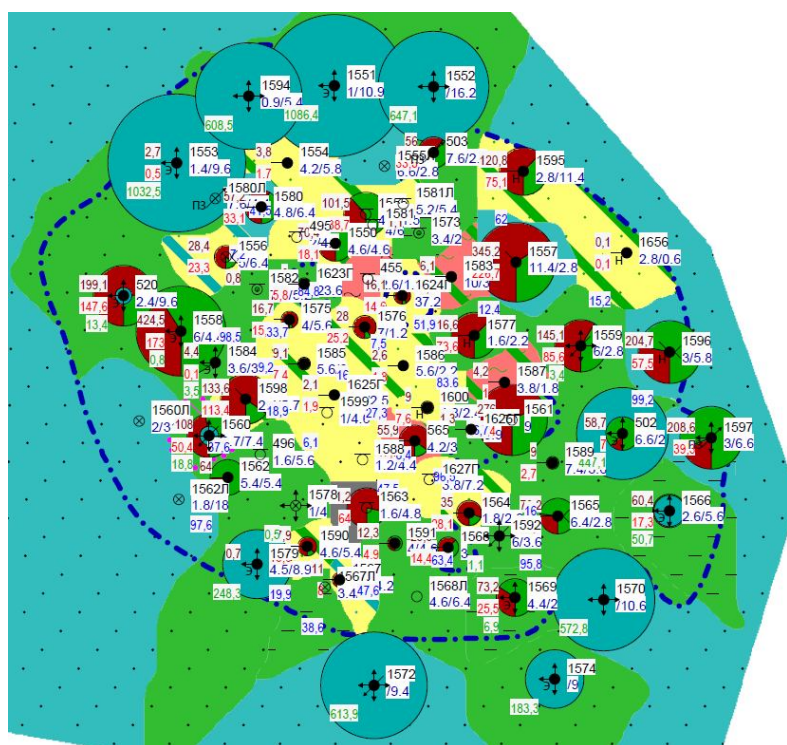


Рис. 3.16 – Карта накопленных отборов и закачки залежи тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения

3.2.2 Результаты лабораторного моделирования и расчёта фазовых проницаемостей

Нефтенасыщенные керны тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения были отобраны с нескольких вертикальных скважин с глубины 1142-1159 м. Из полноразмерных кернов были выпилены 8 цилиндрических образцов диаметрами 3,90-3,92 см и длиной 7,70-8,84 см. Измеренная пористость и абсолютная проницаемость составили соответственно 23,2-27,3% и 334-561 мД. Данные сведены в **табл. 3.7**.

Таблица 3.7 – Характеристики образцов керна тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения

№ образца	Диаметр, см	Длина, см	Пористость, %	Проницаемость, мД
1	3,90	8,84	25,5	391
2	3,90	7,70	26,1	442
3	3,91	7,93	25,8	356
4	3,90	8,25	27,3	334
5	3,92	8,13	25,5	561
6	3,91	8,46	24,0	489
7	3,90	7,88	27,0	455
8	3,90	8,06	23,2	512

Анализ литологии кернов показал, что они состоят в среднем на 65-90% из песчаника, 2,5-35% алевролита и до 10% глинистых минералов (преимущественно каолинита и иллита). Аналогично гл. 3.1.2 для тестов были подготовлены искусственные высоко- и низкоминерализованные воды данные приведены в **табл. 3.8**.

Таблица 3.8 – Солевой состав искусственных пластовой и низкоминерализованной вод Бастрыкского месторождения [51]

Соль	Молекулярный вес, г/моль	Концентрация, г/л	
		пластовая вода	низкоминерализованная вода
NaCl	58,439	190,8233	0,0201
MgCl ₂	95,205	11,7442	0,0281
MgSO ₄	120,367	0,7518	0,1378
CaCl ₂	110,978	35,9977	0,2769
NaHCO ₃	84,006	0,0757	0,3855
Всего		239,3927	0,8484

Общая минерализация, ионная сила, плотность, pH и удельная проводимость составили 239,4 г/л, 0,0179 моль/л, 1120 кг/м³, 7,5 и 1027,0 мС/см соответственно для высокоминерализованной воды, для низкоминерализованной значения аналогичны приведенным в гл. 3.1.2. Дегазированная нефть была использована для тестов со средней вязкостью 44,4 сПз при комнатной температуре. Средняя плотность нефти составила 849,4 кг/м³ [51].

При выпиливании образцов (**табл. 3.7**) из полноразмерного керна диаметром 10 см, оставались небольшие кусочки породы, на которых, аналогично описанным в гл. 3.1.2, проведены исследования по закачке воды с изменяющейся минерализацией. Динамика изменения проницаемости в среднем для образцов при закачке вод с соответствующей минерализацией приведена на **рис. 3.17**.

В среднем, по проведенным тестам, при уменьшении минерализации закачиваемой воды с пластовой до низкоминерализованной с минерализацией около 1 г/л, проницаемость породы снижается в 5,4 раза.

Форма кривых перепада давления при прокачке высоко- и низкоминерализованной воды аналогична приведенным на **рис. 3.5**. По лабораторным данным в результате адаптации и расчётов были получены ОФП по известной зависимости Corey (**табл. 3.9**).

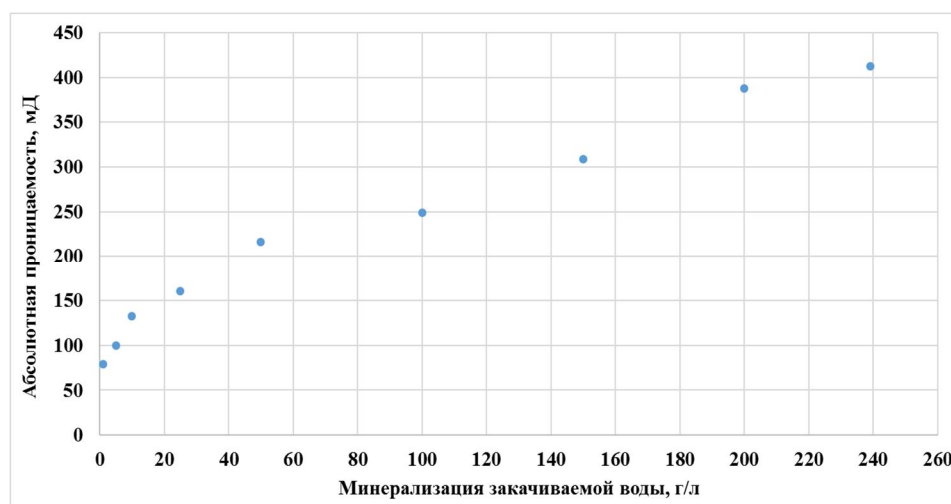


Рис. 3.17 – Динамика изменения абсолютной проницаемости в среднем для образцов при закачке вод с различной минерализацией для тульско-бобриковских отложений Бастрыковского месторождения

Таблица 3.9 – Параметры ОФП по Coreu по результатам керновых тестов для тульских и бобриковских отложений Бастрыковского месторождения

Образец керна	Тип за- качивае- мой воды	Начальная водонасы- щенность	Остаточная нефтенасы- щенность	ОФП по нефти при начальной водонасыщенно- сти	ОФП по воде при остаточной нефтенасыщен- ности	Степень Coreu по нефти	Степень Coreu по воде
		S_{wi}	S_{or}	k_{rowi}	k_{rwor}	n_o	n_w
№1, боб- риковск.	HSW	0,093	0,315	0,92	0,084	1,3	2,5
	LSW	0,091	0,309	0,92	0,013	1,4	2,4
№2, боб- риковск.	HSW	0,130	0,310	0,82	0,097	1,4	1,8
	LSW	0,125	0,295	0,83	0,027	1,6	1,9
№3, боб- риковск.	HSW	0,113	0,324	0,95	0,109	1,2	2,1
	LSW	0,113	0,324	0,92	0,027	1,3	2,1
№4, боб- риковск.	HSW	0,106	0,270	0,89	0,122	1,6	2,3
	LSW	0,104	0,261	0,91	0,021	1,5	2,5
№5, тульский	HSW	0,145	0,322	0,93	0,149	2,1	2,6
	LSW	0,145	0,318	0,92	0,021	2,1	2,8
№6, тульский	HSW	0,170	0,345	0,84	0,158	1,8	2,0
	LSW	0,165	0,330	0,84	0,068	2,0	2,2
№7, тульский	HSW	0,124	0,269	0,88	0,119	1,9	2,5
	LSW	0,122	0,263	0,89	0,027	1,9	2,2
№8, тульский	HSW	0,132	0,299	0,98	0,174	1,7	2,6
	LSW	0,130	0,290	0,98	0,009	1,8	2,5
Среднее бобр.	HSW	0,111	0,305	0,895	0,103	1,4	2,2
	LSW	0,108	0,297	0,894	0,022	1,5	2,2
Среднее тульск.	HSW	0,143	0,309	0,908	0,150	1,9	2,4
	LSW	0,141	0,300	0,908	0,031	2,0	2,4

На рис. 3.18 приведен для примера график выхода мелкодисперсных частиц из одного из кернов (образец №2) бобриковского горизонта при заводнении пластовой и низкоминерализованной водами. Аналогичная разница в концентрации частиц на выходе из керна наблюдалась и для остальных девяти образцов. Средняя концентрация частиц, измеренная в колбах с жидкостью, после прокачки пластовой

воды для всех образцов не превышала 0,006 г/л, тогда как после прокачки низко-минерализованной воды составила в среднем 0,03 г/л.

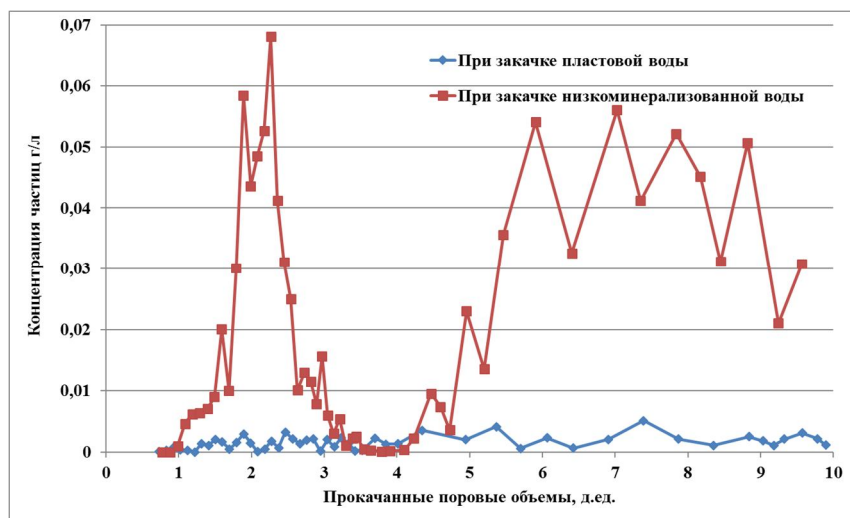


Рис. 3.18 – Выход частиц при заводнении образца керна №2 бобриковских отложений Бастрыкского месторождения пластовой и низкоминерализованной водами

На рис. 3.19 приведены для примера ОФП по нефти и воде для из одного из кернов бобриковского (образец №2) и тульского (образец №6) горизонтов при заводнении пластовой и низкоминерализованной водами. Разделение ОФП на тульский и бобриковский горизонты выполнено в связи с тем, что данные два горизонта отделены не коллектором и не имеют зон слияния на данной залежи. Данное разделение сохранено и при адаптации гидродинамической модели (см. гл. 3.2.3).

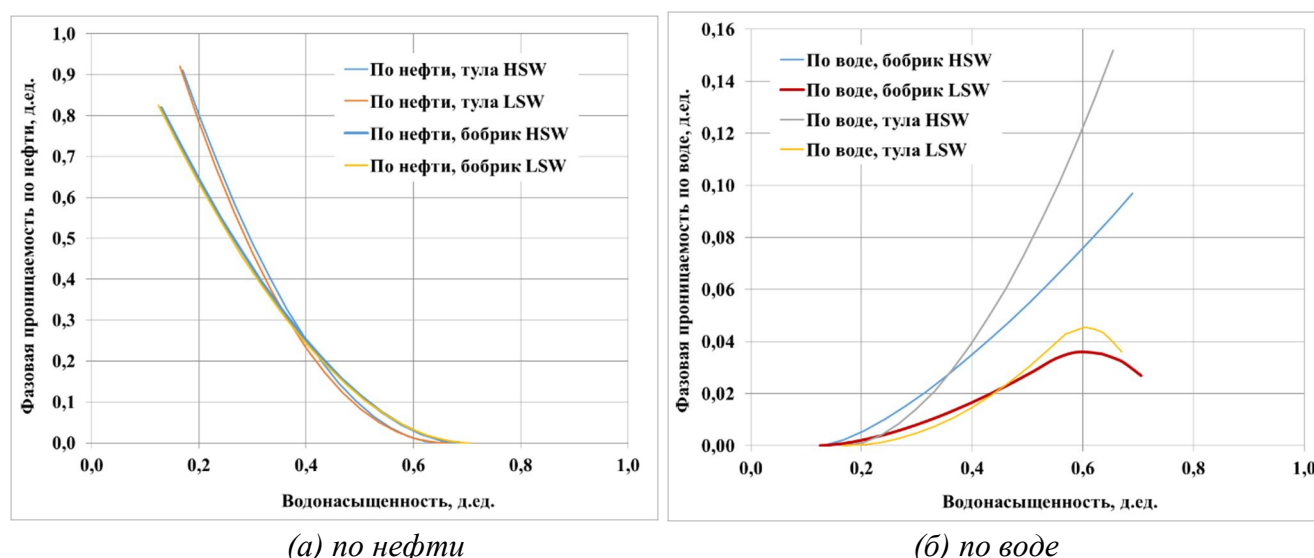


Рис. 3.19 – Зависимости ОФП по результатам экспериментов для тульского (образец № 6) и бобриковского (№2) горизонтов Бастрыкского месторождения

При низкоминерализованном заводнении отмечается снижение ОФП по воде при значениях водонасыщенности более 0,6 д.ед. (как для образцов №2, 6, так и для остальных), что аналогично кыновско-пашийским отложениям (см. гл. 3.1.2).

Из **табл. 3.9** видно, что в среднем остаточная нефтенасыщенность при закачке низкоминерализованной воды снизилась незначительно, ОФП по нефти не изменилась, а ОФП по воде снизилась в 4,7-4,8 раза. Объяснения этого аналогичны приведенным в гл. 3.1.2.

3.2.3 Построение гидродинамической модели объекта

Первоначально в программном продукте RMS по данным пробуренных на 01.01.2014 г. скважин была построена геологическая модель объекта. Геологические запасы нефти в пластовых условиях по модели составили 6538,3 тыс. м³, что больше на 2,2% по сравнению с запасами, рассчитанными объёмным методом при подсчёте запасов. Далее геологическая модель была выгружена в гидродинамический симулятор Tempest More. Геолого-физические характеристики, закладываемые в гидродинамическую модель, приведены в **табл. 3.6**. На **рис. 3.20** представлен общий вид гидродинамической модели и карта распределения текущей (на 01.01.2014 г.) нефтенасыщенности модели, на **рис. 3.21** – вертикальные срезы вдоль линий I-I, II-II, III-III модели, показывающие распределение проницаемости.

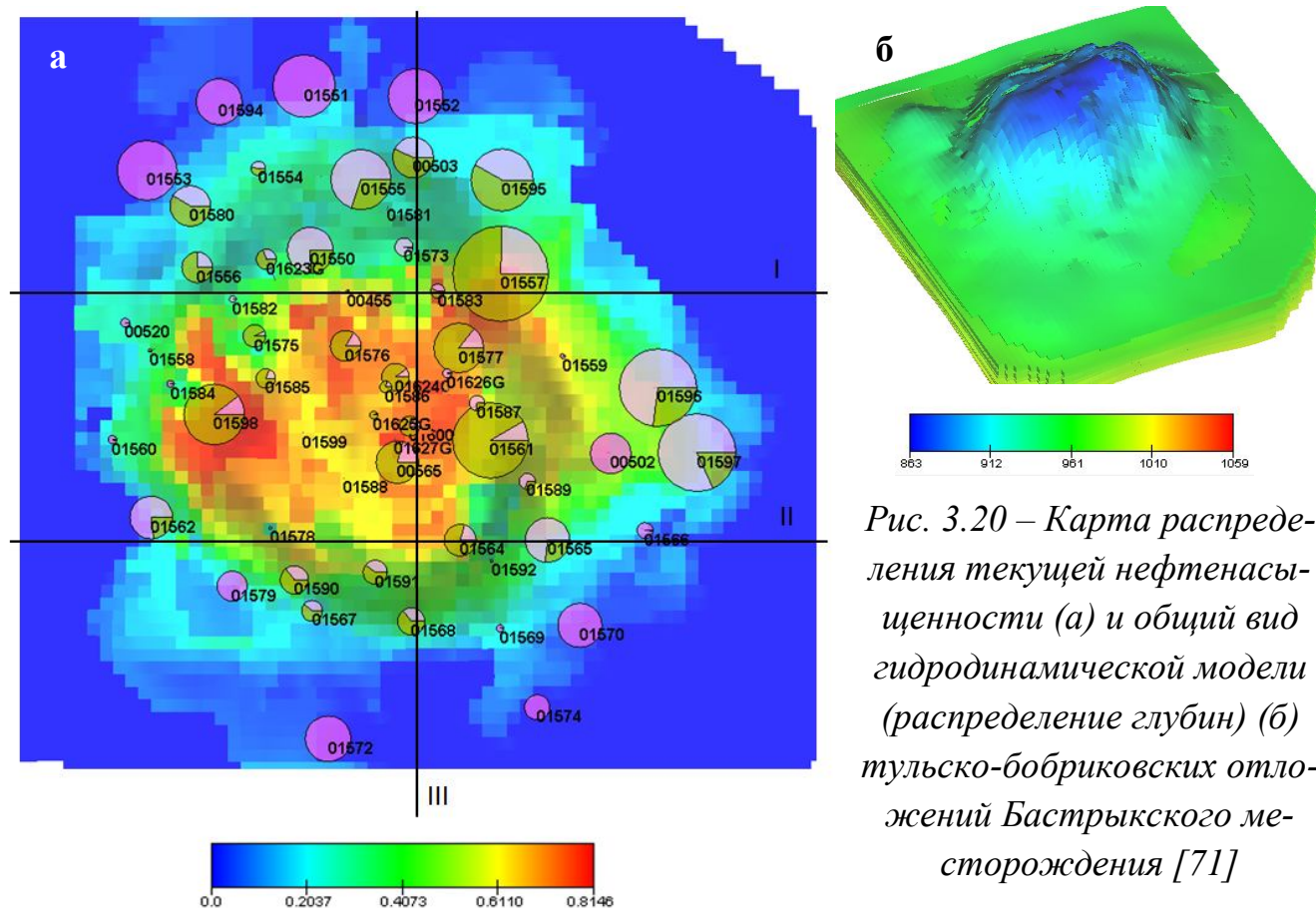


Рис. 3.20 – Карта распределения текущей нефтенасыщенности (а) и общий вид гидродинамической модели (распределение глубин) (б) тульско-бобриковских отложений Бастрыковского месторождения [71]

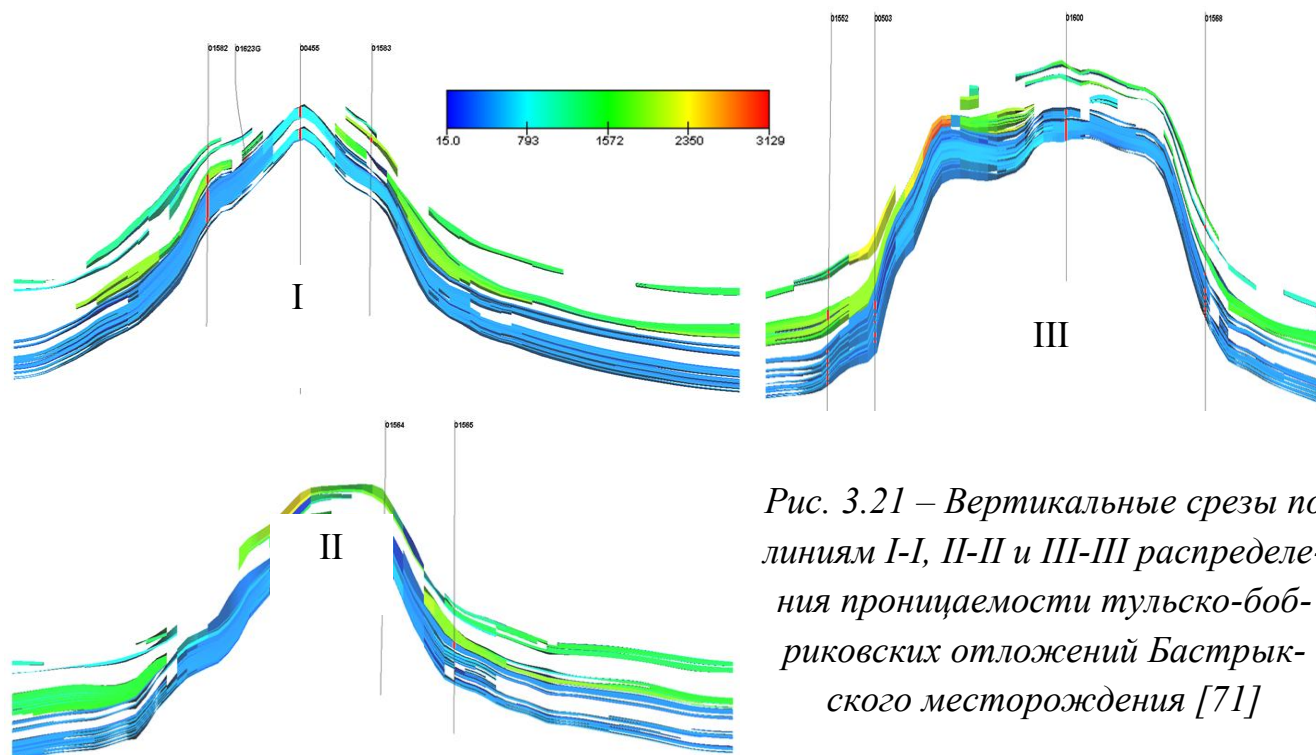


Рис. 3.21 – Вертикальные срезы по линиям I-I, II-II и III-III распределения проницаемости тульско-бобриковских отложений Бастрыковского месторождения [71]

Используя результаты лабораторных экспериментов (см. гл. 3.2.2) – изменения проницаемости породы при фильтрации одной фазы (воды), данные были пересчитаны в зависимость множителя изменения ОФП по воде от концентрации низкоминерализованной закачиваемой воды в породе (рис. 3.22). При максимальной концентрации в пласте закачиваемой низкоминерализованной воды (1,0) ОФП по воде снижается примерно в 5 раз [51], т.е. множитель равен 0,2 д.ед., что типично для песчаников [68].

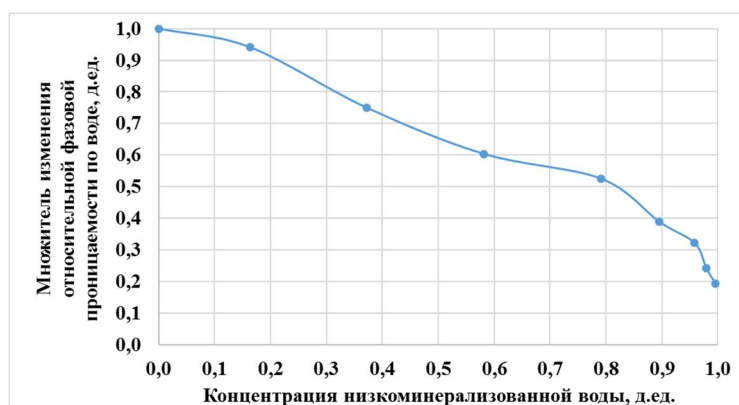


Рис. 3.22 – Зависимость множителя изменения ОФП по воде от концентрации в пласте низкоминерализованной закачиваемой воды тульско-бобриковских отложений Бастрыковского месторождения (функция Tracer)

3.2.4 Результаты гидродинамического моделирования

В результате адаптации гидродинамической модели к истории разработки с учетом закачки низкоминерализованной и пластовой вод были получены кривые ОФП по зависимости Corey (рис. 3.23, табл. 3.10).

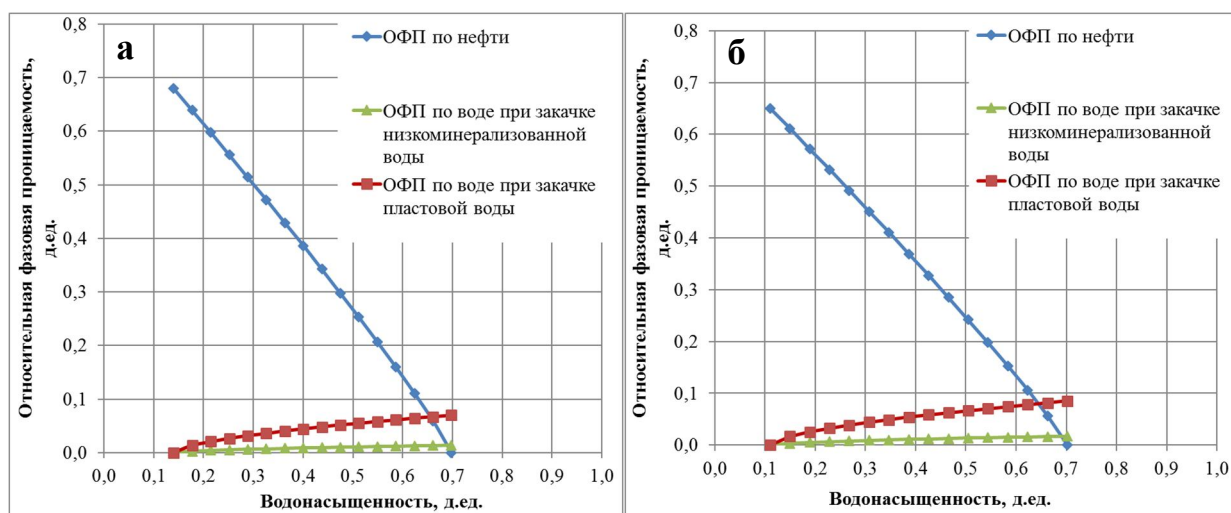


Рис. 3.23 – Зависимости ОФП по тульскому (а) и бобриковскому (б) горизонтам Бастрьковского месторождения по результатам адаптации гидродинамической модели

Таблица 3.10 – Значения параметров зависимости Corey по тульскому и бобриковскому горизонтам Бастрьковского месторождения по результатам адаптации гидродинамической модели

Параметр	Обозначение	Пластовая вода		Низкоминерализованная вода	
		тульск.	бобрик.	тульск.	бобрик.
Начальная водонасыщенность	S_{wi}	0,14	0,11	0,14	0,11
Остаточная нефтенасыщенность	S_{or}	0,30	0,30	0,30	0,30
ОФП по нефти при начальной водонасыщенности	K_{rowi}	0,68	0,65	0,68	0,65
ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности	K_{rwor}	0,070	0,085	0,014	0,017
Показатель степени для воды	N_w	0,6	0,6	0,6	0,6
Показатель степени для нефти	N_o	0,9	0,9	0,9	0,9

На рис. 3.24 приведены графики адаптации модели (значения – в пластовых условиях). Квадрат коэффициента корреляции показателей годовой добычи – в пределах 0,92-0,95 д.ед., среднего забойного давления добывающих скважин – 0,92 д.ед., накопленная добыча нефти по модели – 1688,3 тыс м³, что меньше фактической (1713,7 тыс м³) на 1,5%, добыча жидкости и закачка адаптированы со 100% точностью, КИН по модели составил 0,252 д.ед., что меньше фактического на 0,004 д.ед. Таким образом, модель низкоминерализованного заводнения достаточно точно адаптирована как по добыче и закачке, так и по забойным давлениям [71].

Для оценки прироста КИН адаптированная модель пересчитывалась с начала разработки без функции Tracer, т.е. без изменения фазовой проницаемости по воде,

что соответствует закачке только пластовой воды. Результаты расчёта в сравнении с низкоминерализованным заводнением приведены на **рис. 3.25**.

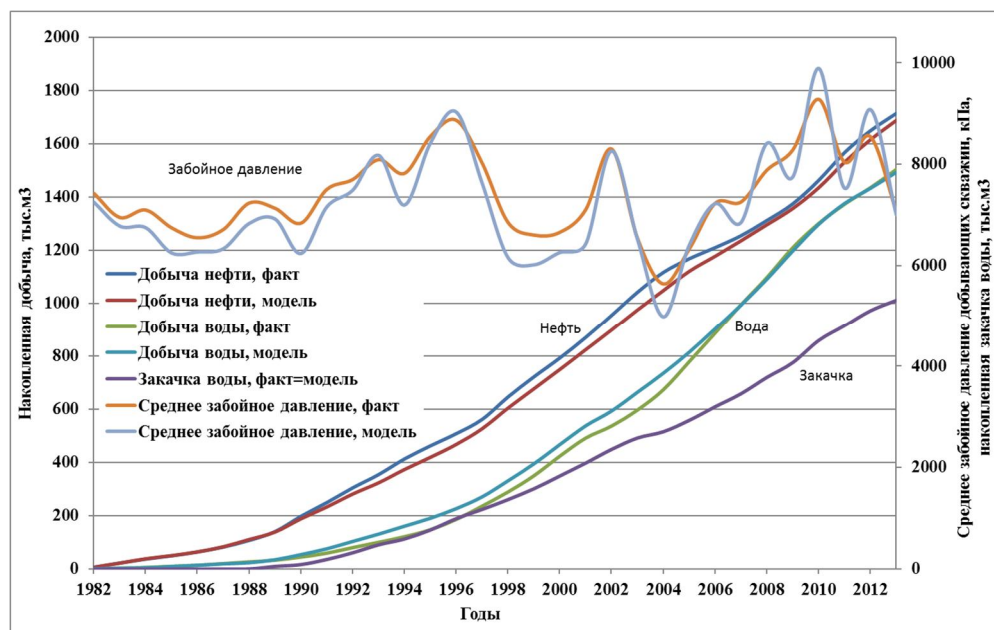


Рис. 3.24 – Графики адаптации модели низкоминерализованного заводнения к истории разработки тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения

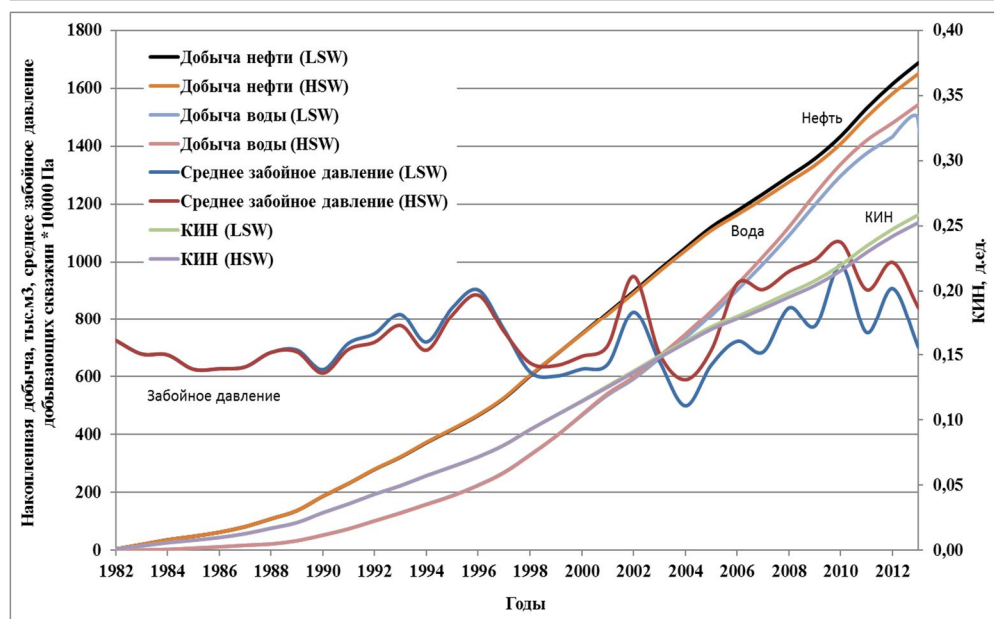


Рис. 3.25 – Динамика показателей разработки двух вариантов расчёта для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения: закачки низкоминерализованной воды (LSW) и пластовой воды (HSW)

За счёт закачки низкоминерализованной воды:

- дополнительная добыча нефти с начала разработки составила 38,7 тыс. м³ или 2,3% от накопленной добычи нефти;
- было добыто на 51,3 тыс. м³ или 3,4% меньше воды;
- прирост нефтеотдачи составил всего 0,6% [71].

Анализ прироста добычи нефти от низкоминерализованного заводнения показывает, что эффект наблюдался при обводнённости продукции скважин более 45% (**рис. 3.26**).

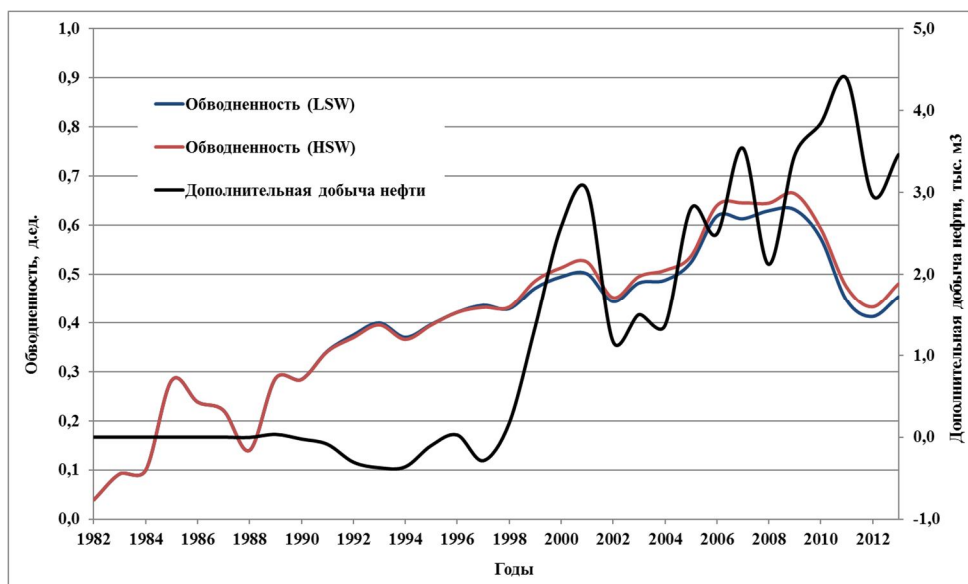


Рис. 3.26 – Дополнительная добыча нефти и сравнение обводнённости для тульско-бобриковских отложений Бастрьковского месторождения при закачке низкоминерализованной воды (LSW) и пластовой воды (HSW)

Для оценки результатов моделирования низкоминерализованного заводнения также были рассчитаны показатели для пятиточечного двухслойного элемента размером 200х200 м с характерными для тульского и бобриковского горизонтов средними геолого-физическими характеристиками. Результаты показали значительную задержку в прорыве воды за счёт низкоминерализованного заводнения и прирост нефтеотдачи на 8,7% [51], что согласуется с результатами других подобных расчётов [126].

Разница в приросте нефтеотдачи при моделировании залежи и пятиточечного элемента объясняется тем, что на реальной залежи [124]:

- заводнение было осуществлено после достижения обводнённости продукции скважин 30%, т.е. вытеснение нефти происходило при текущей водонасыщенности выше начальной;

- закачка велась в законтурную область, закачиваемая вода доходила в основном только до приконтурных скважин, тогда как центральная часть залежи оставалась практически не охваченной заводнением. Аналогичная ситуация наблюдалась на соседнем Зычевашском месторождении [63, 101];

- 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 повышения КИН от низкоминерализованного заводнения в терригенных коллекторах состоит в повышении

охвата, то приконтурные добывающие скважины уже работали в оптимальном с точки зрения охвата режиме, что и не привело к существенному эффекту. Аналогично – на Зычешашском месторождении [63, 101];

- после реализации заводнения в течении 10 лет наблюдался отрицательный эффект (**рис. 3.26**), что вызвано худшей передачей давления при закачке низкоминерализованной воды. Страгивание частиц тормозит продвижение закачиваемой воды, что приводит к определенному снижению пластового давления в зоне отбора добывающих скважин. Затем, после достижения фронтом низкоминерализованной воды добывающих скважин, эффект начинает проявляться.

Таким образом, для тульско-бобриковских отложений Бастрьковского месторождения в настоящее время рекомендуется создание очага закачки низкоминерализованной воды в центральной части залежи.

Выводы к главе 3

1. Проведены керновые исследования, показавшие наличие миграции частиц и снижение ОФП по воде при закачке низкоминерализованной воды для условий кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения в 2,6 раза и для тульско-бобриковского горизонта Бастрьковского месторождения в 4,8 раза.

2. Лабораторными исследованиями обнаружено, что для терригенных коллекторов рассматриваемых месторождений при низкоминерализованном заводнении характерно снижение ОФП по воде при высоких значениях водонасыщенности. Аналогичный эффект был обнаружен и зарубежными исследователями. 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.

3. Для адаптации гидродинамической модели к истории разработки с учетом закачки низкоминерализованной воды и миграции частиц, разработана методика, включающая:

а) проведение керновых исследований на насыщенном пластовой водой образце с последовательным уменьшением минерализации закачиваемой воды. На основе этого получают зависимость снижения абсолютной проницаемости коллектора от концентрации низкоминерализованной воды в пласте;

б) нахождение отношения между ОФП по воде, полученными в результате двух вариантов нефтевытеснения – пластовой и низкоминерализованной водами;

в) объединяя результаты (а) и (б) получают функцию изменения ОФП по воде от концентрации низкоминерализованной закачиваемой воды в пласте.

4. Для оценки прироста нефтеотдачи за счёт низкоминерализованного заводнения предложен метод, заключающийся в пересчёте истории разработки без учета функций изменения ОФП по воде, т.е. при гипотетической закачке только пластовой или сточной вод. Сравнение двух вариантов заводнения позволило оценить фактический прирост нефтеотдачи и влияние на эффективность разработки на рассматриваемых месторождениях низкоминерализованного заводнения.

5. Для условий кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения прирост нефтеотдачи составил 3,5%. Эффект наблюдался в диапазоне обводнённости продукции скважин от 20% до 90%. При обводнённости менее 20% снижалась проницаемость участков нефтенасыщенного коллектора, происходило некоторое уменьшение пластового давления в зоне отбора добывающих скважин. Кроме того, промытые зоны отсутствовали, закачиваемая низкоминерализованная вода не могла их заблокировать и, соответственно, повысить охват. При значениях обводнённости более 90% накопленный эффект начал снижаться ввиду того, что коэффициенты вытеснения при закачке низкоминерализованной и пластовой вод одинаковы, а коэффициенты охвата постепенно выравниваются, что четко прослеживается при керновых исследованиях. Тем не менее объём 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 обводнённость добывающих скважин находится в пределах 20-90%, а также для добывающих скважин в качестве технологии водоограничения.

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

7. Для условий залежи тульско-бобриковских отложений Бастрьковского месторождения прирост нефтеотдачи составил всего 0,6%. Эффект наблюдался при обводнённости продукции скважин более 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. В целом, 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 повышения нефтеотдачи от низкоминерализованного заводнения в терригенных коллекторах состоит в повышении охвата, то приконтурные добывающие скважины уже работали в оптимальном с точки зрения охвата пласта заводнением режиме, что и не привело к существенному эффекту. Отрицательный эффект при обводнённости менее 45% связан с худшей передачей давления при закачке низкоминерализованной воды. Страгивание частиц тормозит продвижение закачиваемой воды, что приводит к определенному 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 Бастрьковского месторождения рекомендуется создание очага закачки низкоминерализованной воды в центральной части залежи.

4 ПРИМЕНЕНИЕ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В данном разделе проводится оценка прироста нефтеотдачи за счёт закачки низкоминерализованной воды в карбонатные коллектора башкирских отложений Ромашкинского и Архангельского месторождений. На данных месторождениях велась закачка низкоминерализованной воды, однако её воздействие с точки зрения влияния на нефтеотдачу не изучалось. Последовательность работ аналогична гл. 3: проведены лабораторные керновые исследования по определению изменения контактного угла смачивания и снижению остаточной нефтенасыщенности (S_{or}), на основе которых построены гидродинамические модели с функцией изменения остаточной нефтенасыщенности и адаптированы к истории разработки с учётом фактически закачанных объёмов низкоминерализованной воды. В конце адаптированные модели пересчитывались с закачкой пластовой воды, т.е. без функции изменения остаточной нефтенасыщенности. По полученным результатам сделаны выводы о фактической дополнительной добыче нефти на рассматриваемых объектах месторождений и влияния на систему разработки.

4.1 Оценка прироста добычи нефти за счёт закачки низкоминерализованной воды в башкирские отложения Ромашкинского месторождения (на примере опытных участков)

4.1.1 Краткая характеристика башкирского яруса Ромашкинского месторождения и реализуемой на опытных участках системы заводнения

Продуктивными на месторождении являются большинство нефтеносных горизонтов геологического разреза Татарстана. На долю башкирского яруса приходится около 4% от начальных геологических запасов месторождения. Тем не менее данные запасы значительно превышают запасы башкирского яруса остальных месторождений РТ [2]. Учитывая, что текущий КИН башкирского яруса Ромашкинского месторождения составляет всего 5%, повышение эффективности разработки

данного объекта является одной из ключевых. В **табл.4.1** приведены геолого-физические характеристики рассматриваемых башкирских отложений.

Таблица 4.1 – Геолого-физические характеристики башкирского яруса Ромашкинского месторождения

Параметр	Размерность	Значение
Средняя глубина залегания кровли	м	875
Абсолютная отметка ВНК	м	-543
Средняя общая толщина	м	10,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	5,0
Средний коэффициент пористости	д.ед.	0,129
Средняя проницаемость	мкм ²	0,177
Коэффициент начальной водонасыщенности	д.ед.	0,17
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности	д.ед.	0,36
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,569
Расчленённость	д.ед.	3,2
Начальная пластовая температура	°С	23
Начальное пластовое давление	МПа	7,1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	49,0
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	879
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	910
Объёмный коэффициент нефти	д.ед.	1,034
Давление насыщения нефти газом	МПа	1,0
Газосодержание	м ³ /т	5,0
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,1
Плотность воды в пластовых условиях	г/см ³	1040

В работе рассматривается район двух опытных участков №2 и №4 залежи 302 ввиду наиболее развитой здесь системы заводнения и закачке низкоминерализованной воды, а также наличия большого количества исследований. Рассматриваемый участок введен в разработку в 1976 г., в настоящее время находится на третьей стадии, максимальная добыча нефти достигнута в 1984 г. [2]. По состоянию на 01.01.2015 г. в эксплуатации перебувало 67 скважин, в т.ч. 54 добывающих и 13 нагнетательных. Размещение скважин приведено на **рис. 4.1**. Всего добыто при переводе в пластовые условия 401,4 тыс.м³ нефти и 1296,4 тыс.м³ жидкости, обводнённость составляет 79,1%, текущий КИН – 0,249 д.ед., ВНФ – 2,2 д.ед. Годовая добыча нефти за 2014 г. – 7,5 тыс.м³, жидкости – 28,5 тыс.м³. Среднесуточный дебит нефти – 1,0 м³/сут, жидкости – 3,9 м³/сут.

4.1.2 Результаты лабораторного моделирования и расчёта фазовых проницаемостей

Керн был отобран из вертикальной скважины №35379 (на участке 722-725 м, башкирский ярус) и горизонтальной скважины 38182Г (на участке 1142-1149 м, башкирский ярус). Нефть использовалась разгазированная со скважины №35284.

Ионный состав пластовой воды и воды с Карабашского водохранилища значительно отличается. Для того, чтобы приготовить воду в лабораторных условиях по известному ионному составу воды с месторождения и водохранилища, был использован метод материального баланса через пересчёт молекулярного веса каждой соли. Соли использовались чистые, без примесей. В среднем общая минерализация пластовой воды башкирского яруса была принята 56,7 г/л, плотность 1037,0 кг/м³. Общая минерализация пресной или низкоминерализованной воды, закачиваемой в коллектора башкирского яруса, была принята 0,85 г/л, плотность 998,4 кг/м³. В табл. 4.2 приведён ионный состав пластовой и низкоминерализованной вод по данным замеров проб. В табл. 4.3 представлен состав солей искусственной пластовой и низкоминерализованной вод, приготовленных в лаборатории.

Для пластовой воды рН=7,0 д.ед., ионная сила 1,13 моль/л, коэффициент активности моновалентных ионов 0,552 д.ед., коэффициент активности дивалентных ионов 0,093 д.ед., удельная электропроводность 69,65 мСм/см. Для низкоминерализованной воды рН=7,5 д.ед., ионная сила 0,0179 моль/л, коэффициент активности моновалентных ионов 0,873 д.ед., коэффициент активности дивалентных ионов 0,581 д.ед., удельная электропроводность 1,027 мСм/см.

Таблица 4.2 – Ионный состав пластовой и низкоминерализованной воды башкирского яруса Ромашкинского месторождения

Ионы	Концентрация, г/л	
	Пластовая вода	Низкоминерализованная вода
Cl ⁻	31,66	0,21
SO ₄ ²⁻	3,60	0,11
HCO ³⁻	0,33	0,28
Ca ²⁺	3,33	0,10
Mg ²⁺	0,94	0,035
Na ⁺	16,82	0,11

Таблица 4.3 – Состав солей искусственной пластовой и низкоминерализованной воды для проведения лабораторных исследований

Соль	Молекулярный вес, г/моль	Концентрация, г/л	
		Пластовая вода	Низкоминерализованная вода
NaCl	58,439	42,3566	0,0201
MgCl ₂	95,205	0,0952	0,0281
MgSO ₄	120,367	4,5138	0,1378
CaCl ₂	110,978	9,2334	0,2769
NaHCO ₃	84,006	0,4536	0,3855
Всего		56,6526	0,8484

Для замера пористости был использован метод капиллярной пропитки. В **табл. 4.4** приведены результаты замеров геометрических параметров, порового объёма и пористости керна.

Таблица 4.4 – Характеристики рассматриваемых кернов

№ образца	Диаметр, см	Длина, см	Пористость, %	Проницаемость, мД
1	3,93	8,21	12,5	136,6
2	3,92	8,03	13,7	77,1
3	3,92	8,20	17,7	89,3
4	3,91	8,14	17,4	155,5
5	3,91	8,12	15,6	114,8
6	3,90	8,09	14,2	85,6
7	3,90	8,18	16,7	99,8

Плотность нефти была замерена на установке APPENDORF Research, случайная ошибка не превышает 0,6%, накопленная – не более 0,15%. Масса фиксированных объёмов нефти была определена на приборе METTLER-TOLEDO Model AB204-S. Измерения проводились при комнатной температуре 22°C. В результате было получено значение 897,1 кг/м³. Динамическая вязкость была замерена на ареометре PHYSICA Model MCR301 Rheometer при температурах от 20 до 25°C и составила соответственно 115,0 мПа·с и 92,0 мПа·с. При комнатной температуре 22°C, характерной для коллекторов башкирского яруса Ромашкинского месторождения, вязкость разгазированной нефти – 105,8 мПа·с.

Далее были проведены керновые тесты по последовательному нефтевытеснению пластовой и низкоминерализованной водами (см. гл. 2.3). Анализ собранной в ходе экспериментов информации показал, что при закачке низкоминерализованной воды миграция мелкодисперсных глинистых частиц отсутствует. Поэтому для

пересчёта данных лабораторного моделирования в фазовые проницаемости использовался метод JBN. В **табл. 4.5** представлены значения параметров формулы Corey для расчёта фазовых проницаемостей. На **рис. 4.2** приведены для примера ОФП по нефти и воде для одного из кернов (образец №1) при заводнении пластовой и низкоминерализованной водами.

Таблица 4.5 – Параметры ОФП по Corey по результатам керновых тестов для башкирских отложений Ромашкинского месторождения

Образец керна	Тип зака- чиваемой воды	Начальная водонасы- щенность, д.ед.	Остаточная нефтенасы- щенность, д.ед.	ОФП по нефти при начальной во- донасыщенности, д.ед.	ОФП по воде при остаточной нефте- насыщенности, д.ед.	Степень Corey по нефти, д.ед.	Степень Corey по воде, д.ед.
		S_{wi}	S_{or}	k_{rowi}	k_{rowor}	n_o	n_w
№1	HSW	0,17	0,37	0,99	0,075	1,9	1,1
	LSW	0,17	0,17	0,99	0,060	1,9	1,1
№2	HSW	0,16	0,39	0,98	0,083	2,0	1,3
	LSW	0,16	0,13	0,97	0,080	2,0	1,3
№3	HSW	0,13	0,33	0,95	0,078	1,9	1,2
	LSW	0,13	0,07	0,95	0,066	1,9	1,2
№4	HSW	0,16	0,38	0,99	0,089	1,8	1,6
	LSW	0,16	0,12	0,96	0,088	1,8	1,6
№5	HSW	0,18	0,37	0,98	0,055	2,1	1,4
	LSW	0,18	0,08	0,98	0,052	2,1	1,3
№6	HSW	0,17	0,33	0,98	0,061	2,0	1,1
	LSW	0,17	0,09	0,99	0,060	2,0	1,1
№7	HSW	0,19	0,32	0,99	0,077	2,2	1,1
	LSW	0,19	0,10	0,99	0,072	2,2	1,2
Среднее	HSW	0,17	0,36	0,98	0,074	2,0	1,3
	LSW	0,17	0,11	0,98	0,068	2,0	1,3

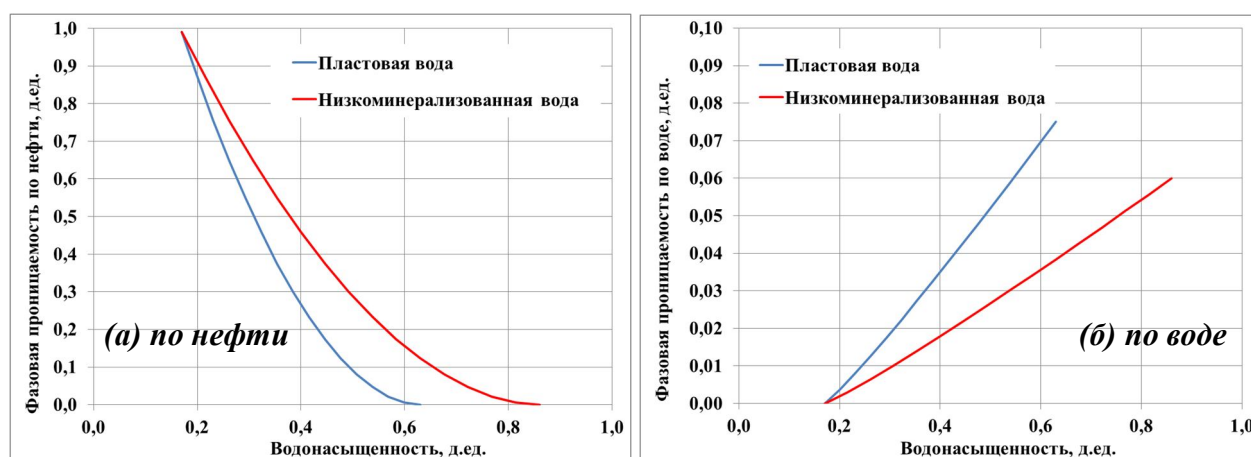


Рис. 4.2 – Зависимости ОФП по результатам лабораторных экспериментов (образец №1) для башкирских отложений Ромашкинского месторождения [4]

Из **табл. 4.5** видно, что в среднем S_{or} при закачке низкоминерализованной воды снизилась в 3,3 раза, незначительно уменьшилась ОФП по воде – в 1,1 раза, остальные параметры не изменились. Основной причиной снижения S_{or} является

изменение смачиваемости пор коллектора, их гидрофилизация в результате адсорбции активных ионов из закачиваемой низкоминерализованной воды. Контактный угол смачивания уменьшается, повышая скорость пропитки коллектора [4].

4.1.3 Зависимость контактного угла смачивания от минерализации воды

Для расчёта контактного угла смачивания в зависимости от минерализации воды, использовалась модель, основанная на обобщенной теории Юнга, которую в конце 40-х годов выполнили Derjaguin и Frumkin. Они предположили наличие тонкой смачивающей пленки между поверхностью породы и не смачивающей фазой. Суммарная энергия системы при этом оказывается меньше, чем в теории Юнга, где рассматривалась система, состоящая из твёрдой поверхности, смачивающейся двумя фазами. Расчёты контактного угла включают вычисления электростатических взаимодействий между указанными фазами и поверхностью (теория DLVO). Описание модели приведено в работах [53, 111].

Расчёты проведены для залежи №302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Исходные данные приняты из результатов лабораторного моделирования процесса нефтевытеснения на кернах данного объекта при различной минерализации закачиваемой воды (см. гл. 4.1.2). Результаты приведены на **рис. 4.3**, точками обозначены данные по лабораторным замерам угла смачивания.

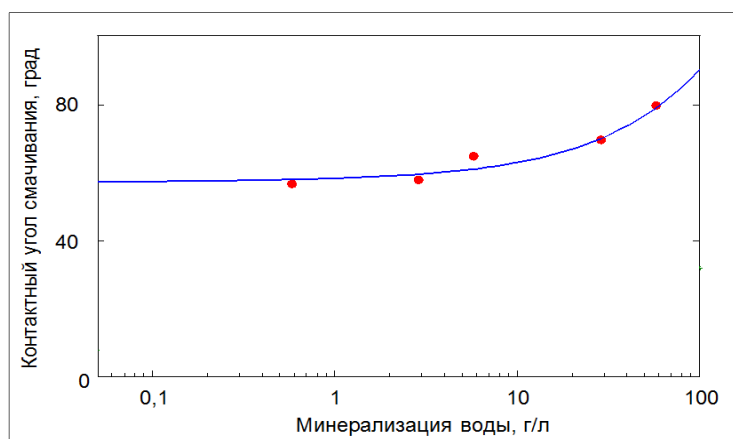


Рис. 4.3 – Зависимость контактного угла смачивания от минерализации воды для башкирского яруса Ромашкинского месторождения

Со снижением минерализации воды примерно с 60 г/л до 1 г/л, контактный угол смачивания уменьшается с 80° до 57° , т.е. в 1,4 раза, что согласуется с зарубежными исследованиями [67]. Соответственно скорость пропитки возрастет в 3,1 раза, т.к. зависимость от угла смачивания прямо пропорциональна и $\cos 57 / \cos 80 = 3,1$ д.ед.

4.1.4 Построение гидродинамической модели объекта

Первоначально по данным пробуренных на 01.01.2015 г. скважин была построена геологическая модель объекта в программе RMS. Геологические запасы нефти в пластовых условиях в целом по модели составили 19462 тыс. м³, по рассматриваемым участкам – 1615 тыс. м³, что больше на 1,2% по сравнению с запасами, рассчитанными объёмным методом. Далее геологическая модель была выгружена в Tempest More. Геолого-физические характеристики, закладываемые в гидродинамическую модель, приведены в **табл. 4.1**. Ввиду наличия гидродинамической связи башкирского яруса с нижележащим водоносным серпуховским ярусом через систему вертикальных трещин, данная особенность моделировалась увеличением порового объёма нижних водонасыщенных слоев, а также применением функции вертикальной связи между ячейками. На **рис. 4.4а** представлен общий вид гидродинамической модели, на **рис. 4.4б** – карта распределения начальной нефтенасыщенности модели, на **рис. 4.5** – вертикальные срезы вдоль линий I-I, II-II и III-III модели, показывающие распределение проницаемости.

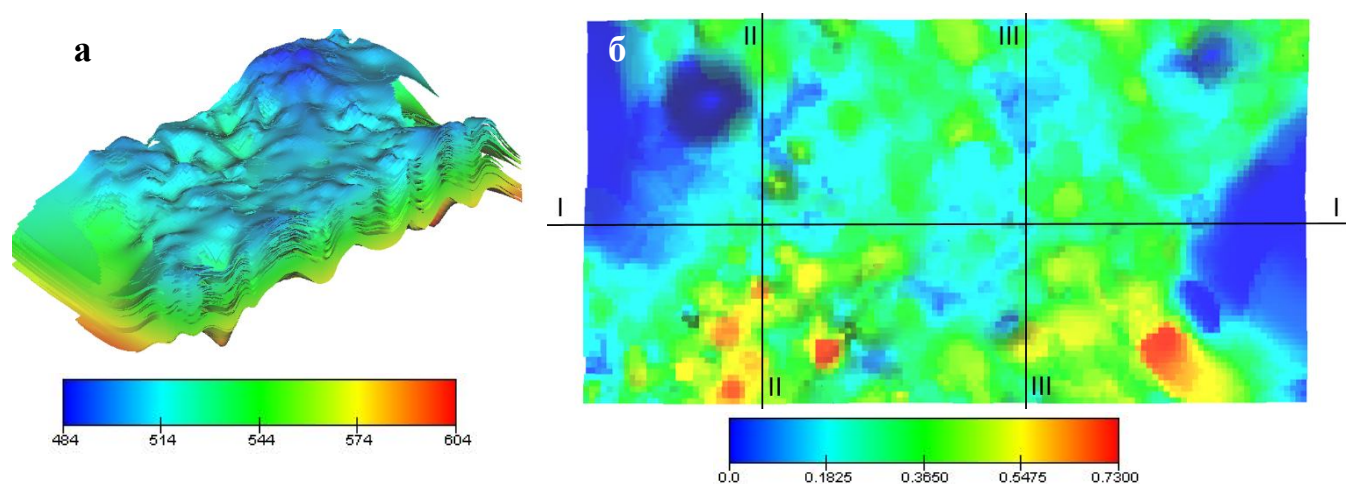


Рис. 4.4 – Общий вид участка гидродинамической модели (распределение глубин) (а) и карта распределения начальной нефтенасыщенности (б) башкирских отложений Ромашкинского месторождения

Аналогично работам, приведенным в гл. 3.1.3, 3.2.3, для моделирования низкоминерализованного заводнения башкирского объекта использовалась опция Tracer, позволяющая изменять насыщенность в зависимости от концентрации данной воды в пласте. Используя результаты лабораторных экспериментов и расчёта

контактного угла смачивания (см. гл. 4.1.2, 4.1.3) была построена зависимость множителя изменения нефтенасыщенности от концентрации низкоминерализованной закачиваемой воды в породе (**рис. 4.6**). При максимальной концентрации в пласте низкоминерализованной воды (1,0) нефтенасыщенность снижается в 3,3 раза, т.е. множитель равен 0,31 д.ед.

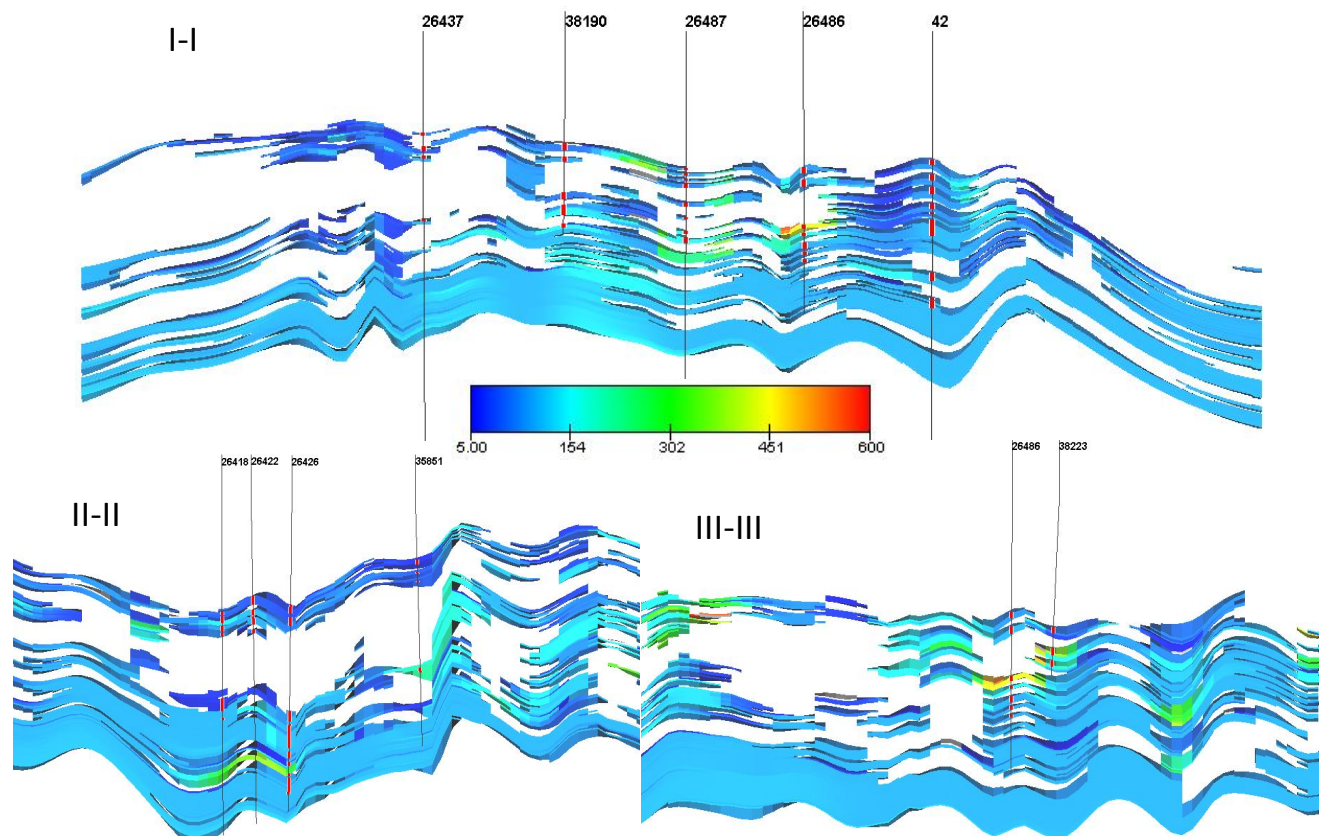


Рис. 4.5 – Вертикальные срезы по линиям I-I, II-II, III-III распределения проницаемости бакирских отложений Ромашкинского месторождения

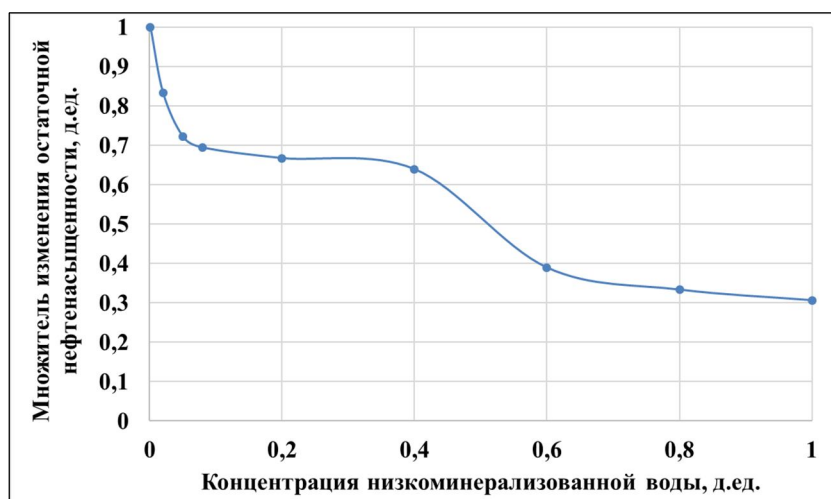


Рис. 4.6 – Зависимость множителя изменения остаточной нефтенасыщенности от концентрации в пласте низкоминерализованной воды для бакирских отложений Ромашкинского месторождения (функция Tracer)

4.1.5 Результаты гидродинамического моделирования

В результате адаптации гидродинамической модели к истории разработки с учётом закачки низкоминерализованной и пластовой вод были получены кривые ОФП по зависимости Corey (рис. 4.7, табл. 4.6). На рис. 4.8 приведена карта распределения концентрации закачанной низкоминерализованной воды (Tracer) на 01.01.2015 г., на рис. 4.9 – распределение нефтенасыщенности на 01.01.2015 г. по результатам адаптации модели, на рис. 4.10 – графики адаптации модели, значения приведены в пластовых условиях.

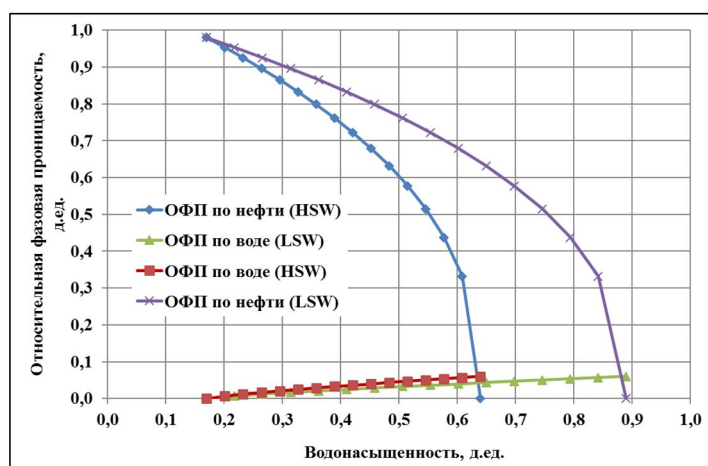


Рис. 4.7 – Зависимости ОФП по башкирскому ярусу Ромашкинского месторождения по результатам адаптации гидродинамической модели

Таблица 4.6 – Значения параметров зависимости Corey башкирскому ярусу Ромашкинского месторождения по результатам адаптации гидродинамической модели

Параметр	Обозначение	Пластовая вода	Низкоминерализованная вода
Начальная водонасыщенность	S_{wi}	0,17	0,17
Остаточная нефтенасыщенность	S_{or}	0,36	0,11
ОФП по нефти при начальной водонасыщенности	K_{rowi}	0,98	0,98
ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности	K_{rwor}	0,06	0,06
Показатель степени для воды	N_w	0,8	0,8
Показатель степени для нефти	N_o	0,4	0,4

Квадрат коэффициента корреляции показателей годовой добычи – в пределах 0,87-0,99 д.ед., среднего забойного давления добывающих скважин – 0,93 д.ед., накопленная добыча нефти по модели составляет 408,0 тыс м³, что выше фактической на 1,6%, добыча жидкости и закачка адаптированы со 100% точностью, КИН по модели составил 0,253 д.ед., что больше фактического на 0,004 д.ед. Таким образом, модель низкоминерализованного заводнения достаточно точно адаптирована как по добыче и закачке, так и по забойным давлениям.

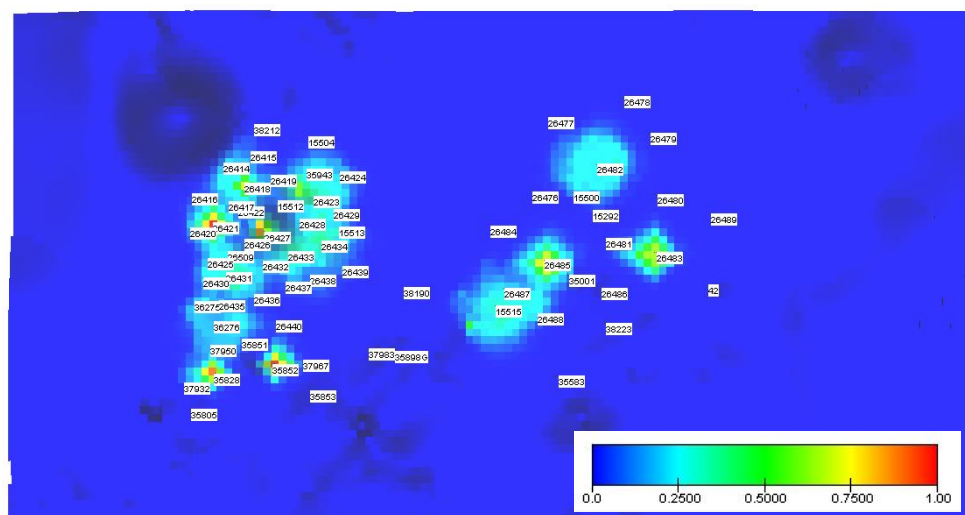


Рис. 4.8 – Карта распределения концентрации закачанной низкоминерализованной воды на 01.01.2015 г. в башкирские отложения Ромашкинского месторождения, опытные участки №2 и №4

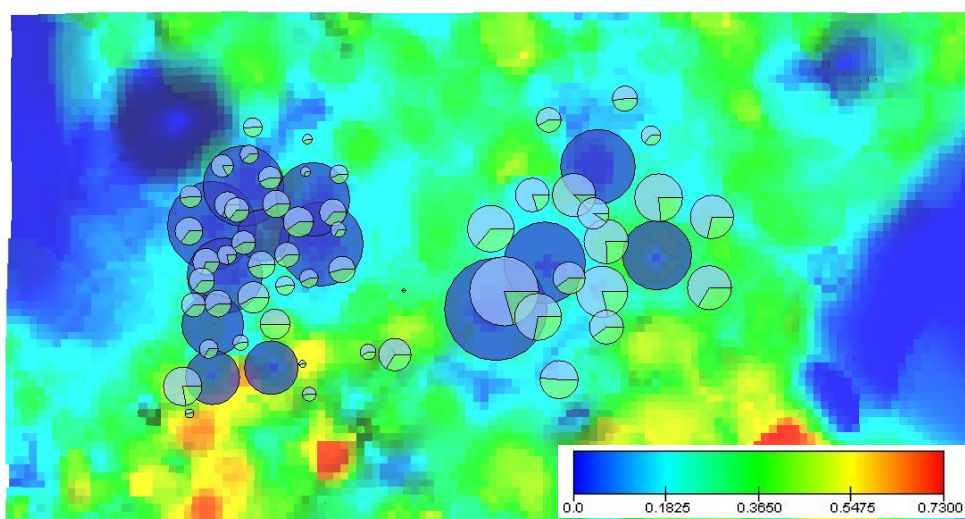


Рис.4.9 – Карта распределения нефтенасыщенности на 01.01.2015 г. башкирских отложений Ромашкинского месторождения, опытные участки №2 и №4

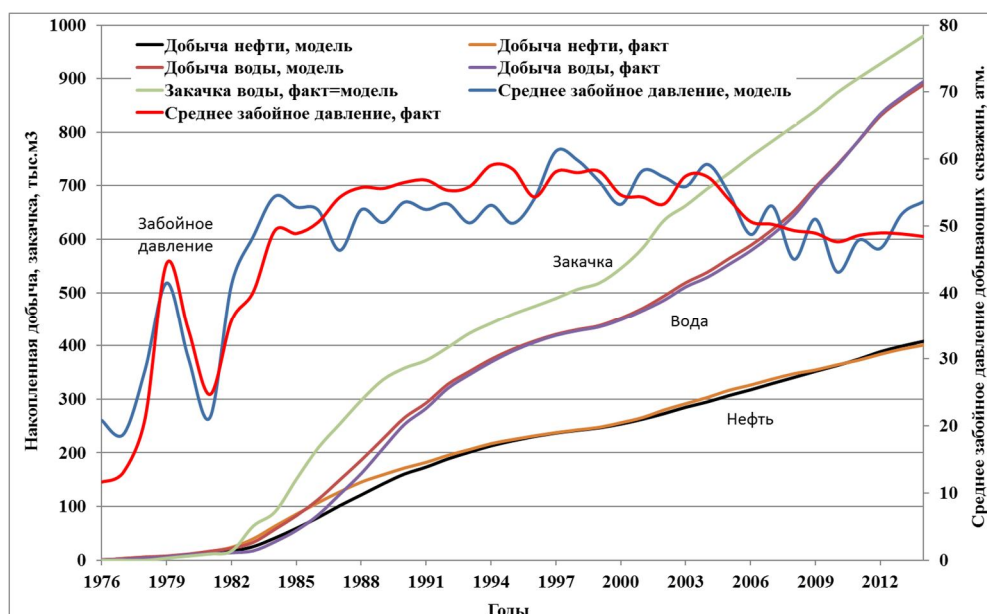


Рис. 4.10 – Графики адаптации модели низкоминерализованного заводнения к истории разработки башкирских отложений Ромашкинского месторождения, опытные участки №2 и №4

Для оценки прироста нефтеотдачи адаптированная гидродинамическая модель пересчитывалась с начала разработки без функции Tracer, т.е. без изменения остаточной нефтенасыщенности, что соответствует закачке только пластовой

воды. Результаты расчёта в сравнении с низкоминерализованным заводнением приведены на **рис.4.11**.

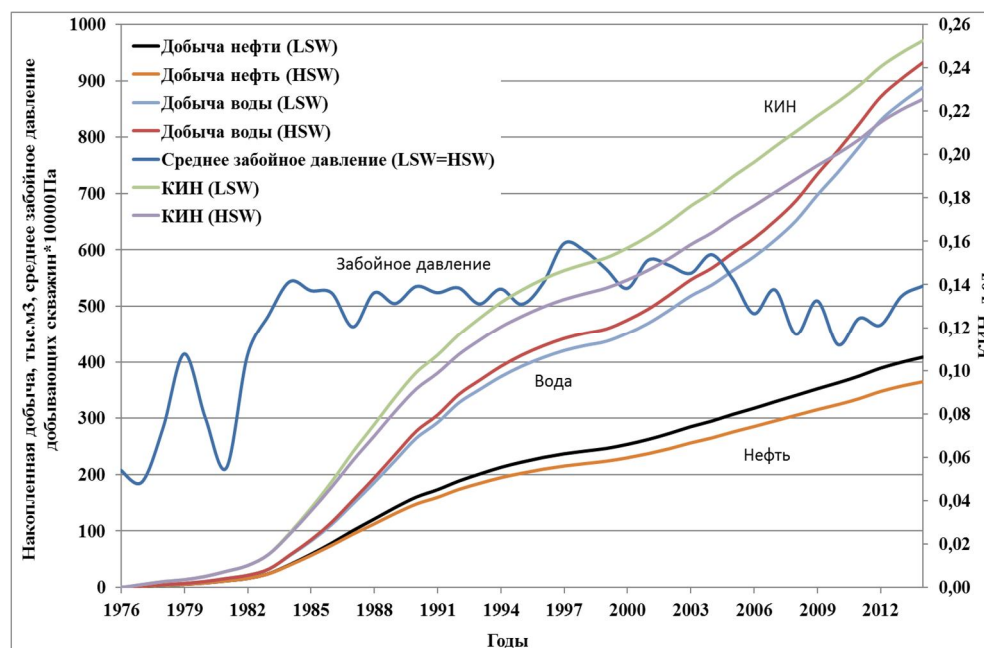


Рис. 4.11 – Динамика показателей разработки опытных участков №2 и №4 башкирских отложений Ромашкинского месторождения: при закачке низкоминерализованной (LSW) и пластовой вод (HSW)

За счёт закачки низкоминерализованной воды:

- дополнительная добыча нефти с начала разработки составила 20,7 тыс.м³ или 5,1% от накопленной добычи нефти;
- прирост нефтеотдачи составил 2,7% [4].

Несмотря на более чем трёхкратное снижение остаточной нефтенасыщенности при закачке низкоминерализованной воды по результатам лабораторных исследований, моделирование показало прирост всего 2,7%. Причиной этого являются:

- небольшие объёмы закачки. Накопленная компенсация отбора закачкой составляет всего 75,6%, а ввиду наличия достаточно обширных нижележащих водоносных зон, закачиваемая вода в больших объёмах уходит в данные зоны, не оказывая эффекта изменения смачиваемости;
- невысокая выработанность участков. Текущий КИН участков составляет 0,253 д.ед., однако при пересчёте на запасы всей модели (см. **рис. 4.4**), КИН равен всего 0,021 д.ед. В отличие от терригенных коллекторов с миграцией частиц, в карбонатных, воздействие низкоминерализованной воды снижает $S_{ог}$, следовательно, в процессе выработки запасов заводнением дополнительная нефтеотдача увеличивается

ется и достигает максимума при полной выработке коллектора. Поэтому значительных приростов нефтеотдачи следует ожидать на заключительных стадиях разработки и не менее 100% накопленной компенсации отбора закачкой.

Таким образом, для башкирских отложений Ромашкинского месторождения рекомендуется продолжить заводнение низкоминерализованной водой с увеличением объемов закачки и доведением накопленной компенсации до 100% и более. При этом не следует увеличивать давление закачки в нагнетательных скважинах, т.к. это приводит к раскрытию естественных трещин, большим объемам ухода закачиваемой воды в серпуховский ярус, снижению скорости пропитки и, соответственно, снижению эффекта от низкоминерализованного заводнения.

4.2 Оценка прироста добычи нефти за счёт закачки низкоминерализованной воды в башкирские отложения Архангельского месторождения

4.2.1 Краткая характеристика Архангельского месторождения и реализуемой на башкирском объекте системы заводнения

Продуктивными на месторождении являются отложения тульского-бобриковского (46% от начальных геологических запасов), верейского (11%), каширского (4%), алексинского (1%) горизонтов, башкирского (34%) и турнейского (4%) ярусов. Учитывая высокую выработанность тульско-бобриковских отложений, основную долю остаточных запасов составляют запасы нефти башкирского яруса (52%). Геолого-физические характеристики рассматриваемых башкирских отложений приведены в **табл. 4.7**.

На башкирском объекте выделяются 11 отдельных залежей. В работе рассматривается наиболее разрабатываемая из них с заводнением – Гремячинско-Киярлинского поднятия. Залежь полностью является водонефтяной. Разработка залежи начата в 1980 г., в настоящее время находится на второй стадии, максимальная добыча нефти достигнута в 2014 г. На 01.01.2015 г. отобрано 857,9 тыс.м³ нефти, 2036,5 тыс.м³ жидкости, обводнённость составляет 71,4%, КИН – 0,067 д.ед., ВНФ – 1.37 д.ед., всего перебивало в эксплуатации 78 добывающих и 12 нагнетательных скважин. Годовая добыча нефти за 2014 г. – 49,5 тыс. т., жидкости

– 173,2 тыс. т. Среднесуточный дебит нефти – 1,7 т/сут, жидкости – 4,3 т/сут. Размещение скважин приведено на картах накопленных отборов и закачки (рис. 4.12).

Таблица 4.7 – Геолого-физические характеристики бакирского яруса Архангельского месторождения

Параметр	Размерность	Значение
Средняя глубина залегания кровли	м	780
Средняя абсолютная отметка ВНК	м	-730-716
Средняя общая толщина	м	52,9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	11,8
Средний коэффициент пористости	д.ед.	0,13
Средняя проницаемость	мкм ²	0,193
Коэффициент начальной водонасыщенности	д.ед.	0,11
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности	д.ед.	0,41
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,49
Расчленённость	д.ед.	7,3
Начальная пластовая температура	°С	20
Начальное пластовое давление	МПа	7,8
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	435,1
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	925
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	937
Объёмный коэффициент нефти	д.ед.	1,02
Давление насыщения нефти газом	МПа	1,25
Газосодержание	м ³ /т	6,8
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,7
Плотность воды в пластовых условиях	г/см ³	1162,5

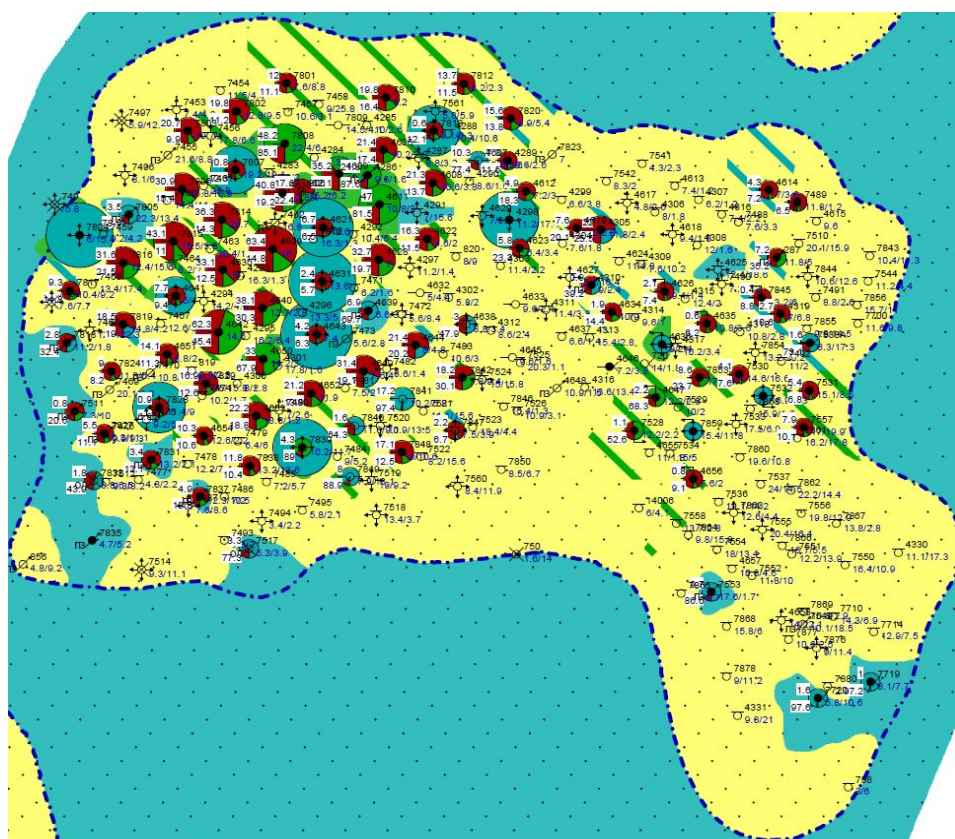


Рис. 4.12 – Карта накопленных отборов и закачки залежи бакирских отложений Архангельского месторождения

Через восемь лет после начала разработки пластовое давление снизилось до 7,3 МПа. Во избежание дальнейшего падения, с 1988 г. стали осуществлять внутриконтурное заводнение. Это позволило восстановить пластовое давление до 7,6-7,7 МПа. По состоянию на 01.01.2015 г. всего закачано 992,6 тыс м³ воды, в т.ч. 917,6 тыс м³ (92,4%) низкоминерализованной воды. В 2014 г. закачано 69,0 тыс м³ воды, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды – 48,7%, текущая – 39,8%. Очевидно, что основной эффект ППД идет со стороны подошвенной воды. Наличие вертикальных трещин и преимущественная гидрофобность коллектора приводит к уходу большей части закачиваемой воды в водоносную область, повышая давление в ней. В последующих главах рассматривается вопрос о том, привела ли закачка низкоминерализованной воды к повышению пропитки коллектора и, соответственно, дополнительной добыче нефти.

4.2.2 Результаты лабораторного моделирования и расчёта фазовых проницаемостей

Нефтенасыщенные керны башкирских отложений Архангельского месторождения отобраны с нескольких вертикальных скважин с глубины 989-996 м. Из полноразмерных кернов были выпилены 8 цилиндрических образцов диаметрами 2,53-2,56 см и длиной 3,95-3,98 см. По литотипу керны относятся к известнякам органогенно-детритовым. Измеренная пористость и абсолютная проницаемость составили соответственно 18,4-22,0% и 258-764 мД. Данные сведены в **табл. 4.8**.

Таблица 4.8 – Характеристики образцов керна башкирских отложений Архангельского месторождения

№ образца	Диаметр, см	Длина, см	Пористость, %	Проницаемость, мД
1	2,56	3,98	18,5	420
2	2,56	3,97	21,6	764
3	2,53	3,97	18,4	258
4	2,53	3,96	22,0	366
5	2,56	3,97	19,1	454
6	2,54	3,97	18,6	396
7	2,56	3,96	20,4	287
8	2,55	3,95	19,3	316

Для тестов были подготовлены искусственные воды по известному ионному составу пластовой воды (высокоминерализованная) и низкоминерализованной вод, применяемых для закачки на месторождении. Зная ионный состав данных вод и используя метод материального баланса, был пересчитан молекулярный состав высокоминерализованной и низкоминерализованной вод, что приведено в табл. 4.9.

Таблица 4.9 – Солевой состав искусственных пластовой и низкоминерализованной вод Архангельского месторождения

Соль	Молекулярный вес, г/моль	Концентрация, г/л	
		пластовая вода	низкоминерализованная вода
NaCl	58,439	153,205	0,0312
MgCl ₂	95,205	17,110	0,0346
MgSO ₄	120,367	2,145	0,1298
CaSO ₄	136,140	5,910	0,1063
CaCl ₂	110,978	30,875	0,3621
KCl	74,548	25,445	0,2887
Всего		234,690	0,9527

Для пластовой воды рН=7,1 д.ед., ионная сила 0,162 моль/л, удельная электропроводность 824,0 мСм/см. Для низкоминерализованной воды рН=7,5 д.ед., ионная сила 0,0243 моль/л, удельная электропроводность 2,147 мСм/см. Дегазированная нефть была использована со средней вязкостью 212 мПа·с при температуре 20°C. Средняя плотность нефти составила 937 кг/м³. На рис. 4.13 приведены результаты замеров вязкости и плотности нефти при различных температурах.

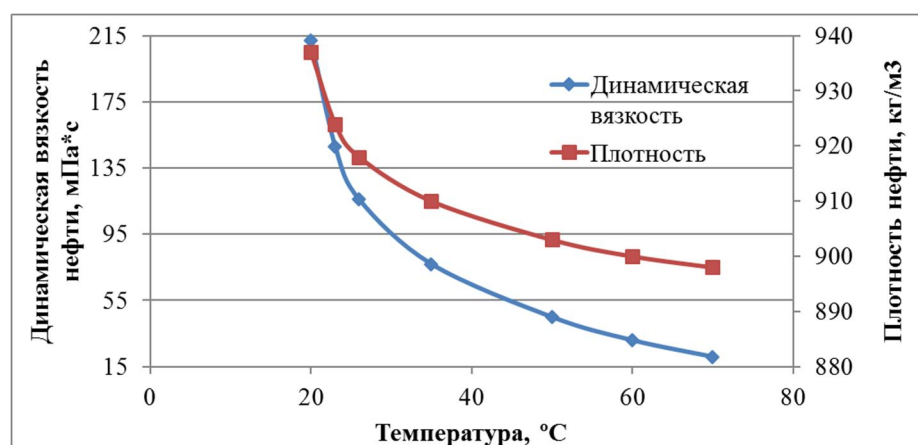


Рис. 4.13 – Зависимость динамической вязкости и плотности нефти от температуры для башкирских отложений Архангельского месторождения

Далее были проведены керновые тесты по последовательному нефтевытеснению пластовой и низкоминерализованной водами (см. гл. 2.3). Тесты проводились зимой при комнатной температуре в среднем 20°C. Анализ собранной в ходе

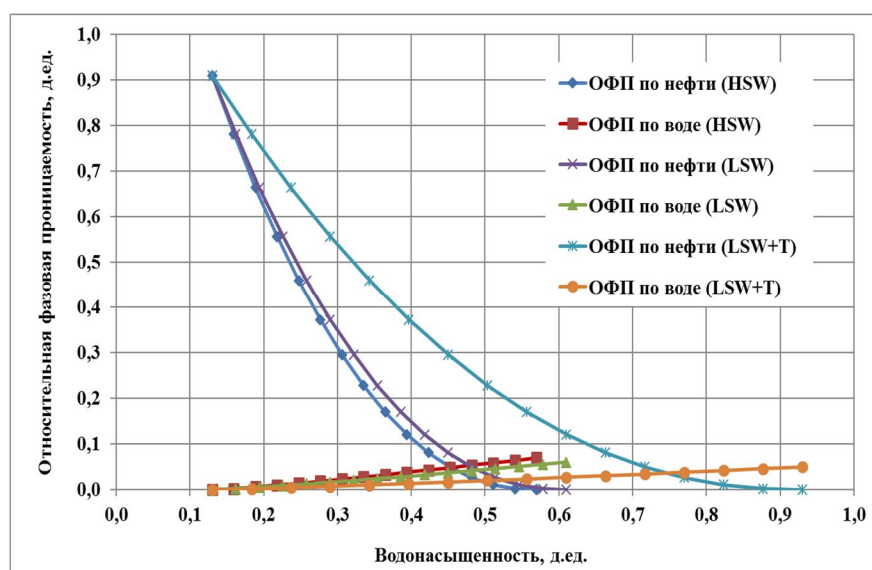
экспериментов информации показал, что при закачке низкоминерализованной воды миграция мелкодисперсных глинистых частиц отсутствует. Поэтому для пересчёта данных лабораторного моделирования в фазовые проницаемости использовался метод JBN. В **табл.4.10** приведены значения параметров формулы Corey для расчёта фазовых проницаемостей. На **рис. 4.14** представлены для примера ОФП по нефти и воде для из одного из кернов (образец №1) при заводнении пластовой и низкоминерализованной водами.

Таблица 4.10 – Параметры ОФП по Corey по результатам керновых тестов для башкирских отложений Архангельского месторождения

Образец керна	Тип закачивае- мой воды	Начальная водонасы- щенность, д.ед.	Остаточная нефтенасы- щенность, д.ед.	ОФП по нефти при начальной во- донасыщенности, д.ед.	ОФП по воде при остаточной нефте- насыщенности, д.ед.	Степень Corey по нефти, д.ед.	Степень Corey по воде, д.ед.
		S_{wi}	S_{or}	k_{rowi}	k_{rwor}	n_o	n_w
№1	HSW	0,13	0,43	0,91	0,07	2,2	1,2
	LSW	0,13	0,39	0,91	0,06	2,2	1,2
	LSW + T	0,13	0,07	0,91	0,05	2,2	1,2
№2	HSW	0,10	0,47	0,85	0,10	2,0	1,5
	LSW	0,10	0,45	0,86	0,10	2,0	1,5
	LSW + T	0,10	0,03	0,86	0,09	1,9	1,5
№3	HSW	0,11	0,38	0,94	0,08	1,8	1,1
	LSW	0,10	0,36	0,94	0,06	1,8	1,1
	LSW + T	0,10	0,08	0,94	0,06	1,8	1,1
№4	HSW	0,09	0,36	0,92	0,12	1,9	1,3
	LSW	0,09	0,31	0,92	0,12	1,9	1,2
	LSW + T	0,09	0,09	0,93	0,12	1,9	1,2
№5	HSW	0,12	0,41	0,84	0,10	1,9	1,3
	LSW	0,12	0,4	0,83	0,10	1,9	1,3
	LSW + T	0,12	0,06	0,83	0,10	1,9	1,2
№6	HSW	0,13	0,46	0,87	0,07	1,8	1,1
	LSW	0,12	0,4	0,87	0,06	1,8	1,2
	LSW + T	0,11	0,06	0,87	0,06	1,8	1,1
№7	HSW	0,10	0,34	0,89	0,06	2,0	1,4
	LSW	0,10	0,32	0,89	0,06	2,0	1,4
	LSW + T	0,10	0,04	0,88	0,05	2,0	1,4
№8	HSW	0,12	0,43	0,98	0,12	2,1	1,1
	LSW	0,12	0,39	0,97	0,11	2,1	1,1
	LSW + T	0,12	0,06	0,97	0,09	2,1	1,1
Среднее	HSW	0,11	0,41	0,90	0,09	2,0	1,3
	LSW	0,11	0,38	0,90	0,08	2,0	1,3
	LSW + T	0,11	0,06	0,90	0,08	2,0	1,2

Из **табл. 4.10** видно, что в среднем S_{or} при закачке низкоминерализованной воды снизилась всего в 1,1 раза, незначительно уменьшилась ОФП по воде – в 1,1 раза, остальные параметры не изменились. Основной причиной низкого эффекта,

т.е. небольшого снижения $S_{ог}$ является низкая температура и, соответственно, высокая вязкость нефти. При не высоких температурах скорость ионно-обменных процессов достаточно низкая, что не позволяет эффективно «удалять» тяжелые адсорбированные компоненты нефти с поверхности пор, которых тем больше, чем выше вязкость и плотность нефти. В связи с этим было предусмотрено проведение аналогичных тестов последовательного заводнения низкоминерализованной водой при температуре 70°C (после повторного нефтенасыщения и старения вслед за прокачкой низкоминерализованной воды при температуре 20°C). Для проведения исследований был использован термошкаф. Значение температуры 70°C было выбрано исходя из реальных температур на забое и теплопотерь по стволу скважины при закачке воды с поверхности при температуре близкой к 100°C. В **табл.4.10** приведены результаты экспериментов по всем кернам (см. LSW+T), на **рис. 4.14** – ОФП по нефти и воде для образца керна №1.



*HSW – пластовая вода,
LSW – низкоминерализованная вода,
LSW+T – низкоминерализованная вода при температуре 70°C*

Рис. 4.14 – Зависимости ОФП по результатам лабораторных экспериментов бакирских отложений (образец №1) Архангельского месторождения

Из **табл. 4.10** видно, что в среднем $S_{ог}$ при закачке низкоминерализованной воды при температуре 70°C снизилась значительно – в 6,3 раза, незначительно уменьшилась ОФП по воде – в 1,1 раза, остальные параметры не изменились. Таким образом, эксперименты подтверждают тот факт, что температура является катализатором для ионно-обменных процессов (см. гл. 1.2.2), ускоряя процесс гидрофиллизации коллектора.

4.2.3 Зависимость контактного угла смачивания от минерализации и температуры воды

Расчёты для условий яруса Архангельского месторождения проведены аналогично описанным в гл. 4.1.3. Исходные данные приняты из результатов лабораторного моделирования процесса нефтewытеснения на кернах данного объекта при различной минерализации и температуре закачиваемой воды (см. гл. 4.2.2). Результаты расчётов приведены на **рис.4.15**. Точками на рисунке обозначены данные по лабораторным замерам угла смачивания.

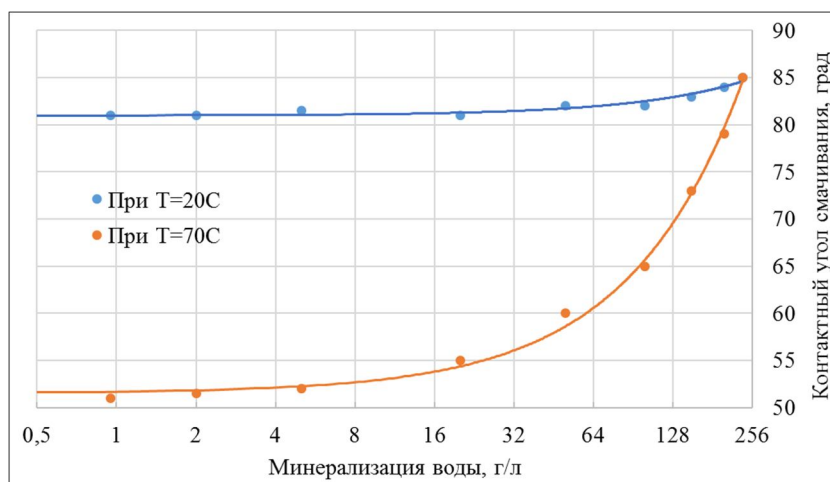


Рис. 4.15 – Зависимость контактного угла смачивания от минерализации и температуры воды для баширского яруса Архангельского месторождения

Со снижением минерализации воды с 235 г/л до 1 г/л, контактный угол смачивания уменьшается при пластовой температуре с 85° до 81° , т.е. в 1,05 раза, при этом $\cos 81 / \cos 85 = 1,8$, т.е. скорость пропитки возрастет в 1,8 раза. При температуре 70°C контактный угол смачивания уменьшается с 85° до 51° , т.е. в 1,7 раза, при этом $\cos 51 / \cos 85 = 7,2$, т.е. скорость пропитки увеличивается в 7,2 раза.

4.2.4 Построение гидродинамической модели объекта

Первоначально в программном продукте RMS по данным пробуренных на 01.01.2015 г. скважин была построена геологическая модель залежи. Геологические запасы нефти по модели составили 12889 тыс. м^3 , что больше на 1,7% по сравнению с запасами, рассчитанными объёмным методом при подсчёте запасов. На основе геологической была построена гидродинамическая модель, геолого-физические характеристики которой приведены в **табл. 4.7**. На **рис. 4.16а** представлен общий вид

гидродинамической модели, на **рис. 4.16б** – карта распределения начальной нефте-насыщенности модели, на **рис. 4.17** – вертикальные срезы вдоль линий I-I, II-II, III-III модели, показывающие распределение проницаемости.

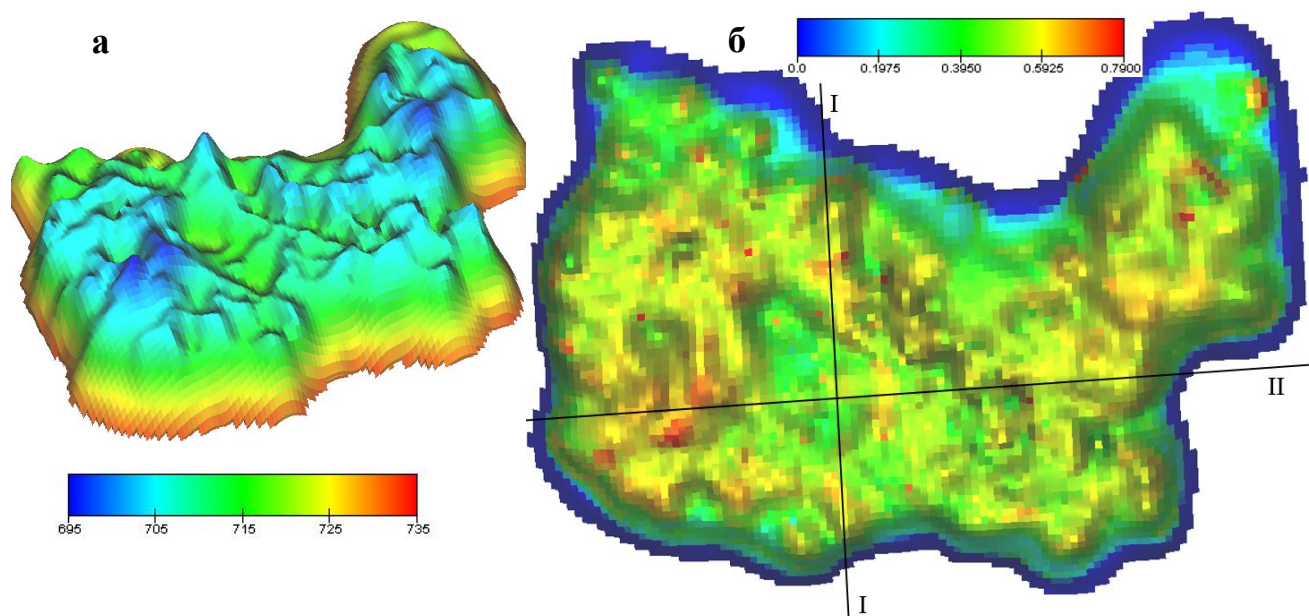


Рис. 4.16 – Общий вид гидродинамической модели (распределение глубин) (а) и карта распределения начальной нефтенасыщенности (б) башкирских отложений Архангельского месторождения

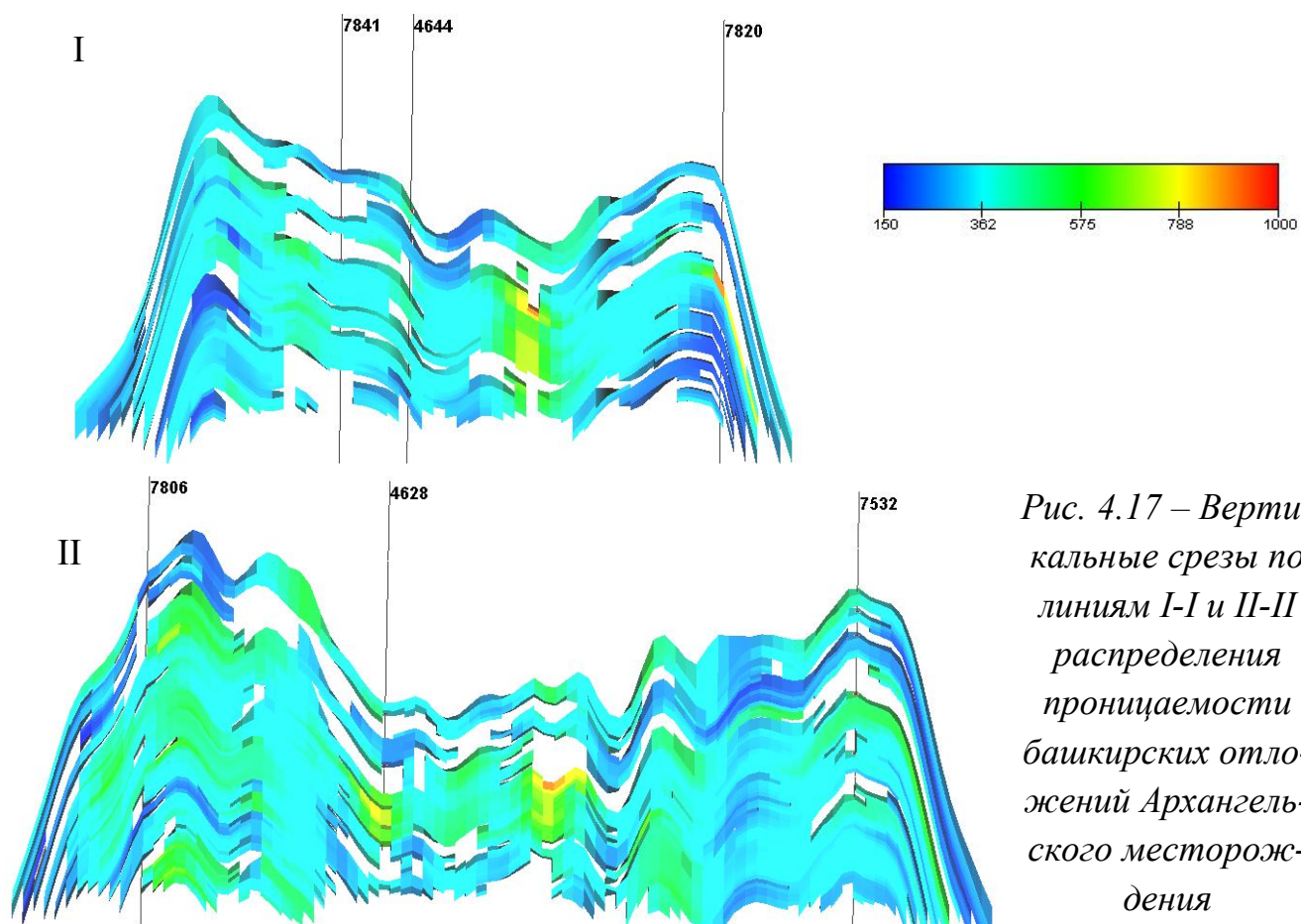


Рис. 4.17 – Вертикальные срезы по линиям I-I и II-II распределения проницаемости башкирских отложений Архангельского месторождения

Используя результаты лабораторных экспериментов и расчёта контактного угла смачивания (см. гл. 4.2.2, 4.2.3), была построена зависимость множителя изменения нефтенасыщенности от концентрации низкоминерализованной закачиваемой воды в породе, в т.ч. и при температуре 70°C (рис. 4.18). При максимальной концентрации в пласте низкоминерализованной воды (1,0) нефтенасыщенность снижается в 1,1 раза (т.е. множитель равен 0,91 д.ед.) при пластовой температуре и в 6,3 раза (0,15 д.ед.) при 70°C.

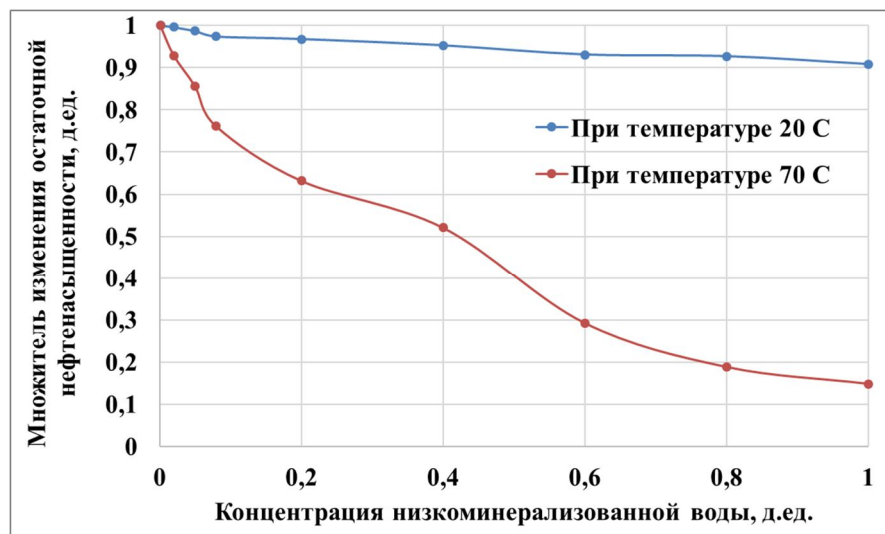


Рис. 4.18 – Зависимость множителя изменения остаточной нефтенасыщенности от концентрации в пласте низкоминерализованной закачиваемой воды бакирских отложений Архангельского месторождения (функция Tracer)

4.2.5 Результаты гидродинамического моделирования

В результате адаптации гидродинамической модели к истории разработки с учётом закачки низкоминерализованной и пластовой вод были получены кривые ОФП по зависимости Corey (рис. 4.19, табл. 4.11).

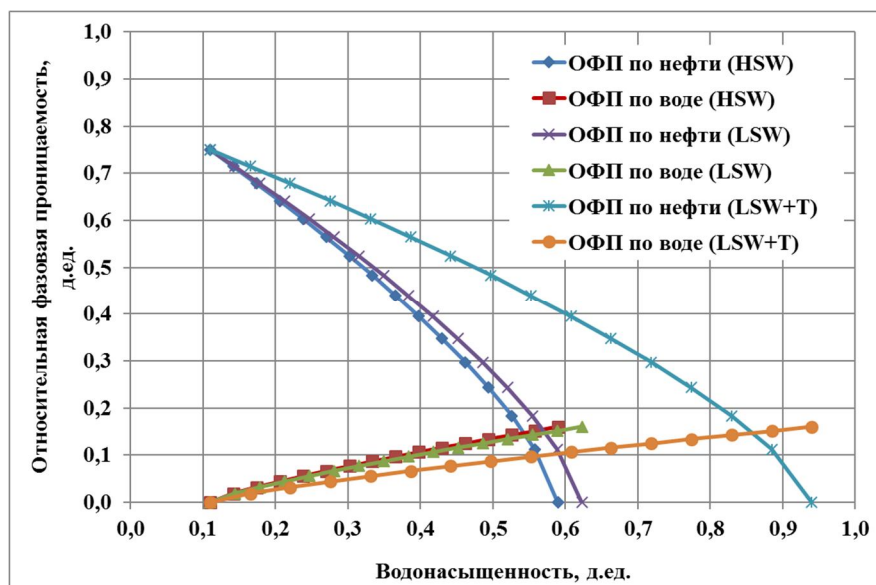


Рис.4.19 – Зависимости ОФП для залежи бакирских отложений Архангельского месторождения по результатам адаптации гидродинамической модели

Таблица 4.12 – Значения параметров зависимости Corey для залежи башкирских отложений Архангельского месторождения по результатам адаптации гидродинамической модели

Параметр	Обозначение	Пластовая вода	Низкоминерализованная вода	
			20°C	70°C
Начальная водонасыщенность	S_{wi}	0,11	0,11	0,11
Остаточная нефтенасыщенность	S_{or}	0,41	0,38	0,06
ОФП по нефти при начальной водонасыщенности	K_{rowi}	0,75	0,75	0,75
ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности	K_{rwor}	0,016	0,016	0,016
Показатель степени для воды	N_w	0,8	0,8	0,8
Показатель степени для нефти	N_o	0,7	0,7	0,7

На **рис. 4.20** приведена карта распределения концентрации закачанной низкоминерализованной воды (Tracer) на 01.01.2015 г., на **рис. 4.21** – распределение нефтенасыщенности на 01.01.2015 г. по результатам адаптации модели, на **рис. 4.22** – графики адаптации модели, значения приведены в пластовых условиях.

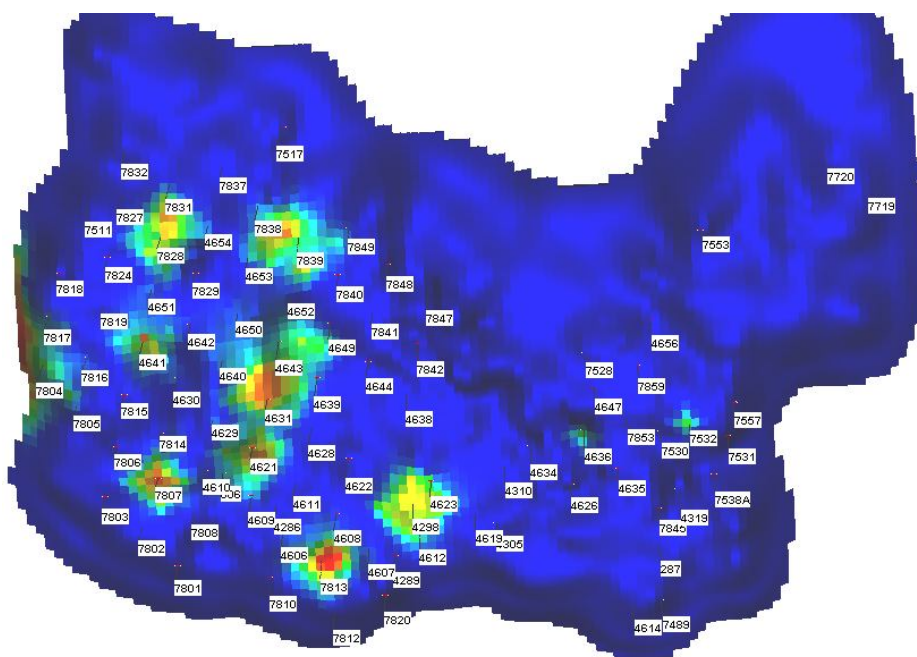


Рис. 4.20 – Карта распределения концентрации закачанной низкоминерализованной воды на 01.01.2015 г. в залежь башкирских отложений Архангельского месторождения

Квадрат коэффициента корреляции показателей годовой добычи – в пределах 0,98-0,99 д.ед., среднего забойного давления добывающих скважин – 0,97 д.ед., накопленная добыча нефти по модели составляет 835,9 тыс м³, что меньше фактической (857,9 тыс м³) на 2,6%, добыча жидкости и закачка адаптированы со 100% точностью, КИН по модели составил 0,065 д.ед., что меньше фактического на 0,002

д.ед. Таким образом, модель низкоминерализованного заводнения достаточно точно адаптирована как по добыче и закачке, так и по забойным давлениям.

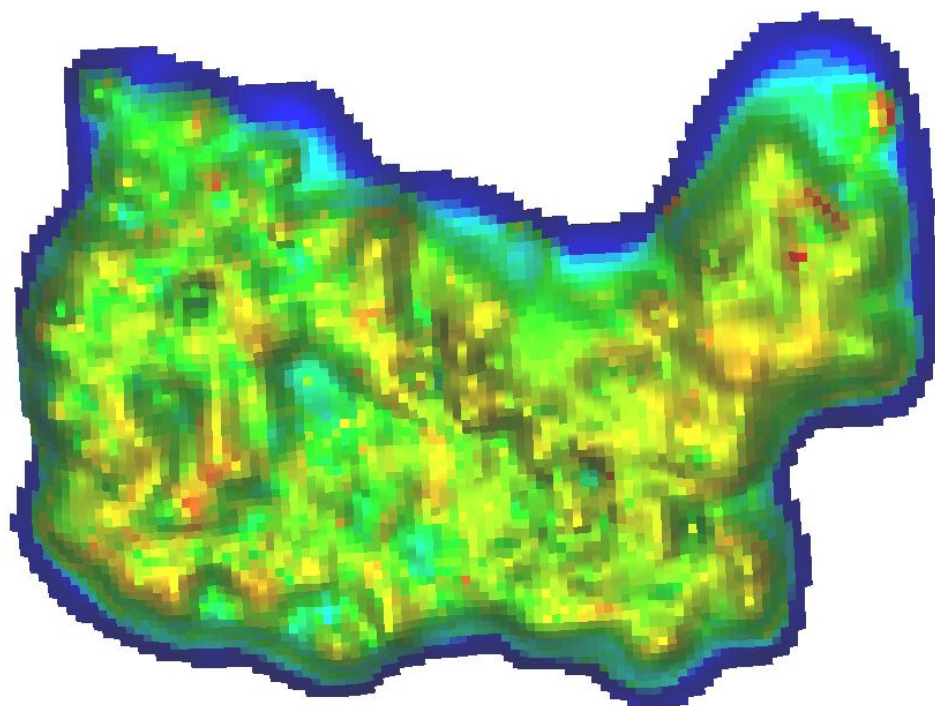


Рис. 4.21 – Карта распределения нефтенасыщенности на 01.01.2015 г. залежи башкирских отложений Архангельского месторождения

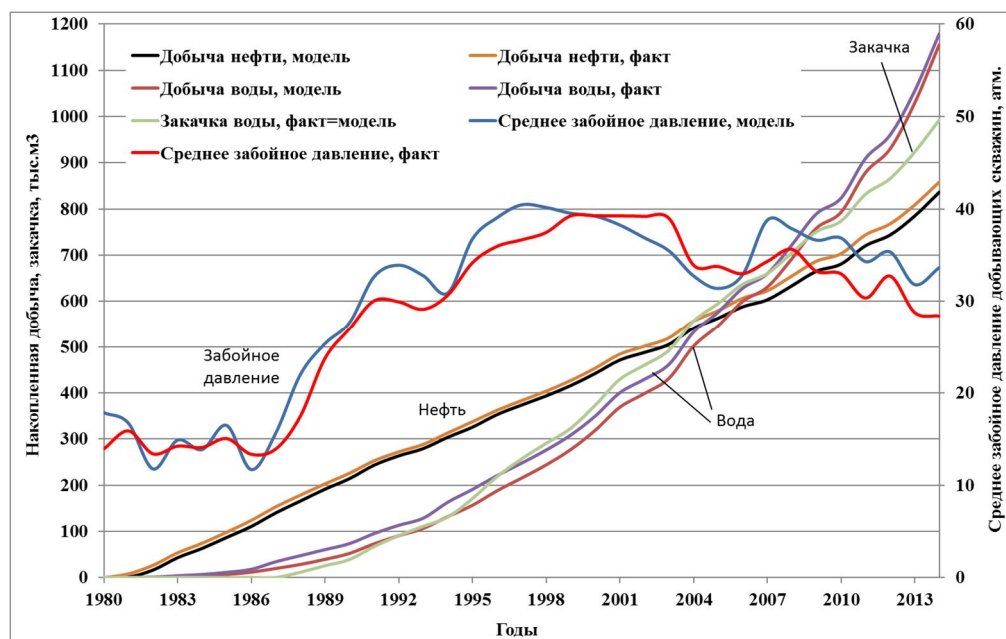


Рис. 4.22 – Графики адаптации модели низкоминерализованного заводнения к истории разработки для залежи башкирских отложений Архангельского месторождения

Для оценки прироста нефтеотдачи адаптированная гидродинамическая модель пересчитывалась с начала разработки без функции Tracer, т.е. без изменения нефтенасыщенности, что соответствует закачке только пластовой воды (HSW). Расчёты показали, что прирост нефтеотдачи при закачке низкоминерализованной воды при пластовой температуре (LSW) практически отсутствует. Для повышения

скорости ионно-обменных процессов, гидрофилизации коллектора и оценки возможного прироста добычи нефти, были проведены расчёты по закачке низкоминерализованной воды при температуре 70°C (LSW+T) в объёмах, соответствующих объёмам 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 70°C (HSW+T) в тех же объёмах. Результаты приведены на **рис. 4.23**.

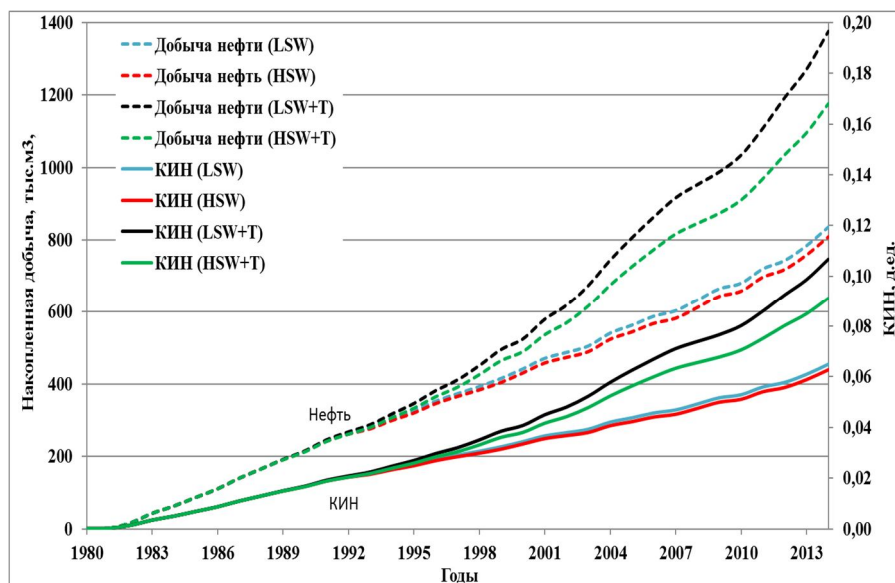


Рис. 4.23 – Динамика добычи нефти и КИН четырех вариантов расчёта для залежи башкирских отложений Архангельского месторождения: закачки низкоминерализованной воды при $T=20^{\circ}\text{C}$ (LSW) и $T=70^{\circ}\text{C}$ (LSW+T), пластовой воды при $T=20^{\circ}\text{C}$ (HSW) и $T=70^{\circ}\text{C}$ (HSW+T)

Дополнительная добыча нефти с начала разработки и прирост нефтеотдачи:

- составили 28,1 тыс.м³ (или 3,5% от накопленной добычи нефти) и 0,2% соответственно за счёт закачки низкоминерализованной воды при пластовой температуре 20°C;

- могли бы составить 197,8 тыс.м³ (24,5%) и 1,5% соответственно за счёт закачки пластовой воды при температуре 70°C;

- могли бы составить 359,7 тыс.м³ (44,5%) и 2,6% соответственно за счёт закачки низкоминерализованной воды при температуре 70°C.

В отличие от башкирского яруса Ромашкинского месторождения, на Архангельском, при закачке низкоминерализованной воды при пластовой температуре, эффект незначителен. Причем дело не в объёмах 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. При низкоминерализованном заводнении $S_{ог}$ снижается незначительно по сравнению с закачкой пластовой воды. Несмотря на то, что на залежах Ромашкинского месторождения температура 23°C , снижение $S_{ог}$ выше 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. Результаты данных исследований согласуются с результатами зарубежных исследователей [74, 75].

Как известно, тяжёлые компоненты нефти обычно адсорбируются на поверхность пор, гидрофобизируя их. Наибольшее распространение для удаления таких компонентов нашли технологии теплового воздействия и закачки растворителей. Ввиду того, что в данной работе оценивается эффект от закачки низкоминерализованной воды, были проведены расчёты по закачке нагретой низкоминерализованной воды. Для того, чтобы исключить влияние снижения вязкости нефти, проведен расчёт закачки нагретой пластовой воды. Разница между двумя данными расчётами и составила возможную дополнительную добычу нефти ($161,9 \text{ тыс. м}^3$) от низкоминерализованного заводнения, которая могла бы быть получена в случае, если бы закачиваемая вода подавалась на забой скважин с температурой 70°C .

Таким образом, при температуре закачиваемой низкоминерализованной воды 20°C эффект в виде прироста КИН – всего 0,2%, тогда как при температуре 70°C – 2,6%, т.е. выше в 10-15 раз. В гл.1.2.2 описаны примеры месторождений Северного моря, где лабораторные исследования показали пятикратный прирост $K_{\text{выт}}$ от закачки низкоминерализованной воды. При этом температура таких коллекторов составляет $70\text{-}100^{\circ}\text{C}$. Исследования, проведённые в настоящей диссертационной работе, согласуются с результатами зарубежных исследований.

В целом для башкирских отложений Архангельского месторождения рекомендуется осуществлять закачку нагретой низкоминерализованной воды в очаговые скважины. Наличие подошвенной воды может снизить эффект ввиду потерь тепла, что подтверждает большая разница между кернавыми исследованиями и

гидродинамическим моделированием. Остальные рекомендации аналогичны башкирскому ярусу Ромашкинского месторождения.

Выводы к главе 4

1. Проведены лабораторные исследования карбонатных коллекторов, показавшие отсутствие миграции частиц при закачке низкоминерализованной воды, но при этом снижение S_{or} , что свидетельствует о гидрофилизации коллектора за счёт ионно-обменных процессов. Для условий башкирских отложений Ромашкинского месторождения снижение S_{or} составило 3,3 раза, для Архангельского месторождения – 1,1 раз. При закачке низкоминерализованной воды нагретой до 70°C в керны башкирского яруса Архангельского месторождения S_{or} уменьшилась в 6,7 раз.

2. Для адаптации гидродинамической модели к истории разработки с учётом закачки низкоминерализованной воды и гидрофилизации коллектора, т.е. уменьшения контактного угла смачивания, разработана методика, включающая:

а) проведение расчётов зависимости контактного угла смачивания от минерализации закачиваемой воды на основе данных по лабораторным исследованиям нефтewытеснения, в т.ч. в зависимости от температуры;

б) нахождение отношения между значениями нефтенасыщенности, полученными в результате двух вариантов нефтewытеснения на кернах – пластовой и низкоминерализованной водами;

в) объединение (а) и (б) и получение функции изменения S_{or} от концентрации низкоминерализованной закачиваемой воды в пласте для различных температур.

3. Для оценки прироста нефтеотдачи за счёт низкоминерализованного заводнения предложен метод, заключающийся в пересчёте истории разработки без учёта функций изменения S_{or} , т.е. при гипотетической закачке только пластовой или сточной вод. Сравнение двух вариантов заводнения позволило оценить фактический прирост нефтеотдачи и влияние на эффективность разработки на рассматриваемых месторождениях низкоминерализованного заводнения.

4. Для условий опытных участков №2 и №4 залежи 302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения прирост нефтеотдачи составил 2,7%. Невысокий

эффект объясняется небольшими объёмами фактически закачанной воды, а также низкой выработанностью участков. Наличие достаточно обширных нижележащих водоносных зон приводит к уходу закачиваемой воды в данные зоны, не оказывая эффекта изменения смачиваемости. Для карбонатных коллекторов эффект от закачки низкоминерализованной воды тем выше, чем больше выработанность заводнением такой водой, поэтому значительных приростов нефтеотдачи следует ожидать на заключительных стадиях разработки. В дальнейшем рекомендуется продолжить заводнение низкоминерализованной водой при небольших давлениях закачки с доведением накопленной компенсации до 100% и более за счёт большего количества нагнетательных очаговых скважин.

5. Для условий наиболее разрабатываемой заводнением залежи Гремячинско-Киярлинского поднятия башкирского яруса Архангельского месторождения прирост нефтеотдачи составил всего 0,2%. Несмотря на невысокую выработанность коллектора, основной причиной отсутствия эффекта является высокая вязкость и плотность нефти, низкая пластовая температура 20°C и, соответственно, наличие большего количества тяжёлых компонентов в нефти, адсорбированных на поверхность пор. На данном объекте рекомендуется закачка нагретой воды, т.к. с одной стороны это позволяет снижать вязкость нефти, а с другой, повышать скорость гидрофилизации коллектора, т.к. температура является катализатором ионно-обменных процессов. Расчёты по закачке нагретой до 70°C (на забое нагнетательных скважин) низкоминерализованной воды показывают прирост нефтеотдачи 2,6%, тогда как аналогичные расчёты закачки пластовой воды при 70°C дают 1,5% прироста КИН. Низкие абсолютные значения нефтеотдачи объясняются тем, что текущий КИН по залежи всего 6,5%. Чистый эффект от нагретой низкоминерализованной воды (исключая эффект снижения вязкости нефти) выше в 10-15 раз по сравнению с аналогичной закачкой (при тех же объёмах) низкоминерализованной воды при пластовой температуре. При проектировании закачки низкоминерализованной нагретой воды необходимо учитывать наличие подошвенной воды и, соответственно, значительных потерь тепла.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Выработаны рекомендации к проектированию и применению закачки низкоминерализованной воды на основе комплекса лабораторных исследований, математического моделирования и расчётов 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 расчёты 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 расчёты 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 70°C.

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 расчётный прирост КИН составил 3,5%. Эффект наблюдался в диапазоне обводнённости продукции скважин от 20% до 90%. Объём 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 обводнённость 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 обводнённости 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 расчётный 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 расчётный 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 счёт 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. Расчёты показали, что при температуре низкоминерализованной воды 70°C, прирост нефтеотдачи составил бы 2,6%, что выше на 1,1% по сравнению с закачкой при 70°C пластовой воды.

11. Предложены семь технологических решений по повышению темпов отбора нефти и снижению обводнённости скважин [36-42]. Среднегодовой экономический эффект от внедрения четырех [37, 38, 41, 42] из них в НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть» составил 480 тыс. руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аганин, И.А. О моделировании вытеснения нефти водой из глиносодержащих пластов / И.А. Аганин, А. И. Никифоров // Математическое моделирование. - 2009. - № 21:2. - С. 3-13.
2. 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.
3. 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.
4. Ахметгареев, В.В. Результаты лабораторного моделирования закачки низкоминерализованной воды в песчаники и известняки некоторых месторождений Татарстана / В.В. Ахметгареев // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 6. - С. 90-93.
5. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. - М. : Недра, 1984. - 211с.
6. Баренблатт, Г.И. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г.И. Баренблатт, Ю.П. Желтов // Доклады АН СССР. - 1960. - Т. 132, №3. - С. 545-548.
7. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. - М. : Недра, 1993. - 416 с.
8. Батурин, В.П. Минералогический состав и нефтеотдача песков / В.П. Батурин // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1933. - № 2. - С.73-75.
9. Боксерман, А.А. О движении несмешивающихся жидкостей в трещиновато-пористой среде / А.А. Боксерман, Ю.П. Желтов, А.А. Кочешков // Доклады АН СССР. - 1964. - Т. 155, № 6. - С. 1282-1285.
10. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России : в 2 т. Т. 1 / Р.Д. Абдулмазитов [и др.]. - М.: ВНИИО-ЭНГ, 1996. - 280 с.

11. Гольф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Гольф-Рахт. - М. : Недра, 1986. - 608 с.
12. Диткин, В.А. Интегральные преобразования и операционное исчисление / В.А. Диткин, А.П. Прудников. - М. : Наука, 1974. - 542 с.
13. Дриц, В.А. Глинистые минералы: смектиты, смешаннослойные образования / В.А. Дриц, А.Г. Коссовская. - М. : Наука, 1990. - 206 с.
14. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений : учеб. для вузов / Ю.П. Желтов. - М. : Недра, 1986. - 332 с. : ил.
15. Жигач, К.Ф. Об оценке набухаемости глин / К.Ф. Жигач, А.Н. Яров // Известия вузов. Нефть и газ. - 1959. - № 10. - С. 13-18.
16. Зинатуллина, И.П. Литолого-минералогическая характеристика живецких отложений юго-востока Татарстана в связи с перспективами их нефтеносности : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.06 / И.П. Зинатуллина ; "ТатНИПИнефть" ОАО "Татнефть" ; науч. рук. канд. геол.-минерал. наук, доцент В.Г. Изотов. - Казань, 2001. - 27 с.
17. Ибатуллин, Р.Р. Разработка трещиновато-пористых пластов при вытеснении нефти теплоносителями в условиях термокапиллярной пропитки блоков пород: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Р.Р. Ибатуллин ; МИНХиГП им. И.М. Губкина; науч. рук. док. техн. наук, проф. Ю.П. Желтов. - М., 1985. - 15 с.
18. Изучение глинистости терригенных коллекторов девона и нижнего карбона месторождений западного склона южного купола Татарского свода и Мелекесской впадины : отчёт по договору №22.075 / рук. : В.Н. Долженков, Н.Х. Зинатуллин; ТатНИПИнефть. - Бугульма, 1993. - 124 с. + 1 папка граф. (16 прил.). - 3638 ДСП. - (фонды ННИР ТатНИПИнефть).
19. Изучение фильтрационных параметров коллекторов 301-303 залежи индикаторными методами / рук. Г.П. Антонов ; ТатНИПИнефть. - Бугульма, 2003. - 84 с. - 2526 (фонды ННИР ТатНИПИнефть).
20. К теории фильтрации несмешивающихся жидкостей в трещиновато-пористых средах / А.А. Боксерман [и др.] // Теория и практика добычи нефти. - М. : Недра, 1966. - С. 12-30.

21. Картирование минеральных наночастиц для эффективной разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / А.Я. Хавкин, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, Е.Ю. Сидорова, П.В. Изотов // NanotechOilgas-2014. Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям : сб. материалов IV Междунар. конф. - М. : Нефть и газ, 2014. - С. 344-347.
22. Клубова, Т.Т. Влияние глинистых примесей на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород / Т.Т. Клубова. - М. : Наука, 1970. - 125 с.
23. Кринари, Г.А. Образование и миграция природных наночастиц в нефтяных пластах / Г.А. Кринари, М.Г. Храмченков. - Казань : КГУ, 2009. - 228 с.
24. Мартос, В.Н. Особенности вытеснения нефти водой из коллекторов с набухающими глинами / В.Н. Мартос, В.Е. Ступоченко // Нефтепромысловое дело. - 1982. - № 9. - С. 13-15.
25. Мельничук, В.К. Оценка набухания глин в различных средах / В.К. Мельничук, Н.И. Марухин, Ю.М. Островский // Тр. Научно-исслед. и проект. ин-та нефт. пром. - 1974. - Вып. 14-15. - С. 124-127.
26. Муслимов, Р.Х. Исследование вытеснения нефти водой из песчано-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований / Р.Х. Муслимов, В.Н. Долженков, Н.Х. Зинатуллин // Нефтяное хозяйство. - 1987. - №1. - С. 23-31.
27. Никифоров, А.И. Блочное осреднение модели двухфазной фильтрации в трещиновато-пористом пласте / А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев, П.А. Солянов // Моделирование процессов фильтрации и разработки нефтяных месторождений. - Казань, 1992. - С. 52-57.
28. Никифоров, А.И. Моделирование движения двухфазной жидкости в пластах при изменяющейся структуре порового пространства: дис. ... док. физ.-мат. наук / А.И. Никифоров. - Казань, 2005. - 336 с.
29. Определение гидродинамических связей между скважинами закачкой "трассеров" для условий 301-303 залежей в режиме форсированных отборов / рук. Г.П. Антонов ; ТатНИПИнефть. - Бугульма, 2008. - 112 с. + 1 CD. - 2715 (фонды ННИР ТатНИПИнефть).

30. Пьезометрия окрестности скважин. Теоретические основы / Ю.М. Молокович, А.И. Марков, А.А. Давлетшин, Г.Г. Куштанова. - Казань : ДАС, 2000. - 203 с.

31. Роль и учет наноявлений в коллекторе на поздних стадиях разработки месторождений углеводородного сырья / Р.Х. Муслимов, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, И.П. Косачев, А.Н. Шакиров // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 3-4 сент. 2014 г. - Казань : ФЭН, 2014. - С. 53.

32. Роль минеральных нанофаз для эффективной разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / А.Я. Хавкин, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, Е.Ю. Сидорова // Георесурсы. - 2013. - № 4 (54). - С. 68-71.

33. Саркисян, С.Г. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии / С.Г. Саркисян, Д.Д. Котельников. - М. : Недра, 1980. - 232 с.

34. Скворцов, Э.В. К одномерной задаче вытеснения нефти водой в трещиновато-пористой среде / Э.В. Скворцов // Известия АН СССР. Сер. Механика жидкости и газа. - 1967. - №5. - С. 164-168.

35. 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.

36. 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.

37. 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.

38. 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.

39. 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.

40. 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.

41. 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.

42. 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.

43. Ступоченко, В.Е. Влияние глинистости коллектора на полноту вытеснения нефти водой / В.Е. Ступоченко // Геолого-физические аспекты обоснования коэффициента нефтеотдачи : тр. / ВНИГНИ. - М., 1981. - Вып. 228. - С. 59-79.

44. Табакаева, Л.С. Экспериментальные исследования особенностей воздействия на низкопроницаемые глиносодержащие нефтяные пласты растворами электролитов : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Л.С. Табакаева. - М., 2007. - 18 с.

45. Уолкотт, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д.Уолкотт. - М. : Изд-во МГУ, 2001. - 144 с.
46. Хавкин, А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами / А.Я. Хавкин. - М. : МО МАНПО, 2000. - 525 с.
47. Хавкин, А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти / А.Я. Хавкин // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 6. - С. 58-60.
48. Хавкин, А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа / А.Я. Хавкин. - М. ; Ижевск : НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", Институт компьютерных исследований, 2010. - 692 с.
49. Хавкин, А.Я. Особенности регулирования свойств глинистых минералов / А.Я. Хавкин, А.В. Сорокин, Л.С. Табакаева // Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти : тр. 12-го Европейского симпозиума, Казань, 8-10 сент. 2003 г. - Казань, 2003. - С. 552-557.
50. Цветкова, М.А. Влияние минералогического состава песчаных пород на фильтрующие способности и нефтеотдачу / М.А. Цветкова // Труды Института нефти АН СССР. - 1954. - Вып. 3. - С. 207-211.
51. Analysis of Low Salinity Waterflooding in Bastrykskoye Field / V. Akhmetgareev, A. Zeinijahromi, A. Badalyan, R. Khisamov, P. Bedrikovetsky // Petroleum Science and Technology. - 2015. - 33. - P. 561-570.
52. A laboratory and field study of wettability adjustment in water flooding / R.O. Leach, O.R. Wagner, H.W. Wood, C.F. Harpke // J. Petrol. Technol. - 1962. - 14. - P. 206-212.
53. A Novel Method to Model Low-Salinity-Water Injection in Carbonate Oil Reservoirs / E.W. Al-Shalabi, K. Sepehrnoori, M. Delshad, G. Pope // SPE Journal. - 2015. - 20 (5). - P. 1154-1166.
54. 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.

55. Akhmetgareev, V. Procedure for Analysis of Waterflooded Dual Permeability Reservoir Performance by Example of Bashkirian Deposit, Romashkinskoye Oil Field / V. Akhmetgareev, R. Ibatullin // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 14-16 October 2014.

56. An evaluation of spontaneous imbibition of water into oil-wet carbonate reservoir cores using a nonionic and a cationic surfactant / D.C. Standnes, L.A.D. Nogaret, H.-L. Chen, T. Austad // *Energy & Fuels*. - 2002. - 16(6). - P. 1557-1564.

57. Application of coalbed methane water to oil recovery by low salinity waterflooding / H. Pu, X. Xie, P. Yin, N.R. Morrow // Paper SPE 113410 presented at the 2008 SPE Improved Oil Recovery Symposium, 19-23 April 2008.

58. Austad, T. Water Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR-Potential Using "Smart Water" / T. Austad // Course material, Muscat April 15th, 2012.

59. Bernard, G.G. Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays / G.G. Bernard // In Proc. SPE Annual Conference and Exhibition, Los Angeles, CA, 26-27 October 1967. Tulsa, OK, Society of Petroleum Engineers.

60. Buckley, J.S. Asphaltene precipitation and crude oil wetting - Crude oils can alter wettability with or without precipitation of asphaltenes / J.S. Buckley // *SPE Advanced Technology Series*. - 1995. - 3(1). - P. 53-59.

61. Buckley, J.S. Improved Oil Recovery by Low Salinity Waterflooding / J.S. Buckley, N.R. Morrow // A Mechanistic Review, presentation at the 11th International Symposium on Reservoir Wettability. University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada, 6-9 September 2010.

62. Calcium as a Potential Determining Ion in Aqueous Calcite Suspensions / A. Pierre, J.M. Lamarche, R. Mercier, A. Foissy // *J. Dispersion Sci. Technol.* - 1990. - 11(6). - P. 611-635.

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

64. Civan, F. Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation / F. Civan. - Second edition. - Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing/Elsevier, 2007.
65. Condition for low salinity EOR-effect in carbonate oil reservoirs / T. Austad, S.F. Shariatpanahi, S. Strand, C.J.J. Black, K.J. Webb // 32nd Annual IEA EOR Symposium and Workshop, 17-19 October 2011.
66. Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska / J.C. Secombe, A. Lager, G. Jerauld, B. Jhaveri, T. Buikema, S. Bassler, J. Denis, K. Webb, A. Cockin, E. Fugé // Paper SPE 129692 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, OK, 24-28 April 2010.
67. Driving Mechanism of Low Salinity Flooding in Carbonate Rocks / H. Mahani, A. Keya, S. Berg, W. Bartels, R. Nasralla, W. Rossen // Paper SPE-174300-MS presented at the EUROPEC 2015 held in Madrid, Spain, 1-4 June 2015.
68. Experimental study of improved oil recovery through fines-assisted waterflooding / F. Hussain, A. Zeinijahromi, P. Bedrikovetsky, A. Badalyan, T. Carageorgos, Y. CinarAn // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2013.
69. Fathi, S.J. "Smart Water" as wettability modifier in chalk: The effect of salinity and ionic composition / S.J. Fathi, T. Austad, S. Strand // Energy & Fuels. - 2010. - 24. - P. 2514-2519.
70. Fathi, S.J. Effect of water-extractable carboxylic acids in crude oil on wettability in carbonates / S.J. Fathi, T. Austad, S. Strand // Energy & Fuels. - 2011. - 25. - P. 2587-2592.
71. 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, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. - Mode of access: <http://dx.doi.org/10.2118/176721-MS>.
72. First polymer injection in deep offshore field Angola: recent advances in the Dalia/Camelina field case / D. Morel, M. Vert, R. Gauchet, Y. Bouger // Oil Gas Facilities. - 2012. - 1. - P. 43-52.

73. Freitas, A.M. Detachment of Particles from Surfaces: An AFM Study / A.M. Freitas, M.M. Sharma // J. Colloid Interface Sci. - 2001. - 233 (1). - P. 73-82.
74. Hamouda, A. Effect of Temperature, Wettability and Relative Permeability on Oil Recovery from Oil-Wet Chalk / A. Hamouda, O. Karoussi // Energies. - 2008. - 1. - P. 19-34.
75. Hiorth, A. The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability / A. Hiorth, L.M. Cathles, M.V. Madland // Transport in Porous Media. - 2010. - V. 85, Issue 1 (Oct.). - P. 1-21.
76. Hirasaki, G.J. Recent advances in surfactant EOR / G.J. Hirasaki, C.A. Miller, M. Puerto // SPE J. - 2011. - 16. -P. 889-907.
77. Hunter, R.J. Foundations of Colloid Science / R.J. Hunter. - Second edition. - Oxford, UK : Oxford University Press, 2001.
78. Jadhunandan, P. Effect of wettability on waterflood recovery for crude oil/brine/rock systems / P. Jadhunandan, N. Morrow // SPE Reservoir Eval. Eng. - 1995. - 10. - P. 40-46.
79. Jadhunandan, P. Effects of brine composition, crude oil and aging conditions on wettability and oil recovery : PhD Thesis / P. Jadhunandan ; University of Wyoming. - Wyoming, 1990.
80. Jerauld, G.R. Modeling low salinity water-flooding / G.R. Jerauld, C.Y. Lin, K.J. Webb // SPERE. - 2008. - December. - P. 1000-1012.
81. Khilar, K.C. Migration of Fines in Porous Media / K.C. Khilar, H.S. Fogler // Dordrecht, The Netherlands: Theory and Applications of Transport in Porous Media, Kluwer Academic Publishers, 1998.
82. Laboratory investigation of novel oil recovery method for carbonate reservoirs / A.A. Yousef, S. Al-Saleh, A. Al-Kaabi, M. Al-Jawfi // Paper CSUG/SPE 137634 presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, 19-21 October 2010.
83. Lemon, P. Effects of Injected-Water Salinity on Waterflood Sweep Efficiency Through Induced Fines Migration / P. Lemon, A. Zeinijahromi, P. Bedrikovetsky // Paper

SPE-140141 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in The Woodlands, Texas, USA, 11-13 April 2011.

84. Lever, A. Water-sensitivity and migration of fines in the Hopeman sandstone / A. Lever, R. Dawe // J. Pet. Geol. - 1984. - 7 (1). - P. 97-107.

85. Low salinity oil Recovery - An Experimental Investigation / A. Lager, K.J. Webb, C.J. Black, M. Singleton, K.S. Sorbie // SCA 2006-36, International Symposium of the Society of Core Analysts, Trondheim, Norway, September 2006.

86. McGuire, P.L. Low Salinity Oilrecovery: An Exciting New Opportunity for Alaska's North Slope / P.L. McGuire, Jr. Chatham // Paper SPE 93903 presented at the Western Regional Meeting. Irvine, 30 March-1 April 2005.

87. Modified Particle Detachment Model for Colloidal Transport in Porous Media / P. Bedrikovetsky, F.D. Siqueira, C.A. Furtado, A.L.S. de Souza // Transport Porous Media. - 2010. - 86 (2). - P. 353-383.

88. Morrow, N. Improved Oil Recovery by Low-Salinity Water-flooding / N. Morrow, J. Buckley // JPT. - 2011. - Distinguished Author Series. - P. 106-112.

89. Mungan, N. Permeability reduction through changes in pH and salinity / N. Mungan // J. Pet. Technol. - 1965. - 17 (12). - P. 1449-1453.

90. New method to clean carbonate reservoir cores by seawater / T. Austad, S. Strand, T. Puntervold, R.R. Ravari // Paper SCA2008-15 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts, 29 Oct-2 Nov. 2008.

91. Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition / D.J. Ligthelm, J. Gronsveld, J.P. Hofman, N.J. Brussee, F. Marcelis, H.A. van der Linde // Paper SPE 119835 presented at the SPE EU-ROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 8-11 June 2009.

92. Pang, S. A Model for Predicting Injectivity Decline in Water-Injection Wells / S. Pang, M.M. Sharma // SPE Form Eval. - 1997. - 12 (3). - P. 194-201. SPE-28489-PA.

93. Puntervold, T. Co-injection of seawater and produced water to improve oil recovery from fractured North Sea chalk oil reservoirs / T. Puntervold, S. Strand, T. Austad // Energy & Fuels. - 2009. - 23 (5). - P. 2527-2536.

94. Puntervold, T. Water flooding of carbonate reservoirs: Effects of a model base and natural crude oil bases on chalk wettability / T. Puntervold, S. Strand, T. Austad // *Energy & Fuels*. - 2007. - 21 (3). - P. 1606-1616.
95. Pursley, S.A. A field test of surfactant flooding, Loudon, Illinois / S.A. Pursley, R.N. Healy, E.I. Sandvik // *J. Pet. Technol.* - 1973. - 25 (7). - P. 793-802.
96. Rahman, S.S. Prediction of Critical Condition for Fines Migration in Petroleum Reservoirs / S.S. Rahman, A. Arshad, H. Chen // Paper SPE 28760 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia, 7-10 November 1994.
97. Rao, D.N. Wettability effects in thermal recovery operations / D.N. Rao // *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, 21-24 April 1996.
98. Ravari, R.R. Care must be taken to use outcrop limestone cores to mimic reservoir core material in SCAL linked to wettability alteration / R.R. Ravari, S. Strand, T. Austad // 11th International Symposium on Reservoir Wettability, 7-9 September 2010.
99. RezaeiDoust, A. Chemical verification of the EOR mechanism by using low saline/smart water in sandstone / A. RezaeiDoust, T. Puntervold, T. Austad // *Energy & Fuels*. - 2011. - 25. - P. 2151-2162.
100. Robertson, E.P. Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery - Historical Field Evidence / E.P. Robertson // Paper SPE 109965 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, CA, 11-14 November 2007.
101. 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.
102. Shariatpanahi, S.F. Initial wetting properties of carbonate oil reservoirs: Effect of the temperature and presence of sulfate in formation water / S.F. Shariatpanahi, S. Strand, T. Austad // *Energy & Fuels*. - 2011. - 25 (7). - P. 3021-3028.
103. Sharma, M.M. Effect of Brine Salinity and Crude-Oil Properties on Oil Recovery and Residual Saturations / M.M. Sharma, P.R. Filoco // SPE 65402, SPE ATCE. New Orleans, 1998.
104. Sheng, J. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies / J. Sheng. - Gulf Professional Publishing, 2013. - 712 p.

105. Shimoyama, A. Formation of alkanes from fatty acids in the presence of CaCO_3 / A. Shimoyama, W.D. Johns // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. - 1972. - 36. - P. 87-91.
106. Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: a discussion of similarities/ differences in the chemical mechanisms / R. RezaeiDoust, T. Puntervold, S. Strand, T. Austad // *Energy Fuels*. - 2009. - 23. - P. 4479-4485.
107. Snorre low-salinity water injection - coreflooding experiments and single-well field pilot / K. Skrettingland, T. Holt, M.T. Tweheyo, I. Skjevraak // *SPERE* - 2011. - 14 (2). - P. 182-192.
108. Speight, J.G. The chemistry and technology of petroleum. Chemical industries / J.G. Speight. - New York : Marcel Dekker, 1999.
109. Standnes, D.C. Wettability alteration in chalk. 1. Preparation of core material and oil properties / D.C. Standnes, T. Austad // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. - 2000. - 28(3). - P. 111-121.
110. Standnes, D.C. Wettability alteration in chalk. 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants / D.C. Standnes, T. Austad // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. - 2000. - 28(3). - P. 123-143.
111. Starov, V. Wetting and spreading dynamics / V. Starov, M. Velarde, C. Radke. - Taylor & Francis Group, 2007. - 506 p.
112. Strand, S. New wettability test for chalk based on chromatographic separation of SCN^- and SO_4^{2-} / S. Strand, D.C. Standnes, T. Austad // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. - 2006. - 52. - P. 187-197.
113. Strand, S. Wettability alteration of carbonates - Effects of potential determining ions (Ca^{2+} and SO_4^{2-}) and temperature / S. Strand, E.J. Hognesen, T. Austad // *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*. - 2006. - 275. - P. 1-10.
114. Takahashi, S. Wettability estimation of low-permeability, siliceous shale using surface forces / S. Takahashi, A.R. Kavscek // *J. Pet. Sci. Eng.* - 2010. - 75 (1-2). - P. 33-43.

115. Tang, G.-Q. Influence of brine composition and fines migration on crude/oil/rock interactions and oil recovery / G.-Q. Tang, N.R. Morrow // J. Pet. Sci. Eng. - 1999. - 24. - P. 99-111.
116. Tang, G.-Q. Salinity, temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding / G.-Q. Tang, N.R. Morrow // SPE Reservoir Eng. - 1997. - November. - P. 269-276.
117. Trantham, J.C. The North Burbank Unit, Tract 97 surfactant/polymer pilot operation and control / J.C. Trantham, H.L. Patterson Jr., D.F. Boneau // JPT. - 1978. - 30 (7). - P. 1068-1074.
118. Wagner, O.R. Improving oil displacement efficiency by wettability adjustment / O.R. Wagner, R.O. Leach // Trans. AIME. - 1959. - 216. - P. 65-72.
119. Webb, K.J. A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Oil Recovery in Carbonates / K.J. Webb, C.J.J. Black, G. Tjetland // Paper IPTC 10506 presented at the International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar, 21-23 November 2005.
120. Webb, K.J. Low Salinity Oil Recovery - Log-Inject-Log / K.J. Webb, C.J.J. Black, H. Al-Jeel // Paper SPE 89379 presented at the SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, 17-21 April 2004.
121. Webb, K.J. Low Salinity Oil Recovery: the Role of Reservoir Condition Co-refloods / K.J. Webb, C.J.J. Black, I.J. Edmonds // Paper presented at the 13th European Symposium on Improved Oil Recovery. Budapest, 25-27 April 2005.
122. Wettability restoration of a limestone oil reservoir using completely water-wet cores from aqueous zone / S.F. Shariatpanahi, S. Strand, T. Austad, H. Aksulu // Petroleum Science and Technology. - 2011.
123. Yildiz, H.O. Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding / H.O. Yildiz, N. Morrow // J. Petrol. Sci. Eng. - 1996. - 14. - P. 159-168.
124. 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, 20-22 October 2015, Bali, Indonesia. - Mode of access: <http://dx.doi.org/10.2118/176128-MS>.

125. Zeinijahromi, A. Effects of induced fines migration on water cut during waterflooding / A. Zeinijahromi, P. Lemon, P. Bedrikovetsky // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2011. - 78. - P. 609-617.

126. Zeinijahromi, A. Mathematical model for fines migration assisted waterflooding with induced formation damage / A. Zeinijahromi, T.K.P. Nguyen, P. Bedrikovetsky // SPE J. - 2013. - 18. - P. 518-533.

127. Zhang, P. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions: Ca^{2+} , Mg^{2+} and SO_4^{2-} / P. Zhang, M.T. Tweheyo, T. Austad // Colloids and Surfaces. A: Physicochem. Eng. Aspects. - 2007. - 301. -P. 199-208.

128. Zhang, P. Wettability alteration and improved oil recovery in chalk: The effect of calcium in the presence of sulfate / P. Zhang, M.T. Tweheyo, T. Austad // Energy & Fuels. - 2006. - 20. - P. 2056-2062.

129. Zhang, P. Wettability and oil recovery from carbonates: Effects of temperature and potential determining ions / P. Zhang, T. Austad // Colloids and Surfaces. A: Physicochem. Eng. Aspects. - 2006. - 279. - P. 179-187.

130. Zhang, Y. Comparison of Secondary and Tertiary Recovery with Change in Injection Brine Composition for Crude Oil/Sandstone Combinations / Y. Zhang, N.R. Morrow // Paper SPE 99757 presented at the SPE/DOE Symposium on Oil Recovery. Tulsa, April 2006.

131. Zhang, Y. Waterflood Performance by Injection of Brine with Different Salinity for Reservoir Cores / Y. Zhang, X. Xie, N. Morrow // Paper SPE 109849 presented at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anaheim, 11-14 November 2007.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный геолог – заместитель
начальника НГДУ «Прикамнефть»

Газизов И.Г.

2016 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы

Ахметгареева Вадима Валерьевича на тему:

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫМ ЗАВОДНЕНИЕМ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ (на примере месторождений Республики Татарстан)

Нами, Газизовым И.Г. – главным геологом - заместителем начальника НГДУ, Ахмадуллиным Р.Х. – начальником технологического отдела разработки нефтяных и газовых месторождений НГДУ, Вьюковым М.Г. – заместителем начальника НГДУ по экономике с участием диссертанта Ахметгареева В.В. составлен акт в том, что в нефтегазодобывающем управлении «Прикамнефть» ПАО «Татнефть» для снижения водопритока к скважинам и уменьшения соотношения подвижности воды к подвижности нефти на залежах НГДУ внедряются следующие технические решения, признанные изобретениями и защищенные патентами Российской Федерации, являющиеся результатами диссертационной работы:

1. Способ разработки нефтяной залежи многозабойными горизонтальными скважинами: патент РФ №2536895; опубл. 27.12.2014 г.
2. Способ разработки нефтяной залежи горизонтальными скважинами: патент РФ №2536891; опубл. 27.12.2014 г.
3. Способ снижения водопритока к скважинам: патент РФ №2576726; опубл. 10.03.2016 г.
4. Способ снижения водопритока к многозабойным скважинам: патент РФ №2584025; опубл. 20.05.2016 г.

Среднегодовой экономический эффект от внедрения указанных технических решений составил 480 тыс. руб.

Начальник технологического отдела
разработки нефтяных и газовых месторождений
НГДУ «Прикамнефть»

Р.Х. Ахмадуллин

Заместитель начальника
НГДУ «Прикамнефть» по экономике

М.Г. Вьюков

Диссертант

В.В. Ахметгареев