

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет имени
К.И.Сатпаева

УДК 622.32

На правах рукописи

ТУРГАЗИНОВ ИЛЪЯС КАЗБЕКҰЛЫ

**Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений
находящихся на поздних стадиях эксплуатации с применением
низкоминерализованного заводнения (на примере месторождении
южного Тургая)**

6D070800 – Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты

Енсеппбаев Т.А., доктор философии (PhD),
доцент

Ranfilova I.V., доктор философии (PhD),
доцент

Республика Казахстан
Алматы, 2018

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	5
1 ИЗУЧЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ	10
1.1 Обзор развития низкоминерализованного заводнения	10
1.2 Применение низкоминерализованного заводнения в терригенных коллекторах.....	12
1.3 Применение НМВ в карбонатных породах	22
1.4 Сравнение закачки низкоминерализованной воды в терригенных и карбонатных пластах.	28
1.5 Способы моделирования заводнения низкоминерализованной водой	29
1.6 Глины: виды и влияние на нефтевытеснение	34
1.7 Выводы по разделу	38
1.8 Выбор цели и постановка задач.....	39
2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ	41
2.1 Уравнение для моделирования закачки низкоминерализованной воды в пласт	41
2.2 Вывод уравнения распределения давления по пласту и фронта вытеснения для низкоминерализованной воды	43
2.3 Выводы по разделу	44
3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ЧИСЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ	45
3.1 Материалы, методы и лабораторное оборудование	45
3.2 Методика проведения фильтрационных исследований.....	48
3.3 Фильтрационные эксперименты по заводнению низкоминерализованной водой.....	51
3.4 Экспериментальное исследование влияния монтмориллонита на коэффициент вытеснения нефти	62

3.5	Фильтрационные эксперименты с образцами месторождения «Ащысай»	64
3.6	Исследование влияния смачиваемости на ядерно-резонансном спектрометре (ЯМС)	68
3.7	Численное моделирование	72
3.8	Выводы по разделу	77
4	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЙ «АЩЫСАЙ»	79
4.1	Оценка экономической эффективности	79
4.2	Выводы по разделу	85
5	НАУЧНЫЕ РЕКОММЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «АЩЫСАЙ»	86
5.1	Расчет расходов и устьевых давлений нагнетательных скважин	86
5.2	Расчет фронта вытеснения низкоминерализованной водой	89
5.3	Выводы по разделу	90
6	ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ ПО ОБЕССОЛИВАНИЮ ВОДЫ И РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ПО ОПРЕСНЕНИЮ ВОДЫ	92
6.1	Существующие технологии обессоливания	93
6.2	Разработка устройства для опреснения воды	94
6.3	Выводы по разделу	97
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	99
	ПРИЛОЖЕНИЕ А – ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ВЫДАЧЕ ПАТЕНТА	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б – ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ	110
	ПРИЛОЖЕНИЕ В – ПИСЬМО-ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	111

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

$K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти [доли ед.];
 $K_{\text{ИН}}$ – коэффициент извлечения нефти [доли ед.];
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ПНП – повышение нефтеотдачи пластов;
ППД – система поддержания пластового давления;
ПО – поровый объем [доли ед.];
НМВ – низкоминерализованная вода;
ВМВ – высокоминерализованная вода;
ВГВ – водогазовое воздействие;
 S_w – водонасыщенность [доли ед.];
 μ_{seff} – эффективная вязкость воды [мПа*с];
 T – проводимость ячеек;
 S_{wco} – связанная водонасыщенность [доли ед.];
 S_{wcr} – критическая водонасыщенность [доли ед.];
 S_{wmax} – максимальная водонасыщенность [доли ед.];
 F_1 – весовой коэффициент
 S_{owcr} – критическая нефтенасыщенность [доли ед.];
 C_s – концентрация соли в ячейке [доли ед.];
 D_z – глубина в центре ячейки [м];
 V – поровый объем ячейки;
 Q_w – дебит по воде [м³/сут];
 k_{ro} – относительная фазовая проницаемость для нефти;
 k_{rw} – относительная фазовая проницаемость для воды;

ВВЕДЕНИЕ

Общая характеристика работы

Основная идея диссертационной работы является создание метода повышения нефтеотдачи на терригенных месторождениях с мало- и высоковязкой нефтью с применением низкоминерализованного заводнения (НМВ). На основе полученных результатов были выявлены оптимальные условия для закачки низкоминерализованной воды, которые способствует повышению коэффициента вытеснения нефти. Исследованы физико-химические свойства пластовых флюидов, горных пород, закачиваемой воды, а также проведены лабораторные эксперименты по определению способности нефтеизвлечения данной воды. В ходе работы обнаружены механизмы увеличения коэффициента вытеснения нефти. В заключение дается рекомендация по закачке низкоминерализованной воды на месторождении «Ащысай». Посредством численного моделирования был проведен анализ эффективности низкоминерализованного заводнения для повышения нефтеотдачи пласта с высоковязкой нефтью.

Объектом исследования являются обводненные участки продуктивных пластов с маловязкой нефтью месторождения «Ащысай». Гидрофильные и гидрофобные образцы горной породы с высоковязкой нефтью месторождения Карабулак. Влияние смачиваемости поверхности горной породы на эффективность вытеснения нефти при нагнетании в высокообводненные пласты низкоминерализованной воды в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи.

Предметом исследования является высоко- и низкоминерализованная вода в качестве метода повышения нефтеотдачи пластов с маловязкой и высоковязкой нефтью на поздних стадиях разработки, для условий месторождения «Карабулак» с высоковязкой нефтью и месторождения «Ащысай».

Актуальность работы. Известно, что для разработки нефтяных месторождений в пласт закачивается воды с поверхностных или подземных источников: в первую очередь это необходимо для сохранения пластового давления на уровне начального и компенсации отборов закачкой, т.е. для поддержания дебитов скважин. При этом обоснованию выбора источника воды уделяют недостаточно внимания. Однако как показывает исследования западных и отечественных ученых при закачке высокоминерализованных вод имеются некоторые технологические ограничения. Так в частности, выявлено, что при закачке высокоминерализованных вод в пласты из-за несовместимости пластовой и закачиваемой воды происходят солеотложения, вследствие которого снижается эффективность заводнения. Данный факт может оказать огромное влияние на режим добычи нефти и на нефтеотдачу пласта. Для решения данных проблем можно применять закачку низкоминерализованной воды. Низкоминерализованная вода – это вода источниками которых служат озера, реки и неглубокозалегающие пласты, а высокоминерализованная вода в

данном случае является пластовой водой. При закачке низкоминерализованной воды происходит снижение проницаемости пласта. Тем не менее, публикаций западных ученых показывают, что нагнетание низкоминерализованной воды в определённых случаях может применяться в качестве метода для увеличения нефтеотдачи пласта [1-30].

Цель исследования. Повышение эффективности разработки терригенных коллекторов с мало- и высоковязкой нефтью. Выявления закономерностей во время закачки низкоминерализованной воды. Разработка метода повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии с маловязкой и высоковязкой нефтью с использованием низкоминерализованной воды для месторождений «Ащысай» и «Карабулак» путем проведения лабораторных и численных экспериментов. Разработка новой схемы устройства для получения низкоминерализованной воды.

Идея работы – увеличение коэффициента вытеснения нефти из терригенных пластов с мало- и высоковязкой нефтью за счет использования низкоминерализованной воды.

Задачи исследования

1. Литературный обзор и анализ технологии повышения нефтеотдачи нефтяных месторождений с применением низкоминерализованной воды;
2. Теоретическое исследование эффективности закачки НМВ для увеличения нефтеотдачи пластов с мало- и высоковязкой нефтью;
3. Проведение лабораторных экспериментов по заводнению кернов для определения коэффициента вытеснения нефти в различных условиях;
4. Определение механизмов нефтеизвлечения при закачке низкоминерализованной воды;
5. Разработка устройства для получения низкоминерализованной воды.

Методика проведения исследования. Решение задач исследования выполнялось на основе проведения лабораторных исследований на моделях пласта и анализа результатов с использованием компьютерных технологий. А также применением современных программных продуктов для проведения гидродинамического моделирования. Обзор и анализ патентов по получению низкоминерализованной воды.

Научная новизна диссертации, впервые:

1. Определена зависимость коэффициента вытеснения нефти месторождения «Карабулак» с высоковязкой нефтью от прокачанного объема воды с минерализацией менее 1 г/л. (Рисунки 3.11, 3.14 и 3.17);
2. Установлена зависимость нефтеотдачи от проницаемости, смачиваемости и минералогического состава горной породы при нагнетании низкоминерализованной воды (Таблица 3.8, Рисунки 3.18-3.20 и 3.30);
3. Получены зависимости коэффициента вытеснения нефти месторождения «Ащысай» от прокачанного объема воды с минерализацией менее 1 г/л. (Рисунки 3.23 и 3.25);
4. Разработана новая схема устройства для получения низкоминерализованной воды (Раздел 6, Рисунок 6.3).

Научные положения, выносимые на защиту

1. Результаты лабораторных экспериментов на кернах из пластов месторождений «Ащысай» и «Карабулак» с применением технологии низкоминерализованного заводнения;

2. Условия применения технологии низкоминерализованного заводнения при повышении нефтеотдачи терригенных коллекторов с мало- и высоковязкой нефтью;

3. Механизм увеличения коэффициента вытеснения нефти из пластов с мало- и высоковязкой нефтью на поздней стадии разработки;

4. Техничко-технологические расчеты для проведения низкоминерализованного заводнения на месторождении «Ащысай»;

5. Новая схема устройства для получения низкоминерализованной воды.

Практическая значимость. Показана возможность повышения коэффициента вытеснения нефти ($K_{\text{выт}}$) из пластов с мало- и высоковязкой нефтью с помощью технологии низкоминерализованного заводнения (НМВ), которая может быть использована на Казахстанских месторождениях «Молдабек», «Каламкас», «Кенбай», «Жалгыз Тобе», «Каражанбас», «Северные Бузачи» и др. с учетом минералогического состава горной породы.

Личный вклад автора состоит:

— в постановке задач исследований и обосновании методических подходов к их решению;

— в обзоре литературных источников и обобщении данных;

— в постановке и проведении фильтрационных экспериментов и последующим обработке результатов;

— в выполнении численного исследования;

— в разработке методики внедрения низкоминерализованного заводнения на месторождении.

— в пойске и анализе патентов по получению низкоминерализованной воды.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы, обсуждены на международных научно-практических конференциях и форумах:

—на международных Сатпаевских чтениях «Научное наследие Шахмардана Есенова» (Алматы, 2017);

—XII международной научно-практической конференции "Advances in Science and Technology" (Москва, 2018);

—на международных Сатпаевских чтениях «Инновационные решения традиционных проблем: инженерия и технологии» (Алматы, 2018).

Публикации. Основные положения работы представлены в 9 публикациях, в том числе в 3 изданиях, рекомендованных ККСОН МОН РК. 2 статьи в зарубежных научных изданиях с ненулевым импакт-фактором, входящий в базу данных Scopus, «ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences» (IF 0.37), «Journal of Engineering and Applied Sciences» (IF 0.35), 3 статьи в материалах международных конференций. В 1 положительном

заключении о выдаче патента на полезную модель (исходящий № 34175 от 27 сентября 2018).

Структура и объем работы. Диссертация содержит введение, обозначения и сокращения, 6 раздел, заключение, список использованной литературы. Диссертация изложена на 111 страницах компьютерного набора, включая 58 рисунков и 21 таблиц, список литературы из 110 наименований и 3 приложений.

Краткое содержание диссертации

Во введении раскрывается актуальность темы исследования, приведены основные цели и задачи, научная новизна, практическая ценность, личный вклад автора и апробация работы.

В первом разделе диссертации представлен литературный обзор по лабораторным исследованиям и промышленным испытаниям по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений на основе закачки низкоминерализованной воды для карбонатных и терригенных пластов. По результатам анализа литературных источников поставлены соответствующие цели и согласно цели сформулированы задачи исследования.

Во втором разделе представлены теоретические исследования по заводнению низкоминерализованной водой. Даны основные уравнения для моделирования заводнения низкоминерализованной водой. Выведена формула для расчета фронта вытеснения и распределения давления.

В третьем разделе рассмотрены лабораторные исследования по закачке низкоминерализованной воды в терригенные коллектора с мало- и высоковязкой нефтью. Приведены результаты изучения заводнения НМВ. По результатам проведенных экспериментов дано объяснения механизмам нефтеизвлечения НМВ. Также рассмотрены вопросы численного моделирования закачки низкоминерализованной воды в пласт с высоковязкой нефтью. Проведение численного моделирования позволило выявить преимущество применения НМВ на последней стадии разработки месторождения.

В четвертом разделе рассчитана ожидаемая экономическая эффективность по применению низкоминерализованного заводнения на месторождении «Ащысай». Рассчитаны доход государства и компании от внедрения технологий низкоминерализованного заводнения.

В пятом разделе даны научные рекомендации по внедрению низкоминерализованного заводнения для условий месторождения «Ащысай».

В шестом разделе приведены разработанные технические решения, на которые соискателем получено положительное заключение о выдаче патента. Проведено сравнение технических решений, полученных соискателем, с их прототипами. Приведено описание разработанного устройства для получения низкоминерализованной воды, которая обладает более совершенной конструкцией по сравнению с прототипом, обеспечивающая производство воды за счет применения солнечной энергии.

В заключение приведены основные результаты и выводы по диссертационной работе.

Автор благодарен научным руководителям, доктору PhD, профессору Енсепабаеву Т.А., и доктору PhD, ассоциированному профессору Panfilov Irina за постановку задачи исследования. Особую благодарность-директору, ЧУ ИПМТ, доктору химических наук, профессору Кудайбергенову С.Е., и докторам PhD Гусенову И.Ш., Шахворостову А.В. и Жаппасбаеву Б.Ж. за помощь в проведении и обсуждении результатов лабораторных экспериментов.

1 ИЗУЧЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Обзор развития низкоминерализованного заводнения

При разработке практически всех нефтяных месторождений на различных стадиях отбор нефти производится с различными механизмами нефтеизвлечения, которые включают в себя первичные силы пластовой энергии (упругие силы пласта и флюидов, напор краевых вод, энергия растворенного газа и гравитационные силы), вторичные и третичные механизмы нефтеизвлечения. Первичный режим добычи характеризуется низким значениям коэффициента извлечения нефти, которая достигает от 3 до 15% от начальных запасов в залежах с давлением ниже давления насыщения. При вторичном режиме добычи нефти для поддержания пластового давления на уровне начального в пласт обычно закачивают воду или различные газы. При наличии активной законтурной воды или газовой шапки коэффициент нефтеизвлечения достигает 50% от начальных запасов [1].

На большинстве месторождений энергия пласта истощается уже на первичной и вторичной стадии разработки. В результате под землей остается значительная доля невыработанных запасов нефти даже при закачке различных флюидов. На последней стадии разработки применяют различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) при определенных условиях пласта и технологии. Под МУН-ом понимается закачка различных агентов в пласт, которые при естественных условиях не встречаются в пласте. Но МУН-ы не ограничиваются лишь применением на последней стадии разработки месторождения, их можно применять уже в начале ввода месторождения в добычу. Различные технологии, такие как смешивающееся и несмешивающееся газовое заводнение (углеводородные газы, углекислый газ и азот), химическое заводнение (поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимер, щелочи или их смесь), термические методы (закачка пара или внутрипластовое горение) и другие методы (закачка анаэробных бактерий, закачка низкоминерализованной воды (НМВ)), увеличение нефтеотдачи применяются для добычи нефти (рисунок 1.1).

Закачка воды является традиционным способом увеличения нефтеотдачи с 1865 года. Последние 10 лет эту технологию начали рассматривать с точки зрения композиционного состава закачиваемых вод. Таким образом, появилась новая технология закачки низкоминерализованной воды (НМВ), которая улучшает вытеснение путем изменения смачиваемости в песчаниках и карбонатных породах. Популярность данного метода заключается в добыче легких нефтей, доступности воды и низких капиталовложениях. Последнее достоинство предпочтительно ввиду дешевизны по сравнению с другими методами.

Закачка низкоминерализованной воды (НМВ) известна в литературных источниках, как LoSalTM компаний BP, умное заводнение в SaudiAramco и современное управление ионами (AIMSM) компаний ExxonMobil.

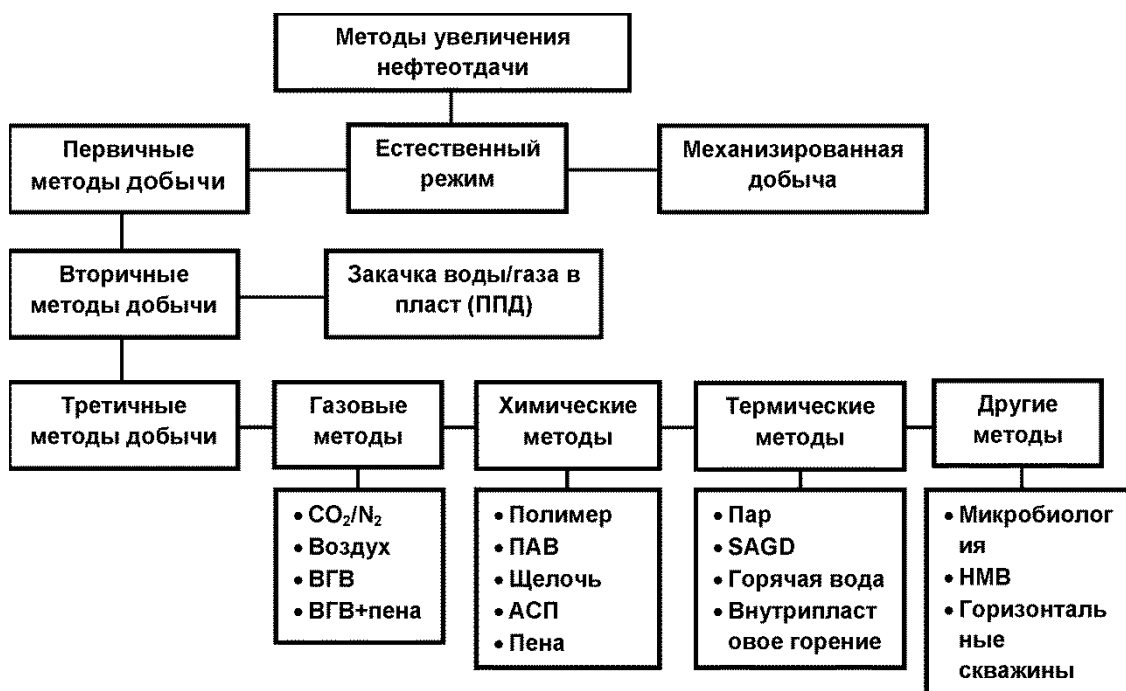


Рисунок 1.1 - Методы увеличения нефтеотдачи [1]

На данный момент еще не были проведены достаточные лабораторные исследования по закачке НМВ для выявления основных механизмов вытеснения нефти и еще меньше опытно-промышленных испытаний на месторождениях. Большинство исследований дали положительные результаты по вытеснению дополнительной нефти при вторичных и третичных методах заводнения. Предполагается, что изменение смачиваемости поверхности породы является главным механизмом извлечения дополнительной нефти. Но есть работы, где были предложены дополнительные механизмы, такие как растворение и миграция мелких частиц [1-88], расширение двойного электрического слоя и др.

Некоторые исследования показали, что присутствие глин является предпочтительным условием изменения смачиваемости терригенных пород. Практически не изучено взаимодействие системы нефть-вода-порода при закачке НМВ в карбонатных породах [35, с.12]. Трудности исследования НМВ заводнения в карбонатных пластах заключается в комплексном взаимодействии системы нефть-вода-порода и неоднородность карбонатных пород, которые затрудняют прогнозы и степень вклада механизмов увеличения нефтеотдачи при закачке НМВ. Другой причиной является различие в результатах исследований влияния морской и НМВ воды в опубликованных работах.

Единственным недостатком данной технологии являются источники низкоминерализованной воды, а также их утилизация. Существует два основных метода обессоливания морской воды: с применением тепла и использованием мембран. Термические методы включают многоступенчатую дистилляцию, термокомпрессионную дистилляцию и механическое сжатие паров. Термический метод основан на нагревании соленой воды и сборе конденсированного пара из процесса дистилляции. С другой стороны,

мембранный метод включает обратный осмос и нанофильтрацию. Мембранный метод управляется давлением для того, чтобы заставить соленую воду пройти через мембрану и, разделить воду и соль. Обычно методы разделения, основанные на мембранах, предпочтительнее, чем термальные, особенно на шельфовых месторождениях, где ограничено пространство и затрата электричества.

Метод обратного осмоса представляет собой плотную мембрану с размерами пор менее 0,0005 мкм, на которых после обработки вода становится пресной без моно- или двухвалентных ионов. Мембраны нанофильтрации менее плотны по сравнению с методом обратного осмоса с размерами пор от 0,05 до 0,005 мкм, а обработанная вода содержит моновалентные ионы [2, с.10].

Новый метод опреснения вод был предложен в работе [3, с.5]. Он заключается в использовании нанофильтрации и обратного осмоса и решает проблемы с набуханием глин, так как закачиваемая вода будет содержать определенное количество моновалентных ионов. Таким образом, их можно использовать на песчаниках. В работах [4,5] дан всесторонний анализ механизмов нефтеизвлечения при закачке низкоминерализованной воды. Авторы приходят к выводу о том, что основными механизмами являются мультиионный обмен, увеличение рН среды, а также увеличение двойного слоя электрического потенциала. Механизм расширения двойного слоя связан с изменением зета-потенциала на поверхности и увеличением толщины двойного слоя.

1.2 Применение низкоминерализованного заводнения в терригенных коллекторах

Практически все терригенные породы содержат в себе глинистые минералы, которые покрывают зерна породы. Карбонатные породы также могут иметь в своем составе глины, но они в основном содержатся в матрице породы, куда вода проникает с трудом. Песчаники, в которых содержание глины не более 5%, называются чистыми песчанками. К глинистым минералам относятся каолинит, монтмориллонит, гидрослюда, хлорит и иллит. При нагнетании НМВ разрушается установленное термодинамическое равновесие в системе нефть-порода-пластовая вода и происходит изменение смачиваемости породы, которая благоприятно влияет на нефтеотдачу. При этом процессе температура пласта играет большую роль, так как при повышенной температуре химические реакции протекают быстрее. Для образцов песчаниковых пород были проведены исследования по закачке рассолов по сравнению с пресной водой. При этом был получен дополнительный прирост нефти до 15% при закачке минерализованной воды, а при закачке пресной воды КИН уменьшилось. Автор объясняет это как следствие набухания глин [6, с.20]. Авторы работ [7, с.2] исследовали влияние НМВ на нефтеотдачу путем заводнения кернов песчаника Berea (проницаемостью 200 мД при температуре 75°C) в качестве вторичного и третичного метода увеличения нефтеотдачи. Эксперименты показали, что концентрация солей NaCl в воде 8г/л не повлияла

на нефтеотдачу, в то время как 1,5 г/л NaCl вызвал значительное увеличение нефтеотдачи до 29%. Возможность применения НМВ для месторождений Аляски (Alaska North Slope) было исследовано в работе [8, с.8]. Были проведены эксперименты по заводнению керна. Обнаружено, что при снижении солености закачиваемой воды с 22 до 5,5 г/л остаточная нефтенасыщенность снизилась от 46 до 38%, а при снижении солености до крайних значений до 0,06г/л дополнительно было извлечено 28% нефти. Также в работе [9, с.19] эффект от закачки НМВ наблюдался на отметке 2г/л.

В работе [10, с.270] сообщается, что минерализация связанной и закачиваемой воды влияет на смачиваемость породы и нефтеотдачу пласта при пластовой температуре. Снижение солености закачиваемой и связанной воды при высокой температуре пласта увеличивает смачиваемость пласта, делая ее более гидрофильной. К такому же выводу пришел автор работы [11, с.78], путем заводнения керна на образцах породы Berea и сланцевых песчаников водой с минерализацией 20 и 40г/л NaCl при вторичном и третичном режиме заводнения. Дополнительная добыча нефти была получена при снижении минерализации до 10 г/л. При этом было обнаружено, что чем выше температура, тем больше нефтеотдача.

В работе [12, с.195] сообщается, что взаимодействие системы порода-нефть-вода сильно влияет на результат при закачке НМВ. Эксперименты по пропитке образцов керна показали, что при погружении керна в разбавленную в 10X морскую воду нефтеотдача составила 16%, а при погружении в 100X разбавленную морскую воду нефтеотдача равнялась 29%. Аналогичные результаты были получены в работах [13,14].

В работе [15, с.305] в результате заводнения низкоминерализованной водой был получен положительный эффект на 214 образцах керна при вторичном режиме и на 188 при третичном режиме заводнения. В работе [16, с.12] сообщается, что при заводнении НМВ песчаникового керна при вторичном режиме было получено на 14% больше нефтеотдачи, чем при третичном режиме. При этом при закачке наблюдалось снижение перепада давления, увеличение рН и набухание глин.

Авторы работы [17, с.10] провели эксперименты по заводнению керна из месторождения на шельфе Северного моря. Они пришли к выводу, что закачка ВМВ способствует поршневому вытеснению, в то время как закачка НМВ требует дольше времени для получения положительного эффекта. Результаты экспериментов также показали, что ВМВ способствует увеличению гидрофильности породы, а НМВ, наоборот, снижает гидрофильность породы, но это противоречит исследованиям большинства работ, авторы которых утверждают, что низкая минерализация увеличивает смачиваемость пород водой. Они также отметили, что изменение смачиваемости происходит в результате ионообменных процессов на глинистой поверхности породы. Исследовано влияние нагнетаемой воды на смачиваемость породы путем самопроизвольной пропитки образцов песчаниковых керн. Авторы пришли к выводу что увеличение катионов Ca^{2+} в закачиваемой воде приводит к

гидрофобности породы. Также они отметили, что концентрация NaCl в закачиваемой воде увеличивает нефтеотдачу пласта, когда содержание дивалентных катионов низкие при закачке высокоминерализованной воды и высокие при нагнетании низкоминерализованной воды. Эксперименты также показали, что в гидрофобных коллекторах закачка НМВ увеличивает нефтеотдачу [18, с.23]. В работе [19,с.9] были проведены эксперименты по применению НМВ на месторождении «Салым» (Россия). Были проведены лабораторные эксперименты по самопроизвольной пропитке керна. Авторы получили положительные результаты от применения НМВ путем изменения относительных фазовых проницаемостей в сторону гидрофильности и уменьшение количество остаточной нефтенасыщенности. Нефтеотдача при этом увеличилось на 4% при вторичном заводнении и на 1,7% при третичном заводнении.

1.1.2 Промысловые применения НМВ на терригенных коллекторах.

Авторы [20, с.7] подтвердили результаты лабораторных исследований промышленными испытаниями. Они замерили неснижаемую (остаточную) водонасыщенность после закачки ВМВ и НМВ в терригенную породу. При закачке воды с содержанием солености больше 3,5% увеличение нефтеотдачи было незначительным (рисунок 1.2). Остаточная нефтенасыщенность варьировалась от 30 до 50%. Автор утверждает, что данную технологию нужно совмещать с другими методами увеличения нефтеотдачи, такими как водогазовое воздействие (ВГВ).

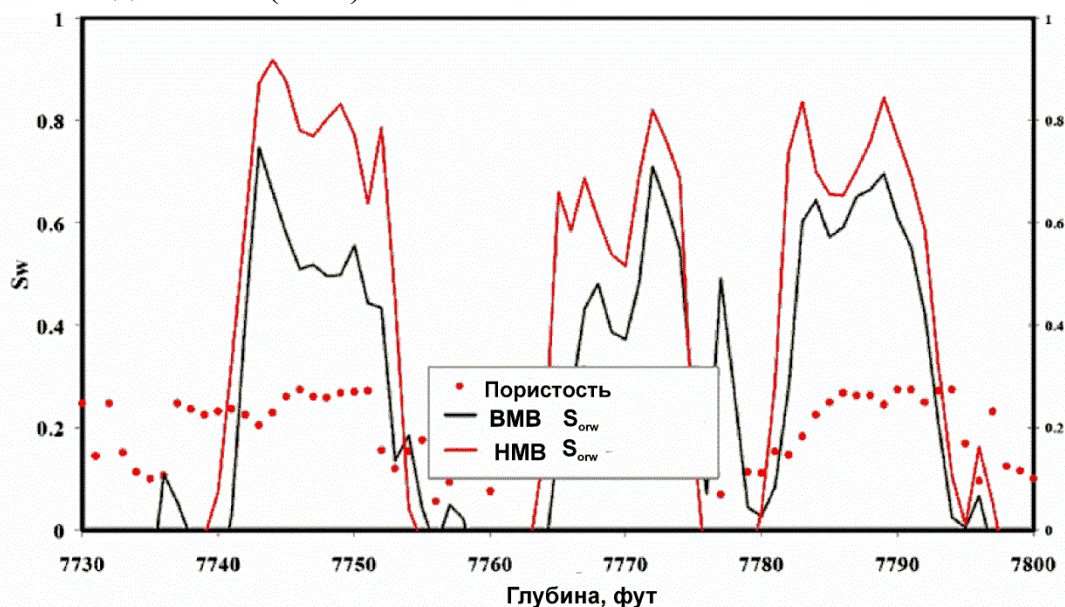


Рисунок 1.2- Нефтенасыщенность после прокачки НМВ [20]

В работе [21,с.12] было проведено семь промышленных испытаний по закачки НМВ на месторождении «Первомайское» в России, где был получен дополнительный прирост нефтеотдачи-до 9%. Авторы провели эксперименты по заводнению керна с различным содержанием глины. В частности они указывают, что в образцах с низким содержанием глины преобладает

изменение смачиваемости, в то время как в образцах с высоким содержанием глины механизмом увеличения нефтеотдачи было разрушение и движение мелких частиц глин и закупоривание каналов, что было доказано уменьшением ОФП по воде в два раза.

Есть результаты отрицательного эффекта от применения НМВ в работе [22, с.183]. Автор пишет, что нагнетание НМВ на месторождении «Snorre» на Северном море (терригенная порода, $k=100\text{мД}$, температура пласта 90°C , содержание глин 5-36%), не дал каких-либо эффектов, автор связывает это с тем, что смачиваемость породы гидрофильная. В работе [23, с.18] проведено исследование по измерению остаточной нефтенасыщенности на месторождении в Западной Африке после последовательной прокачки НМВ, морской воды и закачки поверхностно активных веществ в пласт. Результаты испытания отличались от лабораторных экспериментов, закачка ПАВ дала больше эффекта, чем НМВ. Авторы связывают низкую эффективность НМВ с минералогическим составом породы, а именно, с низким содержанием глинистых частиц.

В работе [24, с.19] сообщается, что при заводнения нефтяного месторождения «Большой Бурган» (Кувейт) в терригенном отложении был получен дополнительный прирост нефти до 24% после нагнетания НМВ. При этом минерализация воды было в пределах 5 г/л при низком содержании глин в породе.

На территории СНГ есть много месторождений, на которых ведутся закачка низкоминерализованной воды в качестве ППД, ввиду отсутствия высокоминерализованных. К примеру, это месторождение «Ромашкинское» (Республика Татарстан). Хотя доля глинистости в некоторых участках превышают 50%, закачка НМВ ведется успешно [25, с.30].

В литературе также встречаются работы где эффект от снижения минерализации закачиваемых вод не был замечен. К примеру, в работе [26, с.22] говорится о том, что на 26 месторождениях штата Вайоминг (США) закачка низкоминерализованной воды не дала каких-либо результатов. Также на месторождении «Burbank», «Loudon»(США) после закачки низкоминерализованной воды никакой корреляции между нефтеотдачей и отношением минерализаций вод замечено не было.

1.2.1 Предложенные механизмы увеличения нефтеотдачи при закачке НМВ

Одним из первых ученых в СНГ, который заметил эффект набухания глин от минерального состава закачиваемой воды был В.П. Батулин [27, с.74]. В начале 30-х годов он провел исследования по изучению набухаемости глин и пришел к выводу, что при 20% доле глин в составе породы делает породу непроницаемым. Также этому вопросу посвящены работы А.Я. Хавкина [28,29].

В компании «Татнефть» 1993г были проведены лабораторные исследования по заводнению кернов с различной глинистостью на влияние нефтеотдачи минерализации воды. Было выявлено, что пласты с глинистостью

до 2% можно закачивать воду с плотностью более 1000кг/м^3 , а при глинистости 5% вода с трудом проникает в пласт [30, с.110].

В зарубежных литературных источниках существует много работ, написанных на тему низкоминерализованного заводнения, в том числе исследования механизмов нефтедобычи этой технологией. Было предложено много различных механизмов увеличения нефтеотдачи при закачке НМВ. Но ни один из механизмов не был принят как основной механизм увеличения нефтеотдачи. Это связано с комплексным взаимодействием системы нефть-пластовая (закачиваемая) вода-порода. Автор [6, с.12] провел ряд лабораторных исследований, на терригенных образцах керна закачивая раствор натрия хлорида (NaCl) и пресной воды. Он заметил увеличение нефтеотдачи и градиента давления после применения НМВ по сравнению с минерализованными растворами. Нефтеотдача была больше при закачке пресной воды по сравнению с раствором вследствие набухания глин.

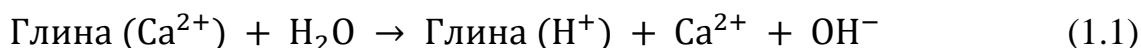
В работе [31,с.100] авторы, основываясь на своих исследованиях по закачке НМВ ($1,5\text{г/л}$), предложили механизм миграций мелких частиц, особенно отделения частиц глин, от состава породы, тем самым меняя смачиваемость породы с гидрофобного на гидрофильную. Тем не менее, они утверждают, что происходит коагуляция пор и снижение проницаемости. В работе [32, с.14] утверждается, что оптимальной температурой для применения НМВ является 90°C , содержание глин также положительно влияет на вытеснение нефти, а миграция мелких частиц является вспомогательным механизмом.

Однако, есть работы [14,33], в которых утверждается, что нет никаких изменений в проницаемости при набухание глин. Более того, отрицается эффект набухания глин при закачке НМВ.

Влияние рН среды. Первое упоминание о том, что увеличения вытеснения связано с увеличением рН среды при закачке НМВ есть в работе [34, с.8] (рисунок 1.3). Утверждается, что увеличение щелочности среды уменьшает поверхностное натяжение и краевой угол смачиваемости породы, что делает ее более гидрофильной. Но автор также сообщает, что данное свойство никак не связано с технологией щелочного заводнения. Кроме того снижение двухвалентных катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} не способствует осадкообразованию поверхностно активных веществ (ПАВ). К такому же выводу пришли авторы [35, с.8]. Они сообщили, что при нагнетании низкоминерализованной воды в пласт образуется щелочная среда, которая взаимодействует с кислотными компонентами нефти и образуют ПАВ, тем самым снижается межфазное натяжение и улучшается доотмыв нефти от стенок пород.

Авторы [36,с.17] предложили химический механизм увеличения нефтеотдачи. Они предположили, что вначале в пласте существует термодинамическое равновесие с рН (5-6) средой. Низкое значение рН способствует нарушению этого равновесия, вызывая при этом химическое взаимодействие между водой и породой, при этом нехватка катионов Ca^{2+} на

поверхности породы компенсируется ионами H^+ от закачки НМВ увеличивая рН среды (рисунок 1.3). Глинистые минералы отличаются способностью обмена катионами при химических реакциях. Большинство глинистых минералов заряжены отрицательно, в результате чего им необходимы катионы (положительные заряды) для равновесия. Это осуществляется с помощью катионов Ca^{2+} . После прокачки НМВ происходит обмен ионов Ca^{2+} и H^+ на поверхности минералов (глин). Обратная реакция происходит при повышении минерализации нагнетаемой воды:



При этом увеличение нефтеотдачи происходит вследствие взаимодействия поверхностно-активных компонентов нефти и глинистыми минералами.

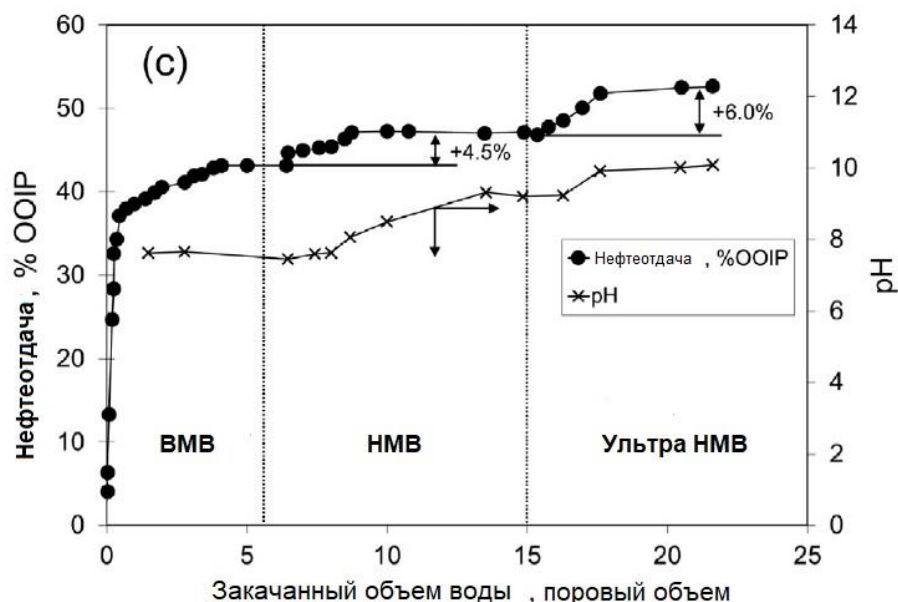


Рисунок 1.3 – Увеличение рН при закачке НМВ [34]

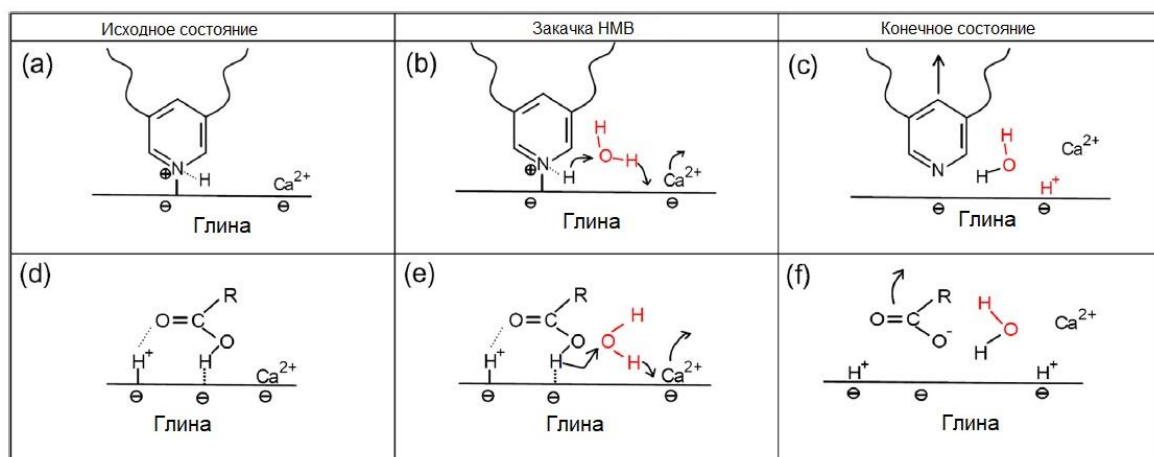


Рисунок 1.4 – Механизм увеличения рН при закачке НМВ [36]

Однако, в работе [37, с.225] говорится, что имеет место снижение поверхностного натяжения от 25 до 18 мН/м с незначительным увеличением рН при закачке НМВ, но этого значения недостаточно для того чтобы произошло омыление поверхности породы и отмывание нефти. Для того чтобы был эффект закачки ПАВ-ов, необходимым условием является высокое значение кислотного числа нефти. Также корреляции между увеличением рН и нефтеотдачи замечено не было. Авторы также акцентируют внимание на то, что маловероятно увеличение рН в пластовых условиях.

Мульти-ионный обмен. Механизм мульти-ионного обмена был предложен в работах [14,35], где утверждается, что при снижении минерализации закачиваемой воды (рисунок 1,5) в пласт, изменение смачиваемости поверхности породы связано с наличием катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} . Эти катионы, ответственные за отрыв компонентов нефти от поверхности породы, выполняют роль мостика между нефтью и поверхностью породы. Данное утверждение подтверждено экспериментальными исследованиями.

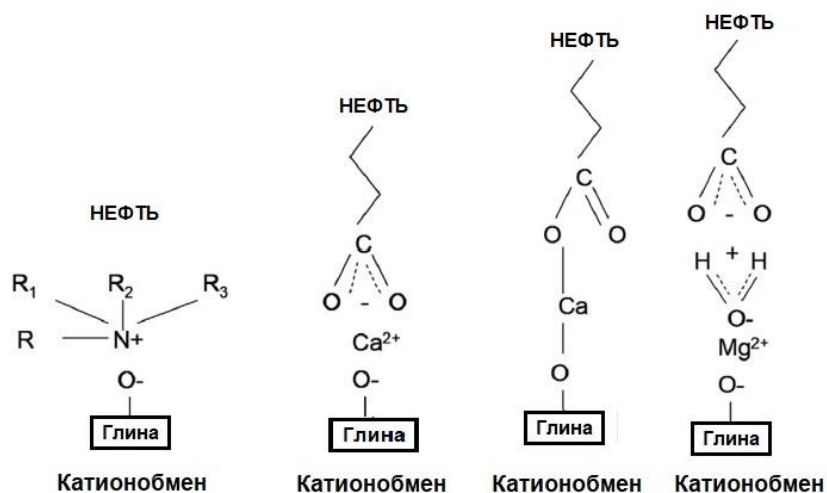


Рисунок 1.5- Механизм мультиионного обмена [14]

Композиционный состав закачиваемых вод не является важным, так как снижение минерализации все равно приведет к десорбции катионов. Однако удаление ионов Ca^{2+} из воды нежелательно ввиду того, что от этого не зависит рН среды [31, с.111].

Однако есть работы, которые не зафиксировали изменение рН среды в водах полученных, после заводнения керна низкоминерализованной водой. Они утверждают, что в пластовых условиях глобальное изменение рН невозможно, так как в пласте присутствует CO_2 , которая не позволяет увеличению рН процесса. Снижение уровня катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} не связано с мультиионным обменом, это последствие осаждения $Mg(OH)_2$ и $Ca(OH)_2$. Однако данные осадки образуются лишь при высоких значениях рН ($pH > 11$). Но такие значения в принципе невозможны в естественных пластовых условиях даже при закачке НМВ [36, с.20]. Данная теория объясняет, почему в работе [35] промысловые данные в добывающей скважине увеличение Mg^{2+} связано с

десорбцией катиона от поверхности глин вследствие взаимодействия с низкоминерализованной водой.

Механизм мультиионного обмена (МИО) был предложен многими исследователями. Однако это не является достаточным условием вытеснения нефти, а лишь дополнением. Для механизма МИО необходимо наличие полярных компонентов в составе нефти, которые изначально адсорбированы на поверхности породы и могли бы быть вытеснены с помощью дивалентных катионов в составе воды и породы. Требуется дополнительные исследования по определению благоприятных условий для НМВ, такие как типы глин, композиционный состав воды и нефти для того, чтобы создать математическую модель для прогнозирования добычи нефти при закачке низкоминерализованной воды в пласт.

Изменение смачиваемости породы. Было проведено большое количество работ по исследованию смачиваемости поверхности породы при закачке НМВ. Исследователи [14,31] пришли к следующим выводам: песчаник как поровая система должен содержать глинистые минералы и их вид играет немаловажную роль. Нагнетаемая вода должна содержать дивалентные катионы Ca^{2+} и Mg^{2+} , а нефть должна содержать полярные компоненты. Концентрация соли в воде должно быть примерно 0,1-0,5 % (1-5г/л). Во время проведения эксперимента была отмечена миграция мелких частиц вследствие роста градиента давления вдоль керна. Ограничение по температуре не было, большинство экспериментов были выполнены при температуре ниже 100°C.

Изменение смачиваемости считается главным механизмом нефтеизвлечения при закачке низкоминерализованной воды (НМВ), включая набухание глин, локальное изменение pH и мультиионный обмен. Изменение смачиваемости в терригенных породах связано с присутствием глин и высоким содержанием дивалентных катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в составе породы [10, 38].

В экспериментальной работе [34, с.12] при закачке НМВ 1,5 г/л (0,15%) в песчаниковые образцы наблюдалось увеличение pH среды до 9, что указывает на образования ПАВ-ов. Таким образом, закачка НМВ воздействует на термодинамическую среду, разрушая связь органического материала с поверхностью породы [39, с.4480]. Аналогичные результаты были получены в экспериментальных исследованиях работы [40, с.25]. Эксперименты на образцах керна без глин доказывают важность присутствия глин в составе породы.

В экспериментальной работе [41, с.12] исследовали влияние концентрации катионов в нагнетаемой воде на смачиваемость породы. Было установлено, что НМВ меняет заряд на отрицательный в системе порода–вода и нефть–вода, делая ее более гидрофильной. Они также указали, что лучшие результаты будут при нагнетании НМВ при вторичном методе воздействия на пласты, краевой угол смачивания будет увеличиваться с ростом температуры, давления и с уменьшением солёности нагнетаемой воды. Вдобавок они указывают на важность состава солей, чем на их концентрацию. Дальнейшее исследование подтвердило механизм изменения смачиваемости путем ионообмена на

поверхности породы и положительный эффект от закачки НМВ при вторичном воздействии.

В работе [42, с.18] сообщается, что изменение смачиваемости-главный механизм извлечения нефти. Лабораторные исследования показали, что уменьшается остаточная вода и нефтенасыщенность. В работе [43, с.20] проведены эксперименты по оценки электрокинетического потенциала и двойного электрического слоя поверхности терригенных материалов с содержанием различных глинистых минералов (каолинит, хлорит, монтмориллонит и ильменит). Результаты экспериментов показали, что моновалентные катионы (Na^+) более эффективны, чем дивалентные катионы для увеличения значения электрокинетического потенциала при температуре 25°C . Также они показали, что со снижением солености воды ЭКП становится отрицательной, при этом отталкивающие силы между нефтью и породой увеличиваются, делая породу гидрофильной. Авторы работы [44, с.17] исследовали взаимодействие между системой вода-нефть после закачки НМВ. Было выявлено, что НМВ перестраивают поверхностно активные компоненты нефти, которые слипаются, образуя мелкодисперсные частицы. Эти частицы изменяют смачиваемость поверхности породы, делая ее гидрофильной. Они утверждают, что данный механизм работает как в терригенных, так и в карбонатных породах и не чувствителен к присутствию глин. Их результаты подтверждаются экспериментальными работами по заводнению и пропиткой керна, а также визуальными наблюдениями течений на микромодели.

При исследовании НМВ использован атомный микроскоп для измерения межмолекулярного притяжения. В эксперименте использованы воды с минерализацией 3,6 и 0,15% (36г/л и 1,5г/л). Обнаружено, что притяжение между зернами кварца и карбоновыми кислотами сильно снижается при уменьшении солености закачиваемой воды, это может объяснить эффективность НМВ [45, с.22]. В своей дальнейшей работе [46, с.13] автор выявил, что силы притяжения снижаются при концентрации солей закачиваемой воды 0,5-0,8% (5-8 г/л).

Расширение двойного электрического слоя. В работе [47,с.11] изменение смачиваемости объясняется через расширение двойного электрического слоя (РДЭС). РДЭС это два слоя ионов, которые окружают поверхность глины. Первый слой «адсорбционный слой» содержит только катионы (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , и т.д.), второй называется «диффузный слой» и находится дальше от поверхности породы. Отрицательно заряженные компоненты нефти, входя во второй слой, могут быть присоединены к дивалентным катионам (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и т.д.) в адсорбционном слое, делая поверхность гидрофобной. При нагнетании низкоминерализованной воды в пласт двойной электрический слой расширяется, снижая вероятность присоединения нефти к катионам и делая их гидрофильными.

Электрический потенциал двойного электрического слоя (ДЭС) измеряется в зета потенциалах. На внешнем слое электрический заряд не постоянен и

увеличивается с уменьшением ионной силы, которая связана с валентностью следующим соотношением [48]:

$$I = \frac{1}{2} \sum_j C_j z_j^2 \quad (1.2)$$

где C - молярная концентрация или молярность (моль/л), z -валентность ионов.

Согласно формуле (1.2), необходимо учитывать ионную силу при закачке НМВ, так как все воды содержат мультивалентные ионы. При увеличении валентности ионов можно получить такое же значение ионной силы, как и при высокой минерализации воды.

Обнаружено, что при снижении солености закачиваемой воды уменьшаются силы, которые удерживают неполярные молекулы нефти на поверхности кварца. Расширение двойного слоя всегда будет играть ключевую роль при увеличении нефтеотдачи методом закачки НМВ, а остальные механизмы играют лишь второстепенную роль [48, с.20]. Далее в работе [48,с.22] говорится, что для РДЭС более важна минерализация воды, чем его композиционный состав. В механизме двойного электрического слоя электростатические силы играют немаловажную роль при изменении смачиваемости породы. В частности полярные компоненты нефти на границе раздела фаз вода/нефть имеют одинаковый заряд с поверхностью породы. При снижении минерализации компоненты нефти будут десорбироваться от поверхности породы, делая ее гидрофильной.

Однако данная теория не объясняет, почему даже при низких значениях ионной силы не наблюдается эффект от закачки низкоминерализованной воды. Многие исследования по замеру зета потенциала проводились лишь при низкой температуре и без нефти [49,с.22].

В работе [50, с.190] показано, что зета потенциал поверхности кварца становится постоянным после контакта с рассолом NaCl. Также толщина двойного слоя становится соизмеримой с размерами ионов, в данном случае гидрированный Na^+ окружает поверхность породы и дальнейшее увеличение концентрации не приводит к снижению двойного слоя из за конечного размера ионов Na^+ . Таким образом, можно утверждать, что при повышенной концентрации ионов, которая выходит за пределы коридора РДЭС, толщина двойного электрического слоя определяется радиусом доминантного иона, а не его ионной силой. Кроме того расширение ДЭС будет происходить лишь при снижении минерализации воды ниже определенного значения.

Экспериментальные исследования по замеру поверхностного заряда и двойного электрического слоя в терригенных породах показали, что моновалентные катионы больше увеличивают значение зета потенциала, чем дивалентные катионы при температуре 25°C [50, с.195].

Исследования взаимодействия нефть-вода-порода на микромоделях при закачке НМВ указывают на то, что при нагнетании воды с низкой минерализацией активные компоненты нефти образуют микро-дисперсии,

которые десорбируют с поверхности породы компоненты нефти. Также авторы утверждают, что данный механизм работает как в терригенных, так и в карбонатных породах и не чувствителен к наличию глин [51, с.9].

К другим не распространенным механизмам нефтеотдачи, можно отнести снижение межфазного натяжения при уменьшении минерализации воды [52,53]. К примеру, в работе [53] автор обнаружил, что при минерализации воды 30г/л (NaCl и CaCl_2) межфазное натяжение составило 13 мН/м (рисунок 1.6) хотя данная концентрация во много раз превышает минерализацию низкоминерализованной воды.

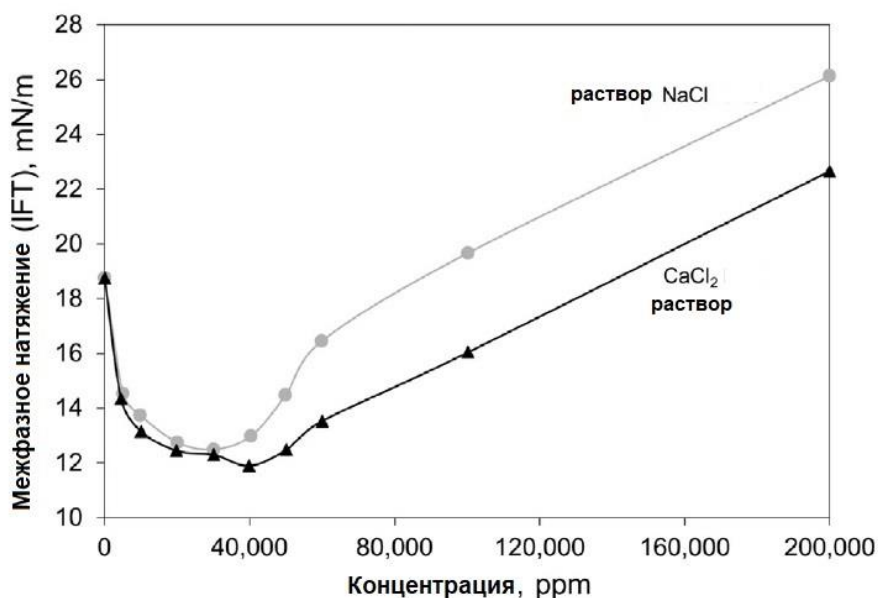


Рисунок 1.6 – Зависимость межфазного натяжения от минерализации NaCl и CaCl_2 [53]

Дальнейшее исследование необходимо для того, чтобы проверить, возможно ли расширение двойного электрического слоя в пластовых условиях и связано ли оно с изменением смачиваемости при закачке НМВ. В частности, необходимо проводить исследования при повышенных температурах и на образцах с нефтью.

1.3 Применение НМВ в карбонатных породах

Авторы работы [54] после проведения экспериментов по пропитке образцов известняка и мела в морской и пластовой водах пришли к выводу, что при высокой температуре ионы сульфата (SO_4^{2-}) меняют смачиваемость породы со смешанного на гидрофильный. Аналогичный результат получил автор [55]. Он сравнил закачку пластовой и морской воды и получил прирост по нефти при закачке морской воды до 60%. Авторы [56] изучили смачиваемость образца керна из мела месторождения «Екофиск» (Северное море, Норвегия, $k=5$ мД, $T_{пл}=120^\circ\text{C}$) путем закачки в образцы керна воды с различным содержанием кальция, магния и сульфата. Они обнаружили, что изменение смачиваемости происходит при содержании в воде Ca^{2+} и SO_4^{2-} , Mg^{2+} и SO_4^{2-} .

В работе [57] было изучено влияние морской воды с содержанием сульфата и без него на вытеснение нефти в керне. Результаты экспериментов показали, что при закачке низкоминерализованной морской воды нефтеотдача увеличилась до 15%. Было замечено, что изменение смачиваемости породы и адсорбция сульфата на поверхности породы было почти одинаковым для мела и известняка. В работе [58, с.359] сообщается, что после заводнения известнякового керна ($k=10$ Д) раствором 2% KCl + 2% NaCl нефтеотдача составила 32%, при закачке 2% NaCl - 29% а при закачке 2% KCl нефтеотдача увеличилась до 35,5%. Они объяснили это механизмом изменения смачиваемости породы. Интересна работа [59, с.579], где авторы провели исследования по заводнению карбонатного керна ($k=50$ мД) морской водой и раствором морской воды с пресной в различном соотношении и получили интересные результаты. При постепенном уменьшении концентрации морской воды нефтеотдача увеличивалась пошагово, при этом они заметили, что при закачке разбавленного раствора морской воды изменяется смачиваемость карбонатной породы, и она становится гидрофильной. Конечный прирост по нефти составил 18%. Автор [60, с.580] тоже провел ряд экспериментов по заводнению керна из доломита Западного Техаса и известняка из Ближнего Востока. Результаты экспериментов дали дополнительный прирост по нефти 5-9% после добавления ионов сульфата. Они также получили интересные результаты после добавления бората (BO_3^{3-}) и фосфата (PO_4^{3-}), и получили прирост по нефти 15 и 20% соответственно. К тому же было замечено, что увеличивается рН среды. Автор [60] провел эксперименты по заводнению керна из мела для изучения влияния НМВ на нефтеотдачу при различном температурном режиме. В итоге автор не получил какого-либо положительного результата. Но при высокой температуре и большом градиенте давления было получено увеличение добычи нефти. Возможным объяснением прироста может быть то, что при больших градиентах давления возможно отрывание (отделение) мелких частиц с поверхности породы и закупоривание высокопроницаемых каналов.

В работе [61] исследована вода с различной концентрацией минералов путем пропитки и заводнения керна. Измеряя угол смачивания и анализируя концентрацию ионов на образце керна из известняка при температуре 120°C, автор обнаружил, что только морская вода, содержащая ионы Mg^{2+} и SO^{2-} и разбавленная морская вода меняет смачиваемость породы на гидрофильную. Авторы объяснили это тем, что ионообмен и растворение минералов, ответственные за десорбцию органических кислот с поверхности породы тем, самым меняют смачиваемость. Однако морская вода с ионами Ca^{2+} не дала, какого либо эффекта. В работе [62] исследована морская вода с концентрацией соли 19%, разбавленной водой со снижением концентрации до 0,5%. После нагнетания в карбонатный керн получено увеличение нефтеотдачи от 3 до 84,5%. Это связано с тем, что смачиваемость породы меняется от гидрофильной до нейтральной. Также они добавили, что увеличение концентрации сульфатов SO^{2-} дает положительный эффект, в то время как содержание Ca^{2+} имеет

отрицательный эффект. Автор [63] исследовал влияние ионов сульфатов на нефтеотдачу и пришел к выводу, что высокие концентрации ионов сульфата ведет к увеличению прироста добычи нефти до определенного уровня. Он предложил оптимальную концентрацию ионов сульфата в 4 раза большую, чем есть в воде для получения эффекта.

В работе [64] были проведены лабораторные исследования по закачке карбонатного керна (известняк, пористость 20%, $k=200$ мД) при температуре 90°C. Скорость прокачки - 2 см³/мин, минерализация пластовой воды - 230 г/л. На первом эксперименте закачивалась морская вода, затем дистиллированная и в конце 50%-ный раствор морской воды. При прокачке дистиллированной воды нефтеотдача резко выросла. Во втором эксперименте были последовательно прокачены 0,5%-ные растворы CaCl₂•2H₂O, MgCl₂•6H₂O и Na₂SO₄. Результаты экспериментов показали, что при нагнетании морской воды при вторичном вытеснении нефтеотдача равна 50%. резкое снижение минерализации до дистиллированной воды значительно влияет на нефтеотдачу, ионы Ca²⁺, Mg²⁺, и SO₄²⁻ играют большую роль при закачке известняков.

В работах [40,54-66] утверждается, что основным механизмом увеличения нефтеотдачи в карбонатных пластах было изменение смачиваемости из-за взаимодействия различных ионов в нагнетаемой воде. Смачиваемость может меняться вследствие изменений заряда на поверхности породы или растворения мелких частиц. Автор [66] в своих экспериментах по пропитке керна из мела, доломита водой с катионоактивными поверхностно-активными веществами с содержанием сульфата отметил, что присутствие сульфатов в воде с ПАВ увеличивает скорость пропитки при высоких температурах и концентрациях соли 1 г/л. Сульфат в качестве катализатора скорости пропитки притягивается к поверхности породы, делая поверхность отрицательно заряженной. Он пришел к выводу, что сульфат совместно с катионными ПАВами меняет смачиваемость породы, делая ее гидрофильной. Аналогичные эксперименты есть в работе [65], различие лишь в концентрации сульфата в воде, которая составляет 2,31 г/л. Результаты тоже схожи с работой [66]. Это объясняется тем, что сульфат, меняя заряд поверхности, вызывает отталкивание карбоксильной группы от поверхности породы, делая ее водосмачиваемой. Помимо изменения смачиваемости, ПАВ снижает поверхностное натяжение. Есть ограничения по применению сульфатов, необходимо знать концентрацию Ca²⁺ в пластовой воде, с тем, чтобы не появились осадки в виде CaSO₄.

На рисунке 1.7 показана описание процесса изменения смачиваемости поверхности горных пород при закачке морской воды. Эти результаты получены на основе множественных лабораторных экспериментов [67]. Изначально положительно заряженная поверхность породы из-за повышенной концентрации кальция в пластовой воде, из-за некоторого значения Mg²⁺ и pH<8. При этом количество отрицательно заряженных ионов SO₄²⁻ незначителен. Нагнетание воды из моря влияет на адсорбции на поверхности пород ионов SO₄²⁻, что снижает положительный заряд поверхности. Вследствие электростатического отталкивания, концентрация Ca²⁺ вблизи поверхности

повышается, Ca^{2+} связывает карбоксильную группу и высвобождает её с поверхности. С увеличением температуры количество ионов SO_4^{2-} , Ca^{2+} на поверхности породы повышается. Поскольку Mg^{2+} способен вытеснить Ca^{2+} с породы при более высоких температурах, очевидно, что он способен вытеснять его и при соединении Ca^{2+} с карбоксильной группой.

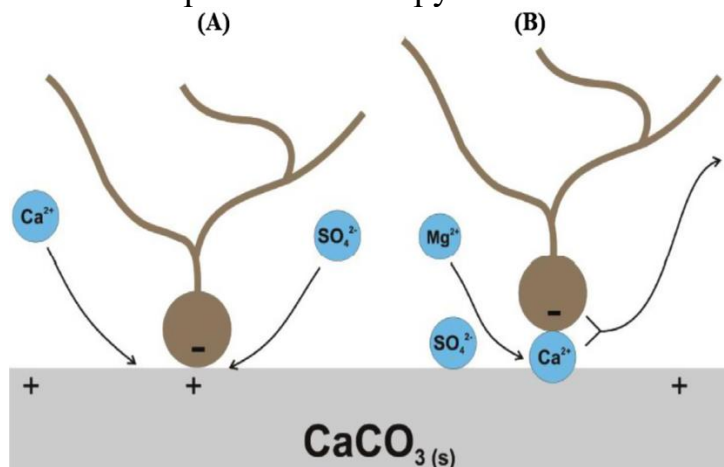
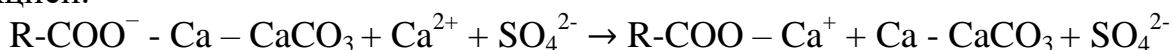


Рисунок 1.7– Схема процесса изменения смачиваемости поверхности карбонатной породы при заводнении морской водой [67]

Вышеназванные механизмы могут быть описаны следующей химической реакцией.



В этой реакции сульфат играет роль катализатора, увеличивая концентрацию ионов кальция на поверхности породы. Основным механизмом увеличения нефтеотдачи в карбонатных породах при нагнетании морской воды является то, что они содержат ионы Ca^{2+} , SO_4^{2-} и Mg^{2+} , которые могут менять смачиваемость породы, отрывая от них адсорбированные карбоксильные группы нефти, что благоприятно влияет на нефтеотдачу. Эффективность возрастает при температуре пласта более 90°C [60]. Дополнительный прирост нефти происходит за счет изменения смачиваемости породы, а не из-за снижения поверхностного натяжения. К такому выводу автор пришел после измерения поверхностного натяжения и краевого угла смачивания при пластовых условиях. Далее указывается, что химическое взаимодействие компонентов морской воды с карбонатной породой (мел) влияет на механическую прочность мела. Это происходит вследствие присутствия SO_4^{2-} и Mg^{2+} .

Результаты показали, что влияние межфазного натяжения на эффективность вытеснения нефти незначительно из-за снижения минерализации закачиваемой воды. Как показали исследования на ядерном магнитном томографе изменение смачиваемости породы является основным механизмом увеличения нефтеотдачи в карбонатных породах. Данные исследования низкоминерализованного заводнения отличаются от

исследования на образцах мела с точки зрения минерализации воды и ее композиционного состава.

Давление, температура и химический состав пластовой воды и нефти играют большую роль при изменении смачиваемости породы и растворения частиц породы. В работе [68] отмечается, что ионы Ca^{2+} , SO_4^{2-} и Mg^{2+} , проникают в матрицу породы путем молекулярной диффузии. Затем, нарушается термодинамическое равновесие из-за химических реакций между водой и поверхностью породы и происходит растворение поверхности породы и изменение поверхностного заряда и соответственно меняется смачиваемость.

При закачке морской воды в керн из известняков при температуре 130°C концентрация Ca^{2+} повысилась, а Mg^{2+} - уменьшилась. При этом концентрация SO_4^{2-} не поменялось, что говорит о незначительном осадке CaSO_4 . Для снижения жесткости закачиваемой воды добавляют Ca^{2+} и Mg^{2+} . Это связано с растворимостью CaCO_3 и заменой Ca^{2+} на Mg^{2+} . Присутствие Mg^{2+} с SO_4^{2-} увеличивает скорость замещения Ca^{2+} на Mg^{2+} . Замена Ca^{2+} на Mg^{2+} меняет напряжение и снижение механической прочности в карбонатной породе. Этими же авторами изучен поверхностный заряд породы путем измерения электрокинетического потенциала заряженной частицы. После прокачке раствора морской воды ядерно-магнитный резонанс (ЯМР) показал быструю поверхностную релаксацию и ее изменение на отрицательный заряд. Последующая работа [69] показала, что применение НМВ в качестве вторичного и третичного метода увеличения нефтеотдачи дает прирост по нефти до 14%. При этом использовался раствор морской воды в соотношении 10:1 и 100:1. Раствор 10:1 дал почти 10% прироста нефти.

В работе [70] сообщается, что изменение смачиваемости поверхности породы можно добиться путем увеличения концентрации ионов в нагнетаемой воде, добавляя SO_4^{2-} , BO_3^{3-} и фосфата (PO_4^{3-}) и снижая ее ионную силу. По результатам экспериментов по пропитке керна дали дополнительный прирост нефти от 4 до 20%. Также дополнительный прирост по нефти был получен при добавлении в воду ионов сульфата. В работе [13] сообщается, что при закачке и пропитке образцов керна из месторождений Омана было замечено незначительное снижение межфазного натяжения и изменение смачиваемости породы.

Автор [71] выполнил большое количество численного моделирования по заводнению пласта низкоминерализованной водой. Он пришел к выводу, что увеличение нефтеотдачи НМВ в карбонатных породах происходит за счет изменения смачиваемости и растворения мелких частиц и подтверждает результаты экспериментальных исследований работ [59,62,69].

Многие исследователи указывают на важность рН, так как она способствует генерации поверхностно активных веществ. Однако, увеличение рН происходит при очень низком заряде поверхности и увеличении двойного электрического слоя. Таким образом, меняется смачиваемость породы и увеличивается нефтеотдача [72].

В работе [73] показано, что при использовании НМВ смачиваемость меняется с гидрофобной на нейтральную, а дальнейшее применение ПАВ делает ее гидрофильной. Измерение поверхностного натяжения показало увеличение со снижением солености закачиваемой воды. Измерение концентрации ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^+ , SO_4^{2-} также показало их снижение. Это указывает на мультиионный обмен на поверхности породы. В работе [74] проведены эксперименты по измерению электрокинетического потенциала и краевого угла смачивания на образцах породы известняка и доломита после заводнения низкоминерализованной водой. Сообщается, что основным механизмом изменения смачиваемости является заряд поверхности из-за электростатического взаимодействия между породой и нефтью. Отмечено, что минералогия породы тоже играет немаловажную роль, потому что значения угла смачивания и потенциала у доломита было меньше по сравнению с известняком. Интересны результаты работы [75], где автор исследовал влияние содержания ангидрита в породе на заводнение НМВ. Он заметил, что эффективность смачивания породы зависит от увеличения содержания сульфата и снижения NaCl . Изменения смачиваемости поверхности породы зависит от сил связи между полярными углеводородными компонентами, минеральными поверхностями породы и реакционной способности ионов в составе закачиваемой воды. Авторы предлагают воздействовать на карбонатную породу путем повышения ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^+ , SO_4^{2-} при повышенной температуре пласта.

Авторы [76] подчеркивают важность химического состава воды для низкоминерализованного заводнения. При этом указывается на необходимость снижения уровня ионов натрия и хлора, так как они препятствуют ионообменным процессам. Для увеличения нефтеотдачи в терригенных формациях предложили использовать воду с минерализацией 5 г/л с меньшим количеством дивалентных катионов, чтобы не было набухания глин. Для карбонатных пород подойдет разбавленная (в 10 раз) морская вода со средним и низким содержанием минералов (28 и 6 г/л соответственно).

Как правило, на производстве при заводнении операторы стараются удалить сульфаты из воды из-за их коррозионной активности и осадкообразования. Ионы бария и стронция в пластовой воде при взаимодействии с сульфатами в нагнетаемой воде образуют нерастворимые соли, вызывая при этом много проблем. Использование ингибиторов осадкообразования требует большого внимания и мониторинга. К тому же, может развиваться сульфатредуцирующие бактерии, которые производят сероводород. Но при этом можно использовать различные биоциды. Тем не менее, дополнительная добыча нефти должна компенсировать дополнительные затраты на ингибиторы и биоциды.

1.4 Сравнение закачки низкоминерализованной воды в терригенных и карбонатных пластах.

Практически все терригенные породы содержат в себе глинистые минералы, которые покрывают зерна породы. Карбонатные породы также могут иметь в своем составе глины, но они в основном содержатся в матрице породы, куда вода проникает с трудом. Пески, где содержание глины не более 5%, называются чистыми песчаниками. К глинистым минералам относятся каолинит, монтмориллонит, гидрослюда, хлорит и иллит. В целом, связь между отрицательно заряженным полярным компонентам нефти и положительно заряженной породой в карбонатных пластах сильнее, чем связь между компонентом нефти и отрицательно заряженной породой в терригенном пласте. Поэтому для разрыва связи необходимо ускорить поверхностную реакцию путем увеличения ионов в воде.

При нагнетании НМВ разрушается установленное термодинамическое равновесие в системе нефть-порода-пластовая вода. При этом происходит изменение смачиваемости породы, которая благоприятно влияет на нефтеотдачу. На процесс закачки НМВ температура пласта оказывает большое влияние, так как при повышенной температуре химические реакции протекают быстрее [5]. Для образцов песчаниковых пород были проведены исследования по закачке рассолов по сравнению с пресной водой. При этом был получен дополнительный прирост нефти до 15% при закачке минерализованной воды, а при закачке пресной воды КИН уменьшился. Автор объясняет это как последствие набухания глин [39].

В карбонатных породах закачка морской воды способствует изменению смачиваемости при добавлении ионов сульфата в закачиваемую воду. Но для терригенных пород для изменения смачиваемости требуется низкоминерализованная вода с минерализацией ниже 5 г/л.

Сравнительный анализ представлен в таблице 1.1. Показаны результаты лабораторных исследований по заводнению керн карбонатных и терригенных пород. Видно, что дополнительная добыча более ярко выражена при заводнении керн в пластовых условиях, чем при стандартных условиях. Для терригенных и карбонатных пород эффект от закачки низкоминерализованной воды заметен при очень большой разнице минерализации пластовых и закачиваемых вод. Добыча нефти при вторичном режиме заводнения, больше чем при третичном [78].

Таблица 1.1- Итоговая таблица основных фильтрационных экспериментов на терригенных породах

Терригенный керн					
Источники	T, °C	C,НМВ, г/л	C ПВ, г/л	μ, мПа°с	Квыт, %
Webb и др. (2005) [9]	-	2	250	-	14
Zhang и др. (2007) [7]	75	2	30	20	29
Patil и др. (2008) [8]	93	0,05-5,5	22	-	14-28

Продолжение таблицы 1.1

Agbalaka и др. (2009) [11]	80	10	40	9	6
Rivet и др. (2010) [42]	55	1	31	8	15
Gamage и др (2011) [16]	-	10	-	12	15
Fjelde и др. (2012) [17]	80	0,1-1	105	2	9
Suijkerbuijk и др. (2014) [19]	87	-	-	3	6

Таблица 1.2- Итоговая таблица основных фильтрационных экспериментов на карбонатных породах

Карбонатный керн					
Источники	T, °C	C, НМВ, г/л	C ПВ, г/л	μ, мПа°с	Квыт, %
Bagci и др. (2001) [58]	50	10-40	-	46	14
Yousef и др. (2011) [59]	100	0,5-28	200	2	18
Zahid и др. (2012) [60]	90	3–30	213	4	15
Chandrasekhar и др. (2013) [61]	120	0,8-2	180	1	40
Al-Attar и др. (2013) [62]	25	1–5	200	3	21
Awolayo и др. (2014) [77]	110	43	260	2	10
Alameri и др. (2015) [74]	90	1–26	100	3	7

1.5 Способы моделирования заводнения низкоминерализованной водой

Несмотря на неопределённости, связанные с уточнением механизмов нефтеотдачи при закачке низкоминерализованной воды, некоторые исследователи пытались моделировать данный процесс. Впервые модель НМВ была предложена в работе [79]. Она представляла собой частицы солей как компонент в водной фазе, который можно закачать и проследить. При этом плотность и вязкость воды являются функцией от солёности. Данная модель учитывала влияние НМВ изменения смачиваемости системе путем интерполирования между двумя таблицами относительных фазовых проницаемостей (гидрофильной и гидрофобной) и кривой капиллярного давления в зависимости от концентрации солей в каждом блоке. Также модель учитывала содержание глин и дисперсию частиц при закачке НМВ. Уравнения, использованные при моделировании, были следующими:

$$k_{rw} = \theta \cdot k_{rw}^{HS}(S^*) + (1 - \theta) \cdot k_{rw}^{LS}(S^*) \quad (1.3)$$

$$k_{ro} = \theta \cdot k_{ro}^{HS}(S^*) + (1 - \theta) \cdot k_{ro}^{LS}(S^*) \quad (1.4)$$

$$P = \theta \cdot P_{cow}^{HS}(S^*) + (1 - \theta) \cdot P_{cow}^{LS}(S^*) \quad (1.5)$$

$$\theta = \frac{(S_{orw} - S_{orw}^{LS})}{(S_{orw}^{HS} - S_{orw}^{LS})} \quad (1.6)$$

$$S^* = \frac{(S_o - S_{orw})}{(1 - S_{wr} - S_{orw})} \quad (1.7)$$

Математическая модель для изменения смачиваемости пород при закачке НМВ в трещиноватой среде была предложена в работе [80]. В ней соль является дополнительным компонентом в водной фазе, которая перемещается при помощи адвекции-диффузии. При этом модель учитывает эффект адсорбции ионов на поверхности породы. Основные уравнения, использованные при моделировании, следующие:

$$k_{rw} = (S_w)^{2+\phi} \quad (1.8)$$

$$k_{ro} = (S_o)^2 [1 - (S_w)^\phi] \quad (1.9)$$

Где S - нормализованное насыщение, ϕ -экспоненциальный индекс.

$$S_w = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (1.10)$$

$$S_o = \frac{S_o - S_{or}(X_c)}{1 - S_{wr}} \quad (1.11)$$

Уравнение функции капиллярного давления записывается следующим образом:

$$P_{cow} = \left(\frac{\cos\theta}{(\cos\theta)_0} \right) \left(\frac{\rho_w g}{\alpha_{vG}} \right)^0 [(S_w)^{-1/\gamma} - 1]^{1/\beta} \quad (1.12)$$

где $\alpha_{vG}, \gamma, \beta$ – параметры ван Генухтена.

Аналитическая модель была предложена в работе [81]. Она учитывает дисперсию мелких частиц в качестве механизма увеличения нефтеотдачи. При этом модель включает уравнение Дьетза для заводнения слоистых пластов, используя функцию удержания частиц на поверхности. Авторы пришли к выводу, что при закачке НМВ с постоянным расходом, она может быть использована для контролирования мобильности жидкости для увеличения коэффициента охвата для данного объема закаченной воды. Однако, принудительное снижение проницаемости пласта требует увеличения давления закачки.

В работе [82] показано, что при моделировании заводнения НМВ дополнительная добыча нефти зависит от характера смачиваемости породы до и после заводнения. Путем моделирования показано, что в гидрофобном коллекторе механизм нефтеизвлечения является изменение смачиваемости, в то время как в гидрофильных породах выталкивающей силой будет капиллярное давление. Таким образом, авторы пришли к выводу, что состояние смачиваемости определяет успешность применения НМВ. При моделировании заводнения НМВ была использована модель, предложенная в работе [80], но с

то лишь разницей, что данные ОФП были экстраполированы согласно результатам заводнения керна. Данная модель включала следующие уравнения

$$k_{ro} = (S_o)^2 \left[1 - (S_w)^\phi \right] \quad (1.13)$$

$$k_{rw} = (S_w)^{2+\phi} \left[S_w(X_c) \right] \quad (1.14)$$

$$S_w = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (1.15)$$

$$S_o = \frac{S_o - S_{or}(X_c)}{1 - S_{wr}} \quad (1.16)$$

$$S_{or}(X_c) = S_{or1} + \frac{X_c - X_{c1}}{X_{c1} - X_{c2}} (S_{or1} - S_{or2}) \quad (1.17)$$

где S_{or1} -максимальная остаточная нефтенасыщенность при высокой концентрации соли, X_{c1} , S_{or2} – минимальная остаточная нефтенасыщенность при низкой концентрации соли X_{c2} .

Автор [83] предложил 1Д модель для моделирования НМВ заводнения. Модель учитывает молекулярную диффузию, адсорбцию соли на поверхность породы, гравитационные и капиллярные силы для динамического изменения смачиваемости. Как и в предыдущих работах, смачиваемость зависела от концентраций соли. В модели концентрация соли была в мольной доле $c_a + w_a = 1$, где c_a - массовая доля соли в водной фазе, w_a -массовая доля воды в водной фазе. Была представлена изотерма сорбции соли на породе c_r как функция от концентрации соли. Влияние изменения смачиваемости на капиллярное давление и ОФП было представлено как интерполяция между гидрофильной и гидрофобной средой. Данные симуляций дали хорошую сходимость с данными экспериментальных работ. Замечено, что динамическое изменение смачиваемости предпочтительнее по сравнению со статическим. Для динамического изменения смачиваемости капиллярное давление является функцией, зависящей от концентрации соли, которая адсорбируется на поверхности породы и постепенно меняет смачиваемость из гидрофобной на гидрофильную поверхность.

Данная модель хорошо сходится с полученными экспериментальными данными, что указывает на важность использования динамического изменения смачиваемости по сравнению со статическим изменением. Таким образом, показано, что при использовании в модели статического изменения смачиваемости, конечная нефтеотдача всегда завышена, что является отрицательным эффектом при моделировании.

В работе [84] была предложена 1Д математическая модель для экспериментальных данных, полученных в работе [85], которая связывает эффект растворения и осадкообразования с процессом переноса частиц в карбонатных отложениях. Модель состоит из многочисленных уравнений конвекции/диффузии, представленных для водной фазы, связанные с

дифференциальными уравнениями, представляющими твердую фазу. Данная модель сравнивалась с результатами экспериментальных исследований закачки раствора $MgCl$ в керн пресной водой при температуре $130^{\circ}C$. Замечено, что при этом образуются осадки $MgCO_3$ и растворение $CaCO_2$.

В работе [100] предложена математическая модель, основанная на лабораторных исследованиях, которая учитывает химические взаимодействия и динамическую измену смачиваемости связанных с растворением кальцита. Динамическое изменение смачиваемости определяется кривыми ОФП и капиллярного давления для гидрофобного и гидрофильного случаев, которые интерполируются в зависимости от количество растворенного кальция при закачке ионов магния и сульфата. Более того, модель учитывает температурный эффект. Насыщенная пластовой водой модель изначально предполагает, что находится в химическом равновесии с породой. Когда закачиваемая вода имеет различный композиционный состав, то ионы переносятся с определенной скоростью посредством молекулярной диффузии, которая формирует концентрацию ионов на фронте вытеснения при этом позади фронта происходит растворение кальция. Модель включает различные химические реакции. Причем капиллярное давление и ОФП является функцией от растворения кальция.

В работе [86] предложено моделирование НМЗ с помощью трассеров. Моделирование течения химических трассеров можно применять для определения остаточной нефтенасыщенности до и после применения определенных методов увеличения нефтеотдачи. При моделировании закачки НМВ можно использовать незначительное количество трассера, при этом применяются уравнения, описывающие движения трассеров с учетом эффекта солёности. Трассеры делятся на активные и пассивные. При использовании пассивных трассеров они не меняют физических свойств фазы, в которой находятся. В основном их используют для прослеживания пути закаченных в пласт жидкостей. Активные трассеры применяются для моделирования физических и химических эффектов, таких как влияние солёности на смачиваемость, относительных фазовых проницаемостей и на капиллярные давления в композиционных симуляторах. Свойства воды при этом определялись интерполированием данных между максимальным и минимальным значениями минерализации. При этом для учета адсорбции соли из-за вариативности концентрации использовалась изотерма Лэнгмюра.

В работе [87] были исследованы эффекты химических компонентов воды на заряды поверхности пород и растворение карбонатной породы. Для этого авторы построили химическую модель, которая учитывает химические реакции на поверхностях породы с учетом растворения и осадконакопления. Результаты этих исследований сравнивались с экспериментальными данными, полученными на известняках. Было обнаружено, что связь между нефтеотдачей и поверхностными зарядами при высоких температурах незначительна. Предложено, что основным механизмом нефтеизвлечения при этом является растворение кальция. Было доказано, что при высоких температурах кальцит и

сульфаты в морской воде приводят к осадке ангидрита. Если растворение кальцита происходит там, где находится нефть, то это приводит к освобождению нефти от поверхности пород, увеличивая при этом нефтеотдачу.

Таким образом, нестабильное термодинамическое равновесие при высоких температурах является ключевым фактором изменения смачиваемости, а растворение кальцита является решающим фактором увеличения нефтеотдачи. Однако, эти исследования противоречат работе [60], где утверждается, что изменение заряда поверхности важнее, чем растворение кальцита.

В работе [88] указано, что нейтральная смачиваемость хорошо подходит для изменения смачиваемости, так как при этом капиллярное давление низкое и увеличение ОФП является главным механизмом увеличения нефтеотдачи. Более того, результаты моделирования были подтверждены экспериментальными работами [60]. С помощью применения линейных зависимостей между концентрацией соли, остаточной нефтенасыщенностью и межфазным натяжением.

В работе [89] была предложена модель, которая описывает растворение и выпадение осадков на поверхностях карбонатных пород с учетом ионообмена для симуляции заводнения НМВ. В модели освобождение дивалентных катионов из поверхности породы приводит к изменениям относительных фазовых проницаемостей. Весовой фактор при этом является функцией десорбции дивалентных катионов. При высокой и низкой концентрации соли ОФП моделировалась следующим образом:

$$k_c(S, \beta_{Ca}, \beta_{Mg}) = F(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})k_c^{ow}(S) + [1 - F(\beta_{Ca}, \beta_{Mg})]k_c^{ww}(S) \quad (1.18)$$

Где β_{Ca}, β_{Mg} - концентрация адсорбированных кальция и магния соответственно. Данная модель была подтверждена лабораторными исследованиями. Авторы пришли к выводу, что растворение кальция и ионный обмен на поверхности пород является главным механизмом нефтеотдачи при закачке НМВ.

В работе [90] моделирование влияния солености достигалось соединением модели ионообмена с геохимическими процессами мультифазного течения при помощи композиционного симулятора. Для интерполирования ОФП применялись следующее уравнение:

$$\omega = \frac{Ca - X_2 \cdot CEC}{CEC_{max}} \quad (1.19)$$

где $Ca - X_2$ эквивалентная фракция Ca^{2+} в глинах. CEC -способность катионообмена глин, CEC_{max} —максимальная емкость катионообмена, выраженная в долях единицы. Предложенная модель была подтверждена с помощью заводнения карбонатных кернов месторождения на Северном море в работе [17].

Однако, из-за геохимических свойств системы, таких как, растворение и осадкообразование минералов, ионный обмен на поверхности пород, ионная композиция закачиваемой воды значительно изменятся при прохождении через

пласт. Таким образом, геохимические свойства системы должны быть учтены при симуляции путем применения всесторонних геохимических расчетов [91]. Для моделирования данных из работ [60] авторы применили различные относительные фазовые проницаемости и концевые точки для хорошей сходимости результатов моделирования с данными, полученные экспериментальным путем.

При закачке воды с другим ионным составом равновесие системы нефть/пластовая вода и порода нарушаются. Таким образом, механизмы, лежащие в основе процесса, должны быть связаны с геохимическими реакциями. Только несколько исследований было посвящено данной тематике [72]. Однако в данной работе не было проведено моделирование ионообмена в соответствии с показателями нефтеотдачи. Были сделаны попытки модификации солености воды при помощи поверхностных реакций. Однако данная модель не согласуется с некоторыми экспериментальными работами, в которых отмечается, что растворение кальцита является главным управляющим параметром в механизме нефтедобычи при закачке НМВ.

Последняя и наиболее точная модель была разработана в работе [92]. В ней остаточная нефтенасыщенность, относительные фазовые проницаемости являются функциями от контактного угла смачиваемости. Контактный угол выражен функцией полинома третьей степени. Концентрация соли пластовой и закачиваемой воды является специальными вводными параметрами. При закачке низкоминерализованной воды она смешивается с пластовой и минерализация воды меняется и меняет контактный угол смачиваемости в каждой ячейке, используя данный полином. При изменении контактного угла соответственно меняется остаточная нефтенасыщенность, относительная фазовая проницаемость и степенная проницаемость тоже меняется. Данная модель улучшает эффективность микроскопического вытеснения и хорошо сходится с результатами работы [60].

1.6 Глины: виды и влияние на нефтевытеснение

При закачке воды в пласты нередко встречаются проблемы, связанные с взаимодействием закачиваемой воды и глинистых минералов в составе породы. Эти проблемы возникали с самого начала истории разработки нефтяных пластов заводнением. Глины часто встречаются в составе пород-коллекторов и в значительной мере определяют их фильтрационно-емкостные свойства. По результатам многих лабораторных исследований при закачке воды в пласты с глинистой фракцией наблюдалось ухудшение проницаемости пласта. Особенно это заметно в бурении скважин. Глины известны тем, что хорошо сорбируют воду, тем самым снижая проницаемость и пористость. При повышенном содержании глинистых фракций нарушается линейный закон фильтрации. Это приводит к возникновению застойных зон и снижению коэффициента охвата водой.

Обычно нарушение равновесия пород с глинистыми частицами наблюдается при закачке воды с намного меньшей минерализацией, чем с

пластовой водой. В частности, это связано с набуханием глин. Основные негативные последствия связаны с приемистостью нагнетательных скважин. Мнение о том, что наличие глин - это неблагоприятный фактор снижающий эффективность, в настоящий момент пересматривается. Так как в процессе заводнения залежей с глинистыми фракциями взаимодействие нагнетаемой воды и глины положительно влияет на процесс вытеснения нефти.

Физические и химические свойства глин зависят от их структуры и композиционного состава. Основной структурой глинистых минералов является кремне-кислородные тетраэдры и алюминий-кислородные (гидроксильные) октаэдры. Они соединены между собой атомами кислорода и образуют непрерывную сеть. В тетраэдрах атомы кремния находятся в центре тетраэдра, окруженного четырьмя атомами кислорода, это обуславливает их прочную связь. Атомы кремния в тетраэдрах иногда могут быть замещены атомами алюминия и железа.

Эти тетраэдры формируют гексагональную связь, которая повторяется бесконечно в двух направлениях. Таким образом, формируется, так называемый слой тетраэдра (рисунок 1.8). Тетраэдрический слой кремния и октаэдрический слой соединены между собой кислородом или гидроксильным радикалом и формируют глинистый минерал с 1:1 связью (к примеру, каолинит) или глинистый минерал с 2:1 связью (иллит, монтмориллонит) (рисунок 1.9).

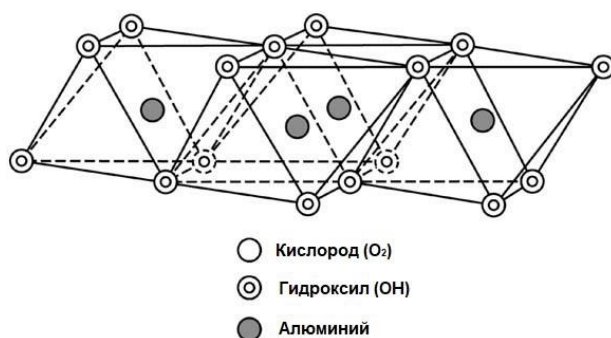


Рисунок 1.8– Диаграмма октаэдрического слоя [94]

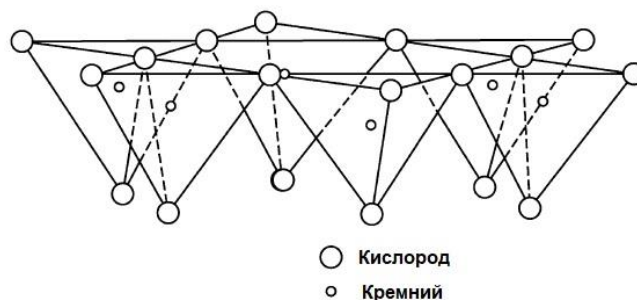


Рисунок 1.9 – Диаграмма тетраэдрического слоя [94]

Для структур с октаэдрическим строением характерны изоморфные замещения атомов алюминия на атомы железа, лития и хрома и др. При содержании двевалентные катионы линейные размеры октоэдра становятся больше из-за значения радиуса иона этих катионов.

Сочетание тетраэдрической и октаэдрической сетки, пик тетраэдрических вершин соединяются к двум вершинам октаэдра. Остаточный заряд балансируется путем замещения атомов кислорода на гидроксильные (ОН) группы. Сетки октаэдров, имеющие тривалентные катионы, имеют значительные отличия, определяющие характеристики глинистых минералов.

В природе широкое распространение получили структуры, которые состоят из двух (1:1) или трехэтажных (2:1) слоев, которые образуются в результате соединения сеток тетраэдра и октаэдра. Самым распространённым представителем двухэтажных структур являются минералы каолинита.

Трехэтажные слои (2:1) состоят из двух тетраэдрических сеток и одной октаэдрической сетки в центре. Высота таких слоев достигает 0,93 нм. В таких сетках преобладает отрицательный заряд, который компенсируется катионами калия, натрия или кальция. Такие структуры обладают важным свойством замены катиона калия на атомы натрия, кальция или магния и молекул воды. Таким образом, эти сетки могут не иметь жестких связей.

Представленные структуры в природе сочетаются различным образом и образуют глинистые минералы. Их структуры имеют упорядоченный характер, что обуславливает их свойство. К таким комбинациям слоев тетраэдра и октаэдра относятся слоисто-цепочные и ленточные структуры.

При закачке воды в пласт происходит различные процессы, связанные с наличием глин. Во-первых, это набухание глин и миграция мелкодисперсных частей глин. Набухание глин происходит при адсорбции воды между силикатными слоями смектитовых (монтмориллонитовых) включениях терригенных пород при определенных химических условиях. Набухание смектита связано с отрицательным зарядом между слоями, который равен 0,2-0,6 на каждый $O_{10}(OH)_2$ [94, с.8].

Минералы каолинита. Базовая структура каолинитовых минералов состоит из одного слоя тетраэдра с атомом кремния и одного слоя октаэдра. Эти два слоя соединены между собой краями через атомы кислорода (гидроксильных радикалов). Вершины с атомами кислорода (или гидроксильных радикалов) направлены в одну сторону таким образом, чтобы формировать связь с атомами алюминия в октаэдрическом слое. Структурная формула каолинита выглядит следующим образом $Al_4Si_4O_{10}(OH)_8$, а доля молекул SiO_2 , 46.54%; Al_2O_3 , 39.50%; и H_2O , 12.96% [94, с. 10]. Только две трети позиции заполнены атомами алюминия и окружены четырьмя атомами кислорода и восьмью атомами гидроксильного радикала. Электрический заряд данных структур находится в равновесии. Глинистые минералы каолинитовых групп состоят из так называемого 1:1 слоя, который имеет цепную связь в направлении x и y и расположен в столбик один за другим в направлении z . Различие между каолинитовыми глинами зависит от построения в столбик слоев тетраэдра и октаэдра. Толщина одного слоя одной структуры равна 0,713 нм. Данный тип структуры сильно соединен посредством электростатических водородных связей. При замещении кремния на атомы алюминия

отрицательный заряд компенсируется зарядом из октаэдра. Кремниевые слои в кристаллических структурах удерживаются силами Ван-дер-Ваальса.

Минералы смектита. Основными представителями глинистых минералов смектитовой группы являются Na- монтмориллонит, Са-монтмориллонит, Mg-монтмориллонит, Fe- монтмориллонит, Al-монтмориллонит. Смектиты состоят из двух слоев тетраэдра и одного слоя октаэдра в центре структуры, и принадлежат к группе минералов с 2:1 строением. Молекулы воды и катионы находятся в межслое между листами 2:1. Химическая формула и композиционная доля молекул выглядит следующим образом: $(\text{OH})_4\text{Si}_8\text{Al}_4\text{O}_{20}\text{NH}_2\text{O}$, SiO_2 , 66.7%; Al_2O_3 , 28.3%; и H_2O , 5%.

Сетка из тетраэдра находящихся сверху слоя имеет треугольные тетраэдры соединенные мостиком из вершин. Основания тетраэдров повернуты на угол а относительно нормалей вершин и образует гексагональную полость в симметрии. На центральных участках треугольников можно увидеть катионы на тетраэдрах. Внизу видно, что сетка 2:1 имеет треугольное основание из тетраэдров. В сетке из октаэдра имеются ОН-группы соединенной телесными ребрами диагонально. Они являются общими для октаэдров. Основания всегда находятся в условиях, когда анионы кислорода приближен с катионами октаэдра в слое 2:1. Таким образом, основания тетраэдров находятся в противоположном направлении (рисунок 1.10) [94, с. 20].

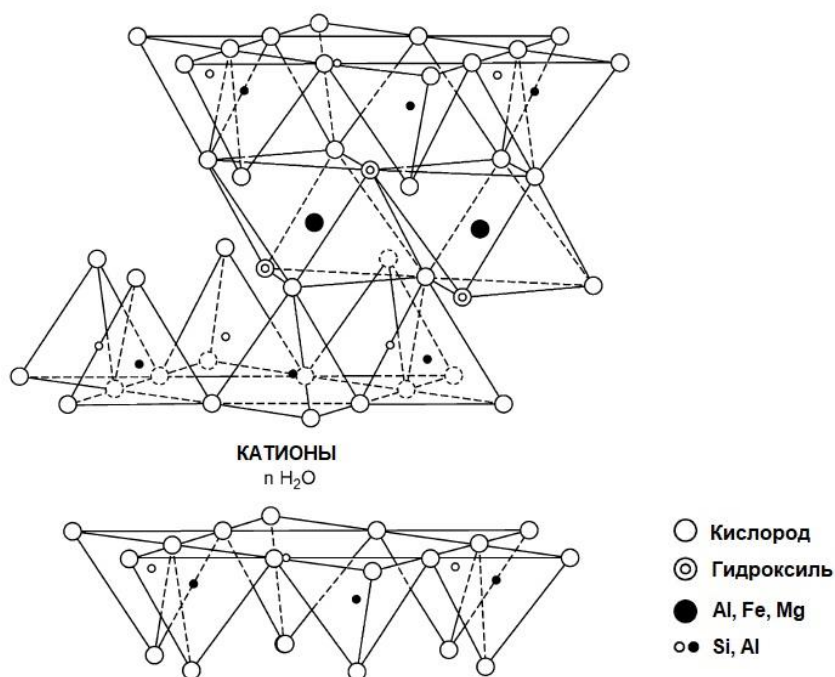


Рисунок 1.10 – Структурная диаграмма смектита [94]

Толщина основания структуры 2:1 монтмориллонита равна 1,42 нм. Частицы смектитовых глинистых минералов очень мелкие и с трудом видны посредством рентгеновской дифракции. Отрицательный заряд компенсируется положительными межслойными катионами. Набухание смектита (монтмориллонита) происходит двумя путями кристаллическое и осмотическое набухание. Кристаллическое набухание происходит, когда межслойное

пространство проникают катионы Ca^{2+} или Mg^{2+} . Осмотическое набухание происходит, когда в межслойное пространство проникают моновалентные катионы Na^+ or Li^+ [94, с.30].

1.7 Выводы по разделу

В этой главе был проведен обширный литературный обзор применения низкоминерализованного заводнения для терригенных и карбонатных пород. Проведен анализ механизмов нефтеизвлечения, промысловых опытов и численного моделирования. На основе проведенного обзора можно выделить следующее:

— изменение смачиваемости среды, возможно, является главным механизмом нефтеизвлечения, в особенности для карбонатных пород;

— расширение двойного электрического слоя способствует изменению смачиваемости поверхности породы;

— лабораторные эксперименты по возможности должны проводиться при пластовых условиях;

— необходимо рассматривать закачку НМВ совместно с другими технологиями (полимер, ПАВ, щелочь и т.д.) для достижения синергетического эффекта, что дает большую нефтеотдачу, чем просто закачка низкоминерализованной воды;

— дальнейшие исследования обязательно должны быть проведены с учетом комплексных геохимических реакций между породой/нефть/вода;

Предложенные механизмы в основном проявляются на поверхности пород, и связаны со свойством глинистого минерала, который есть в составе породы. Данные свойства могут быть исследованы с помощью замера зета потенциала, контактного угла смачивания, а также визуальными исследованиями при помощи микромоделей. Однако данные исследования необходимо проводить в пластовых условиях и с нефтью.

Многие исследования по измерению зета потенциала были проведены в стандартных условиях и при низкой ионной силе раствора, что тоже может вызвать сомнение в применимости результатов к реальным условиям.

Выявление механизмов нефтеотдачи важно для прогнозирования добычи нефти при применении закачки НМВ. На данный момент не существует общепринятой математической модели, учитывающей эффект от НМВ. Многие экспериментальные исследования по заводнению керна выполнялись без учета композиционного состава пород, закачиваемой воды и нефти.

Эффект от закачки низкоминерализованной воды (НМВ) непременно есть, но условия применимости все еще не обнаружены. Для получения максимальной пользы от закачки необходимо подбирать состав закачиваемой воды, чем просто снижать минерализацию.

Главным исследовательским вопросом является изучения влияния композиционного состава воды на связь между контактами нефть-вода-порода. Все предложенные механизмы сводятся к изменению зета потенциала на поверхности минерала, путем изменения заряда (мультиионный обмен) или же

изменением толщины двойного электрического потенциала. Таким образом, меняя электростатические силы между поверхностью породы и нефтью.

Подводя итоги, нужно отметить, что закачка низкоминерализованной воды дает положительный эффект, как это уже было доказано многими работами по исследованию данного направления. Конкретные механизмы нефтеизвлечения все еще не до конца изучены и требуют дальнейшего исследования. На микроуровне можно отметить, что при закачке меняется смачиваемость породы (изменение краевого угла смачивания), снижение межфазного натяжения и увеличение полярных компонентов нефти в закачиваемой низкоминерализованной воде, которые были адсорбированы на поверхности породы до закачки НМВ. Также было доказано, что электростатические силы на поверхности породы меняются в силу изменения зета потенциала после закачки низкоминерализованной воды или воды с измененным композиционным составом. Таким образом, меняется заряд на поверхности породы, увеличивается рН среды, хотя работы, подтверждающие вышесказанное утверждение, все еще недостаточны.

Также литературный обзор показало, отсутствие теоретических и экспериментальных исследований по применению НМВ для вытеснения мало- и высоковязких нефтей из терригенных и карбонатных коллекторов. Необходимы дальнейшие экспериментальные исследования по заводнению керна для изучения возможности применения НМВ для вытеснения вязких и высоковязких нефтей и изучить механизмы нефтеотдачи.

1.8 Выбор цели и постановка задач

Для изучения состояния вопроса по подготовке воды для поддержания пластового давления и вытеснения нефти для исследования нами выбрана закачка низкоминерализованной воды в качестве метода увеличения нефтеотдачи на поздней стадий разработки месторождения. Источниками таких вод могут служить поверхностные источники воды, такие как реки, озера или грунтовые воды, а также специальные устройства для получения низкоминерализованной воды. К примеру, для доставки НМВ воды можно соорудить сообщающиеся сосуды от источников низкоминерализованных вод Алматинской области до нефтяных месторождений Кызылординской области.

Как показал литературный обзор, исследования по применению низкоминерализованной воды для вытеснения высоковязких нефтей все еще отсутствуют. Это особенно важно для Казахстана, так как Республика обладает многими месторождениями с вязкой и высоковязкой нефтью, таких как «Каражанбас», «Молдабек», «Каламкас», «Бузачи» и др.

Таким образом, целью данной диссертационной работы является исследование применения низкоминерализованной воды для вытеснения как маловязких, так и высоковязких нефтей из терригенных коллекторов, находящихся на последних стадиях разработки.

Поставленные задачи исследования:

1. Провести фильтрационные эксперименты по заводнению керн для определения коэффициента вытеснения высоковязкой нефти закачкой пластовой водой, затем низкоминерализованной водой на образцах гидрофильных (речной песок) и гидрофобных пород (карабулакский песок).

2. Провести фильтрационные исследования по заводнению низкоминерализованной водой образцов керн из пластиковых шариков и стекол с целью исследования влияния смачиваемости на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти.

3. Провести фильтрационный эксперимент с образцами глин с целью выявить их влияние на коэффициент вытеснения нефти.

4. Провести фильтрационные эксперименты по заводнению низкоминерализованной водой с образцами месторождения «Ащысай».

5. Провести численное моделирование закачки низкоминерализованной водой для вытеснения высоковязкой нефти.

6. Провести аналитические расчеты по определению технологических параметров для внедрения заводнения низкоминерализованно водой на месторождении.

7. Разработать схему нового устройства для получения низкоминерализованной воды.

2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ

2.1 Уравнение для моделирования закачки низкоминерализованной воды в пласт

Преимуществом моделирования является наглядное представление процесса заводнения пластов. Для моделирования использовался программный пакет Eclipse 100 (Schlumberger) (академическая версия). Достоверность программного пакета подтверждается многочисленными статьями зарубежных ученых. Симулятор Eclipse используют такие компании, как Chevron (США), Exxon Mobil (США), Shell (Нидерланды), Total (Франция), а также отечественные компании -Тенгизшевройл, КПО, Казмунайгаз и т.д.

Для исследования путем моделирования заводнения с использованием НМВ мы применили традиционную модель, основанную на работе [79]. Была создана двухфазная модель, учитывающая минерализацию закачиваемой воды. Моделирование вытеснения высоковязкой нефти низкоминерализованной водой выполнялось путем интерполирования относительных фазовых проницаемостей полученных в ходе эксперимента. Для получения таблицы относительных фазовых проницаемостей для НМВ была использована корреляция Корей после проведения фильтрационных экспериментов. Концевые точки ОФП при закачке НМВ интерполировались согласно уравнениям (2.1)-(2.8). Интерполяция основана на эмпирической зависимости в диапазоне от высокой до низкой минерализации закачиваемой воды. Эффект от закачки НМВ запускается при минерализации воды ниже 5 г/л.



Рисунок 2.1- Зависимость ОФП от минерализации [79]

При этом соль является отдельным твердым компонентом в водной фазе. При моделировании рассчитывалась концентрация соли в каждой ячейке для определения кривой ОФП. С начала в резервуар закачивалась пластовая вода минерализацией 93 г/л в течение 20 месяцев, затем началась закачка низкоминерализованной воды с концентрацией 100ppm.

Если концентрация соли в определенной ячейке выше значения утвержденного пользователем, то тогда используется значение ОФП для высоких концентраций. А если концентрация соли в ячейке ниже указанной пользователем, то используются кривые ОФП для значений низких концентрации. В данном случае верхний порог концентраций соли является 90г/л, а нижним пределом 0,1 г/л. В модели было доказано, что количество ячеек сильно влияет на точность расчета. Показано, что для больших ячеек нужно использовать другие пороги концентрации соли для достижения одинаковых результатов при моделировании ячеек с маленькими размерами.

Течение воды моделируется путем решения уравнения сохранения массы в каждой ячейке, а концентрация соли в каждом временном шаге решается с использованием уравнения (2.1):

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V S_w C_s}{B_w} \right) = \sum \left[\frac{T_{ni} k_{rw}}{B_w \mu_{seff}} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] C_s + Q_w C_s \quad (2.1)$$

$$S_{wco} = F S_{wr}^L + (1 - F) S_{wco}^H \quad (2.2)$$

$$S_{wcr} = F S_{wcr}^L + (1 - F) S_{wcr}^H \quad (2.3)$$

$$S_{wmax} = F S_{wmax}^L + (1 - F) S_{wmax}^H \quad (2.4)$$

$$k_{wr} = F k_{wr}^L + (1 - F) k_{wr}^H \quad (2.5)$$

$$k_{ro} = F k_{ro}^L + (1 - F) k_{ro}^H \quad (2.6)$$

где F – весовой коэффициент для интерполяции конечных точек насыщенности для концентрации соли и ОФП при низкой минерализации:

$$F = \frac{(S_{orw} - S_{orw}^L)}{(S_{orw}^H - S_{orw}^L)} \quad (2.7)$$

$$S = \frac{(S_o - S_{orw})}{(1 - S_{wr} - S_{orw})} \quad (2.8)$$

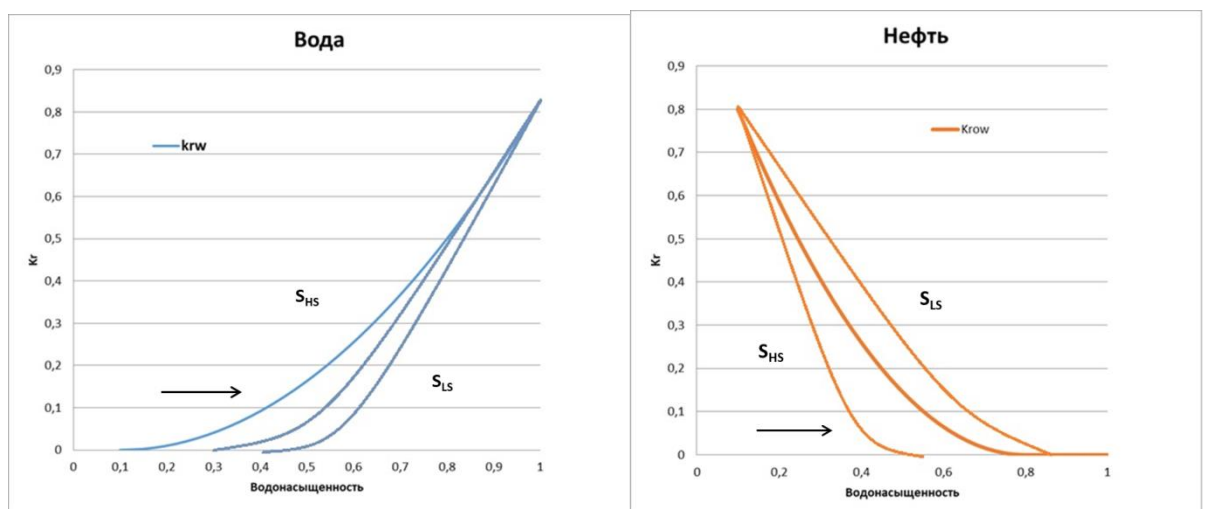


Рисунок 2.2 - Изменение относительных фазовых проницаемостей при закачке НМВ

2.2 Вывод уравнения распределения давления по пласту и фронта вытеснения для низкоминерализованной воды

Уравнение распределения давления нагнетательных скважин выглядит следующим образом: необходимо вывести формулу для плоскорадиальной фильтрации жидкости. При течении жидкости в скважине уравнения проектируется на цилиндрическую систему координат:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (2.9)$$

Согласно схеме, течение не зависит от φ , ни от z , поэтому $w_\varphi = w_z = 0$, $w_r = w(r)$, при этих условиях уравнение принимает вид, где w это скорость фильтрации:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0, w = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2.10)$$

После интегрирования первого уравнения получаем

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = C$$

Далее, разделяя переменные, интегрируя, получим

$$p_k - p = C \ln \frac{R_k}{r}$$

Введем граничные условия $p=p_k$, $r=R_k$, где p_k , R_k является давлением и радиусом контура соответственно

Умножим площадь поверхности скважины на скорость фильтрации:

$$2\pi r h w = 2\pi r h \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2.11)$$

$$Q = 2\pi r h \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad \text{или} \quad Q = 2\pi h \frac{k}{\mu} C, \text{ отсюда } C = \frac{Q\mu}{2\pi h k}$$

Если предположить, что $r=R_k$

$$C = \frac{p_k - p}{\ln \frac{R_k}{r}}$$

Соответственно уравнения распределения давления для скважин выглядят следующим образом:

$$p = p_k - \frac{Q\mu}{2\pi h k} \ln \frac{R_k}{r} \quad (\text{для нагнетательной скважины}) \quad (2.12)$$

$$p = p_w + \frac{Q\mu}{2\pi h k} \ln \frac{r}{r_e} \quad (\text{для добывающей скважины}) \quad (2.13)$$

Далее по соотношениям (2.11) - (2.12) находим формулу для распределения давления в нагнетательной скважине в следующем виде:

$$p(x) = p_e - (p_e - p_w) \frac{\ln(\frac{r_e}{r})}{\ln(\frac{r_e}{r_w})} \quad (2.14)$$

Вывод формулы для расчета фронта вытеснения низкоминерализованной водой с учетом нефтенасыщенности пласта:

Для вывода формулы для расчета фронта вытеснения низкоминерализованной водой введем формулу материального баланса в следующем виде: $Qt = V\phi$, где $V = \pi r^2 h$ объем пласта

$$Qt = \pi r^2 h \phi \quad (2.15)$$

где ϕ - пористость пласта

Отсюда находим r с учетом остаточной нефтенасыщенности ($S_w + S_o - S_{oir}$), после заводнения пластовой водой, согласно экспериментальным исследованиям

Через t время фронт вытеснения НМВ будет на расстоянии:

$$r = \sqrt{\frac{Qt}{\pi h \phi (S_w + S_o - S_{oir})}} \quad (2.16)$$

Где p_k – давление на контуре, p – давление в скважине, R_k , r_e – радиус контура, k – проницаемость пласта, h - эффективная толщина пласта, ϕ - пористость пласта, Q – расход скважины.

2.3 Выводы по разделу

В данной главе были получены основные зависимости для построения математической модели заводнения низкоминерализованной водой в пласт.

Выведена формула для распределения давления по пласту для нагнетательной и добывающей скважины.

Впервые была получена зависимость радиус фронта вытеснения низкоминерализованной воды по пласту от времени закачки с учетом нефтенасыщенности пласта, которую необходимо найти экспериментальным путем.

Данные уравнения необходимы для расчета технологических параметров закачки низкоминерализованной воды в терригенные пласты при текущих условиях разработки месторождения.

По полученным формулам видно, что распределение давления по пласту зависят от давления на забое скважин и их расхода (дебита).

На процесс фронта вытеснения воды влияет расход закачиваемого агента, время закачки.

3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ЧИСЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ

В данном разделе приводятся результаты и обсуждения лабораторных и численных исследований по закачке низкоминерализованной воды в терригенные коллектора в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи.

3.1 Материалы, методы и лабораторное оборудование

Для определения эффективности вытеснения низкоминерализованной водой высоковязкой нефти из терригенных кернов проведены серии фильтрационных экспериментов на установке для исследования кернов УИК(С)-2. При проведении лабораторных исследований использованы следующие материалы:

- пластовая вода с месторождения «Каражанбас» с минерализацией 93 г/л. Состав пластовой воды следующая: NaCl- 63,24 г/л, CaCl₂-12,34 г/л, MgCl₂ -17,57 г/л;
- пластовая вода с месторождения «Ащысай»;
- высоковязкая нефть месторождения «Каражанбас» вязкостью 346 мПа·с и плотностью 926 кг/м³;
- гидрофильный песок (речной песок);
- гидрофобный песок из месторождения «Карабулак»;
- стеклянные шарики;
- пластиковые шарики.

Для изучения механизмов нефтеизвлечения сначала был определен фракционный состав образца горной породы с месторождения Карабулак на вибросите AS200 (Retsch, Германия) (рисунок 3.1). Вибросито состоит из семи каскадных сит расположенных поочередно в соответствии с размерами сит (10>1>0.5>0.25>0.125>0.063>0.045 мм). После измельчения образца горной породы весом 200 г измельченную горную породу клали на сито с наибольшим размером сита (10 мм). Далее этот песок просеивали в течение часа, и затем определялся процентный состав каждой фракции путем деления массы отсеянного образца на общую массу горной породы.



Рисунок 3.1 – Вибросито AS200

Композиционные составы горных пород Карабулака и речного песка и месторождения «Ащысай» определялось с помощью рентгеновского дифрактометра X'PERT MPD PRO (PAN analytical) (рисунок 3.2). Определение состава осуществлялось путем измерения параметров кристаллической решетки методом порошковой дифрактометрии. Измельченные в порошок образцы породы устанавливались на специальную подставку, затем подвергалось рентгеновскому излучению и на основе данных строилась диаграмма композиционного состава породы с последующим анализом полученных диаграмм.



Рисунок 3.2 – Рентгеновский дифрактометр X'PERT MPD PRO (PAN analytical)

Плотность и вязкость образцов нефти из «Каражанбаса» и «Ащысай» измерялись при температурных условиях пласта с помощью вискозиметра Stabinger SVM3000 (рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 - Вискозиметр Stabinger SVM3000

Все фильтрационные исследования по заводнению кернов проводились на установке для исследования кернов УИК-С(2) (рисунок 3.4). При ее помощи определялись фильтрационно-емкостные параметры образца породы, коэффициента вытеснения нефти при определенных давлениях и температурных условиях. Установка УИК-С(2) состоит из следующих элементов:

- основной блок электроники;
- кернодержатель с ленточным нагревателем;
- основные и вспомогательные гидравлические насосы;
- датчики давления и температуры.

Управление установкой осуществлялось с помощью персонального компьютера на специальной программе



Рисунок 3.4 – Установка для исследования кернов УИК-С(2)

3.2 Методика проведения фильтрационных исследований

Все фильтрационные эксперименты проводились на установке для исследования кернов УИК(С)-2 (Россия) по следующей методике Вакуумирование физической модели производилось двухступенчатым вакуумным насосом ROAIRVAC 1.5 (Германия):

1) Предварительная очистка и осушка модели керна с использованием горной породы.

2) Определение абсолютной проницаемости физической модели по газу (воздух) с использованием блока газопроницаемости.

3) Откачка воздуха из физической модели с помощью вакуумного насоса до -95 кПа, с целью более полного насыщения водой.

4) Полное насыщение физической модели пластовой водой для определения открытой пористости.

5) Закачка в насыщенную водой физическую модель 2 поровых объемов нефти для создания естественных пластовых условий.

6) Моделирование процесса заводнения с использованием пластовой воды.

7) Закачка низкоминерализованной воды в обводненную модель керна с целью дополнительного увеличения нефтеотдачи. Вычисление коэффициента вытеснения нефти ($K_{\text{выт}}$).

3.2.1 Результаты и обсуждение лабораторных экспериментов

Фракционный состав образца горной породы определялся при помощи вибросита AS 200. Результаты анализа образца горной породы Карабулак приведены на рисунке 3.5.

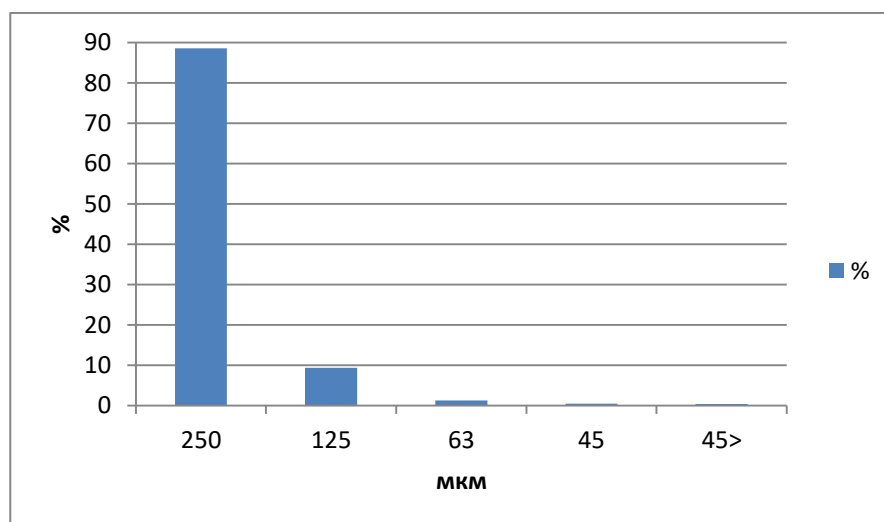


Рисунок 3.5 – Фракционный состав горной породы месторождения «Карабулак»

Композиционный состав терригенных пород Карабулака и речного песка определялся с помощью рентгеновского дифрактометра X'PERT MPD PRO рисунки 3.6 и 3.7.

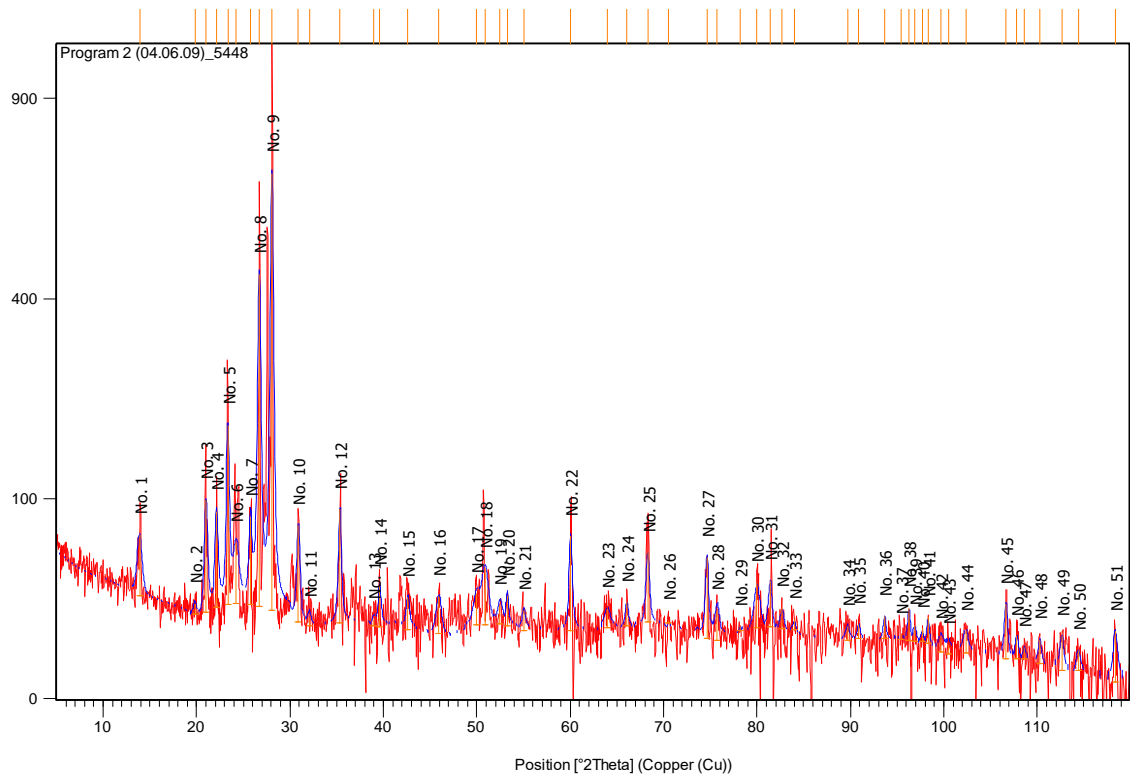


Рисунок 3.6 – композиционный состав горной породы Карабулак

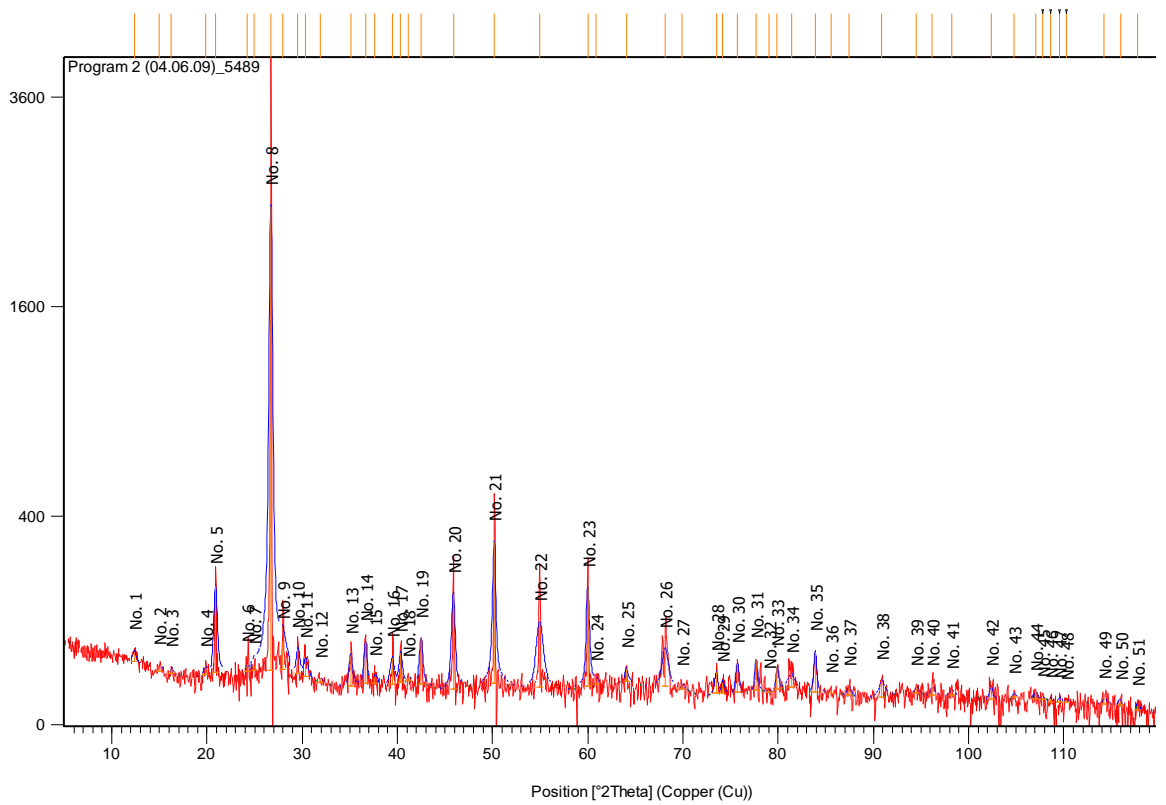


Рисунок 3.7 – Композиционный состав речного песка

Таблица 3.1 - Минералогический состав горных пород

Речной песок		Карабулакский песок	
Минерал	%	Минерал	%
Quartz	57	Quartz,	64
Albite	25	Kaolinite	17
Anorthite	11	Hedenbergite	9
Orthoclase	7	Albite	9
		Calcite	1

Как показал рентгеновский анализ, доля кварца в горной породе Карабулака - 64%, а в речном песке - всего лишь 11%. Карабулакский песок примечателен тем, что содержит глинистый минерал каолинит 17% (таблица 3.1).

Для проведения фильтрационных экспериментов из песка делали физическую модель керна с помощью механической забивки. Размеры моделей составляли 6 см в длину и 3 см в диаметре (рисунок 3.8).



Рисунок 3.8 – Физическая модель керна

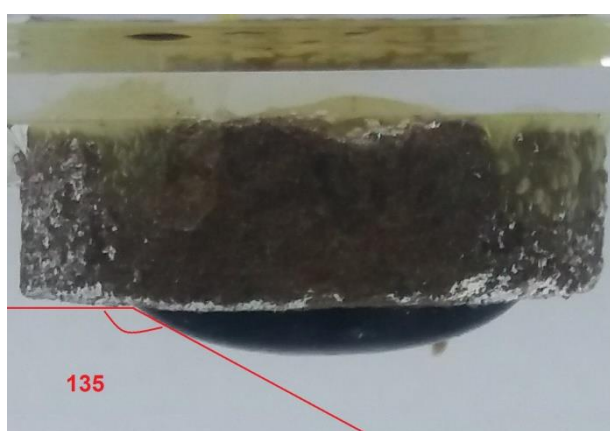
Для определения смачиваемости образца горной породы были измерены контактный угол смачиваемости на поверхности горной породы. Для этого были приготовлены специальная емкость с предметными стеклами. Образцы горной породы приклеивались на стекла и опускались в пластиковую воду. Затем с помощью шприца с изогнутой иглой подавалась капля нефти на поверхность породы. Далее производились фотоснимки капель и при помощи специального программного обеспечения рассчитывался контактный угол смачиваемости (рисунок 3.9). Согласно работе [95], речной песок является гидрофильной породой, Карабулакский и Ащысайские породы - гидрофобными породами.



$\theta=45^\circ$ (Речной песок)



$\theta=107^\circ$ (Карабулакский песок)



$\theta=135^\circ$ (Ащысайский керн)

Рисунок 3.9- Определение контактного угла смачиваемости горных пород

3.3 Фильтрационные эксперименты по заводнению низкоминерализованной водой

Фильтрационные эксперименты. Для исследования влияния минерализации воды на эффективность вытеснения нефти на физической модели проведены восемь серий экспериментов, в которых температура и горное давление в кернодержателе поддерживались на уровне 30°C и 2 МПа, соответствующие условиям месторождения «Каражанбас». Прокачка низкоминерализованной воды через керновый материал осуществлялась при расходе $0,1 \text{ см}^3/\text{мин}$ [96, 97].

Эксперимент №1 выполнен на гидрофильной породе. Исходные данные по фильтрационно-емкостным свойствам физической модели представлены в таблице 3.2. Вначале нефть вытеснялась пластовой водой, прокачивалась два поровых объема воды, а затем в физическую модель закачивалось два поровых объема НМВ ($0,3 \text{ г/л}$) для моделирования вторичного вытеснения остаточной нефти. Сравнительные данные по первичному и вторичному заводнению,

полученные путем закачки воды различной минерализации, приведены на рисунке 3.10.

Таблица 3.2 – Фильтрационно-емкостные свойства физической модели эксперимента №1

Параметры	Значения
Пористость, доли ед.	0,33
Газопроницаемость, мкм ²	12
Поровый объем, см ³	14,052
Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,25
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,75

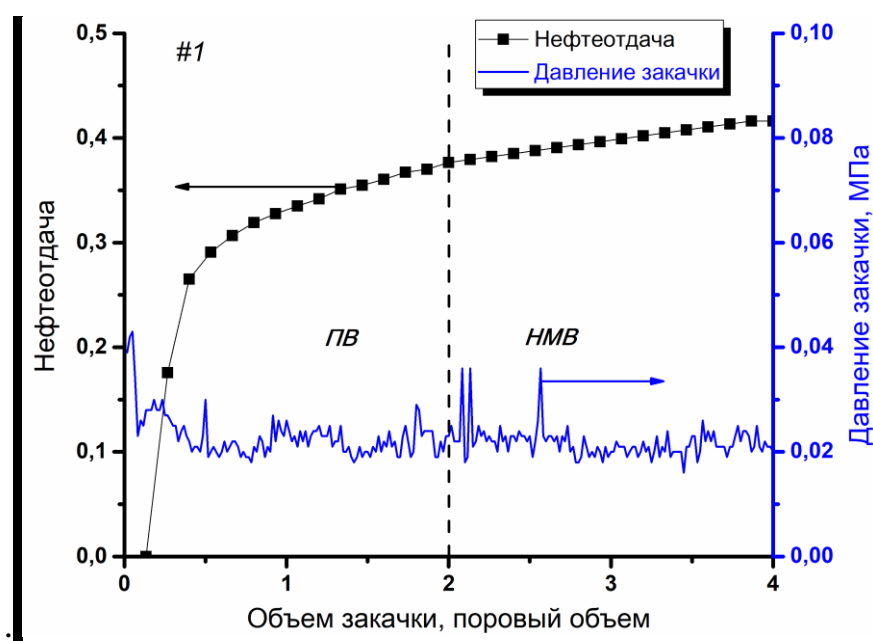


Рисунок 3.10 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента №1

Как видно из рисунка 3.10, коэффициент вытеснения нефти при закачке пластовой воды в гидрофильную породу составил 37%, тогда как при закачке НМВ при вторичном заводнении дополнительный прирост нефти достигал 4%. При этом давление закачки находилось на уровне 0,02 МПа и не росло. Это связано с тем, что во время заводнения НМВ не имеет место движения частиц или набухания глины, и соответственно прирост нефти становится очень низким.

Эксперимент №2 выполнен на гидрофобной породе. Данные по фильтрационно-емкостным свойствам физической модели представлены в таблице 3.3. Общий объем прокачанной пластовой и НМВ воды соответствовал

четырем поровым объемам. Результаты второго эксперимента показаны на рисунке 3.11. При заводнении модели с помощью НМВ после прокачки 7 см³ давление закачки поднялось до 35 кПа и стабильно держалось, при этом наблюдался рост объема вытесненной нефти.

Таблица 3.3 – Фильтрационно-емкостные свойства физической модели эксперимента №2

Параметры	Значения
Пористость, доли ед.	0,32
Газопроницаемость, мкм ²	7
Поровый объем, см ³	13,5
Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,23
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	0,77

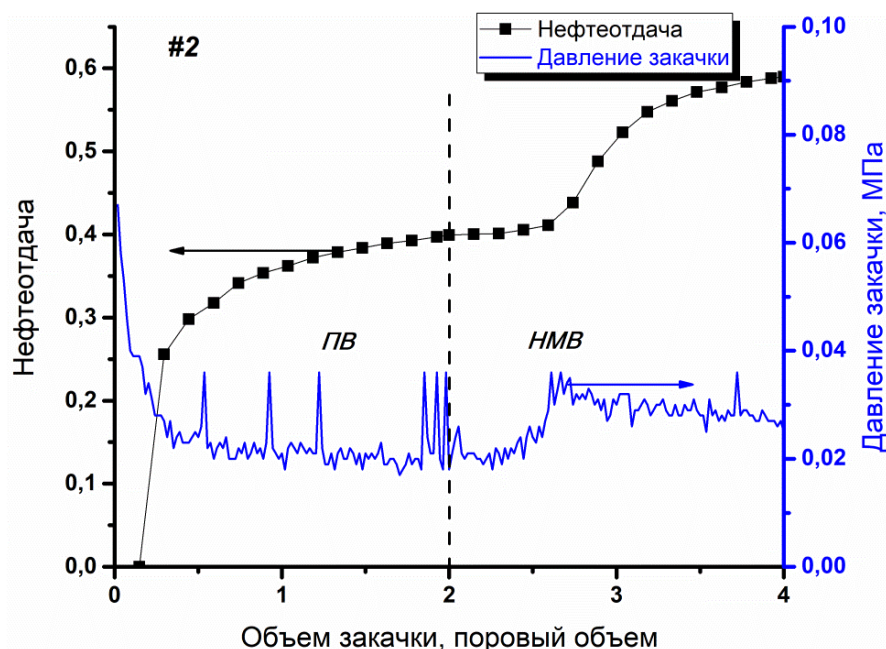
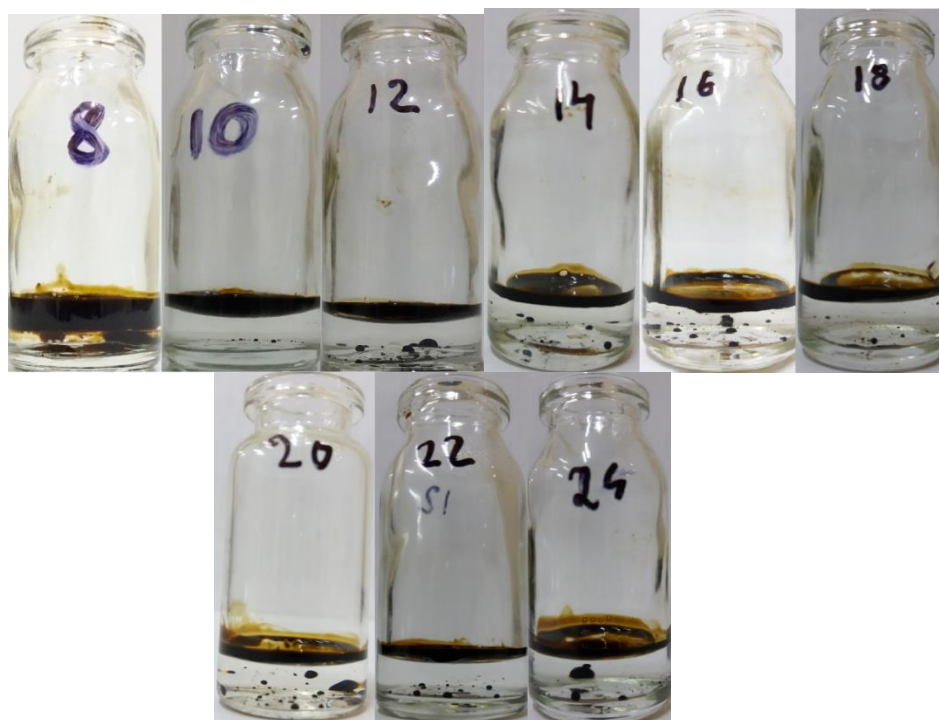
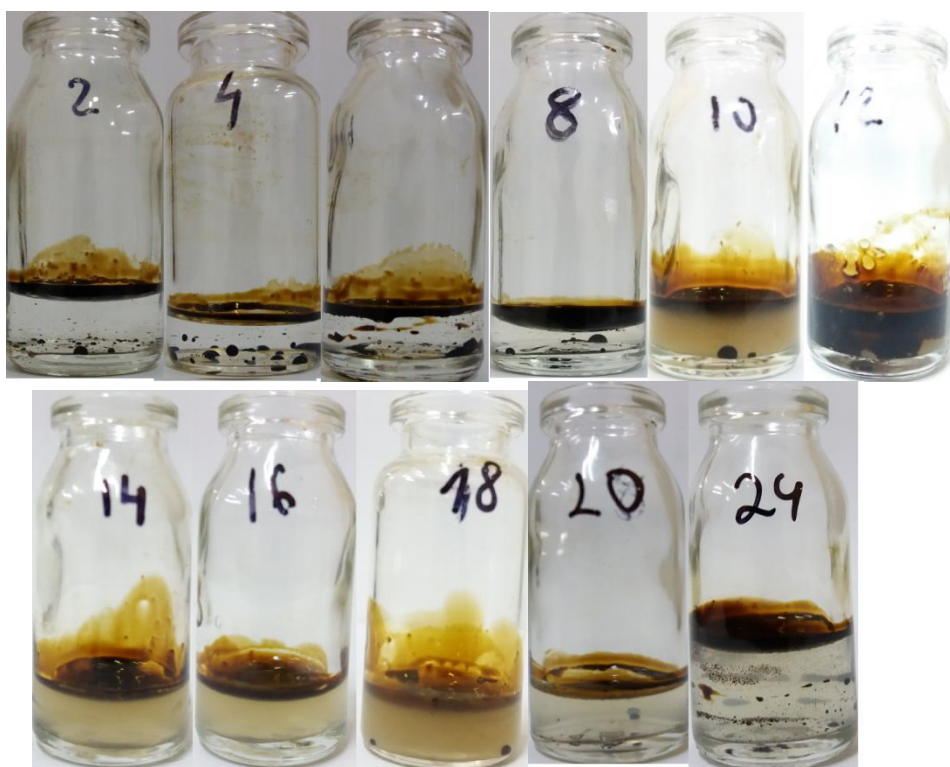


Рисунок 3.11 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента №2

В эксперименте №2 на гидрофобной породе первичная закачка пластовой воды приводила к вытеснению 40% от начального запаса нефти, а закачка НМВ дала прирост нефти порядка 19%. Из рисунка 3.11 видно, что при нагнетании НМВ давление закачки растет. Это свидетельствует о том, что при этом происходит набухание глины, движение мелкодисперсных частиц и перераспределение фильтрационного потока, что наблюдается визуально, т.к. вытесненная вода содержит вместе с нефтью и глину. Из рисунка 3.12 видно, что после закачки НМВ в колбах можно увидеть помутнение, то есть вместе с нефтью и водой также из породы выходят частицы глин.



а) Заводнение пластовой водой (93 г/л)



б) Заводнение низкоминерализованной водой (0,3 г/л)

Рисунок 3.12 – Образцы вышедших вод после заводнения керн и значения pH, лист 1

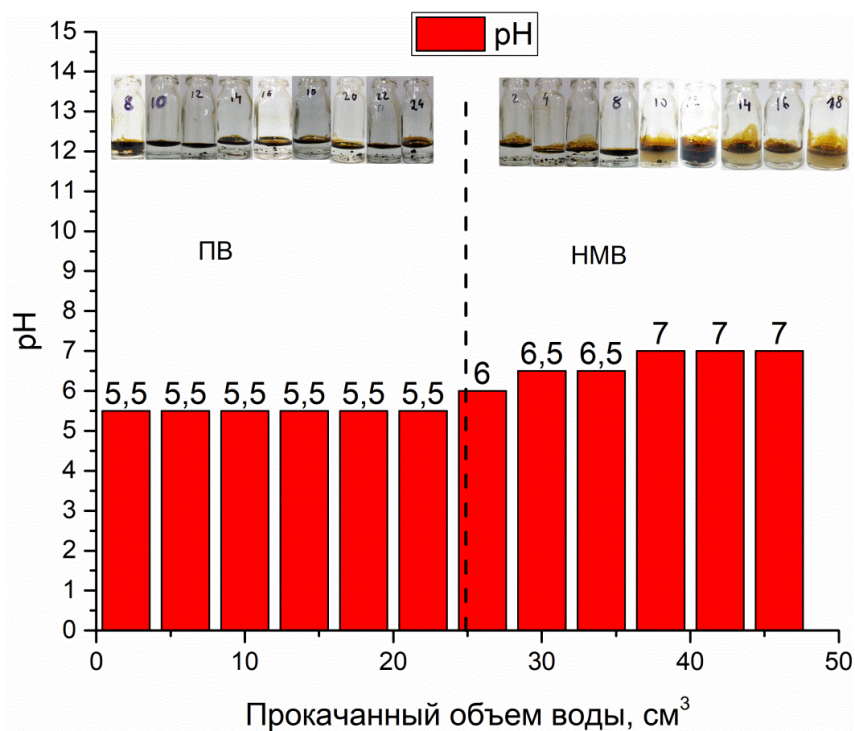


Рисунок 3.12, лист 2

Для экспериментов 3-4 физические модели керна были приготовлены из гидрофильной и гидрофобной горной породы с фракцией 250 и 125 мкм. Целью данных экспериментов было исключение влияния мелких фракции на вытеснение нефти. Физическую модель длиной 6 см и диаметром 3 см готовили путем механической забивки. После установки образца керна в кернодержатель были проведены эксперименты по вышеуказанной методике.

Эксперимент №3 выполнен на гидрофильной породе. В нем мы повторили фракционный состав Карабулакского песка (250, 125, 63, 45 и меньше, чем 45 мкм) для того чтобы увидеть будет ли увеличение нефтеотдачи из-за наличия мелких фракций песка. Исходные данные по фильтрационно-емкостным свойствам физической модели представлены в таблице 3.4. Вначале нефть вытеснялась пластовой водой, прокачивалось два поровых объема воды, а затем в физическую модель закачивалось два поровых объема НМВ (0,3 г/л) для моделирования вторичного вытеснения остаточной нефти. Сравнительные данные по заводнению воды различной минерализации приведены на рисунке 3.13. В процессе заводнения непрерывно фиксировались значения давления закачки.

Таблица 3.4 – Фильтрационно-емкостные свойства физической модели эксперимента №3

Параметры	Значения
Пористость, доли ед.	0,3
Газопроницаемость, мкм ²	7,6
Поровый объем, см ³	13
Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,23
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,77

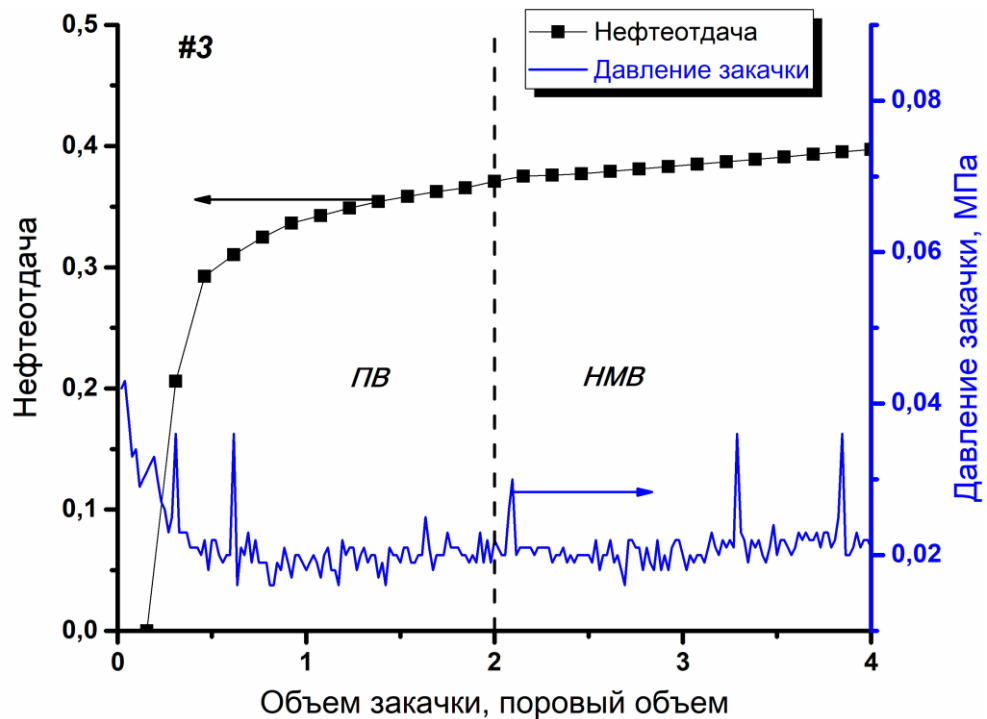


Рисунок 3.13 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента №3

Как видно из рисунка 3.13, коэффициент вытеснения нефти при закачке пластовой воды в гидрофильную породу составил 37%, тогда как при закачке НМВ при вторичном заводнении дополнительный прирост нефти достигал 4%. При этом давление закачки находилось на уровне 0,02 МПа и не росло. Это связано с тем, что во время заводнения НМВ не имеет места движение частиц или набухания глины, и, соответственно, прирост нефти становится очень низким. Результаты эксперимента №3 схожи с результатом эксперимента №1.

Эксперимент №4 выполнен на гидрофобной породе. В этом эксперименте также были удалены мелкие фракции песка размерами (все, что меньше 125 мкм) для того, чтобы увидеть их влияние на эффективность вытеснения нефти. Данные по фильтрационно-емкостным свойствам физической модели представлены в таблице 3.5. Общий объем прокачанной пластовой и НМВ соответствовал четырем порочным объемам. Результаты второго эксперимента показаны на рисунке 3.14. При заводнении модели с помощью НМВ после прокачки 1-го порочного объема воды давление закачки поднялось до 0,04 МПа, и снизился до 0,03 МПа в конце прокачки, при этом наблюдался рост объема вытесненной нефти.

Таблица 3.5 – Фильтрационно-емкостные свойства физической модели эксперимента №4

Параметры	Значения
Пористость, доли ед.	0,32
Газопроницаемость, мкм ²	11,3
Поровый объем, см ³	14
Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,26
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	0,74

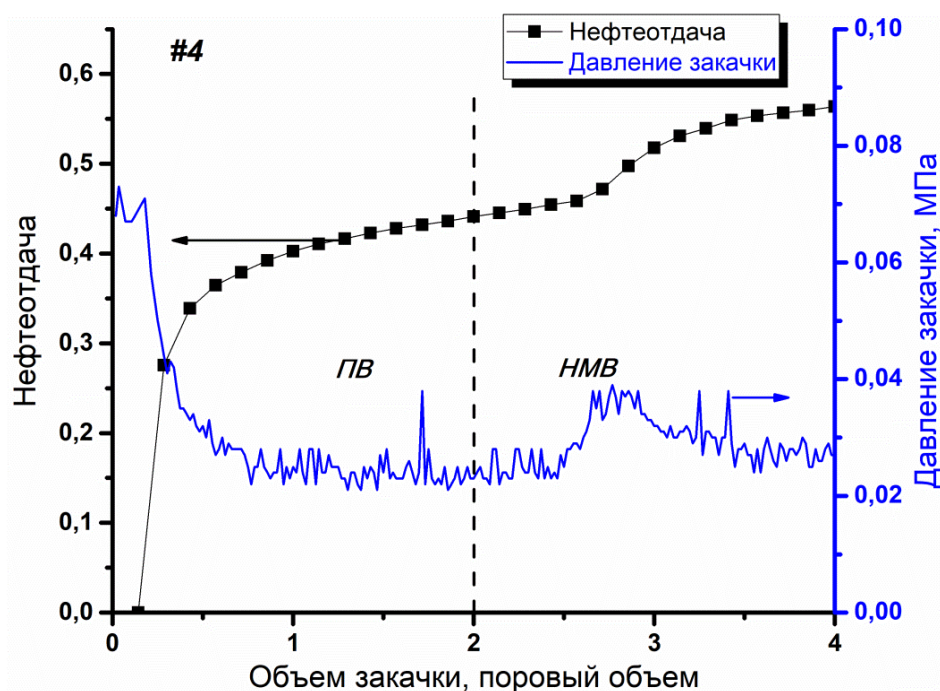


Рисунок 3.14 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента №4

В эксперименте №4 на гидрофобной породе первичная закачка пластовой воды приводила к вытеснению 44% от начального запаса нефти, а закачка НМВ дала прирост нефти порядка 12%.

Из рисунка 3.14 видно, что при нагнетании НМВ давление закачки растет. Это свидетельствует о том, что при закачке НМВ происходит набухание глины, движение мелкодисперсных частиц и перераспределение фильтрационного потока, что наблюдается визуально, так как вытесненная вода содержит вместе с нефтью и глину (рисунок 3.15).

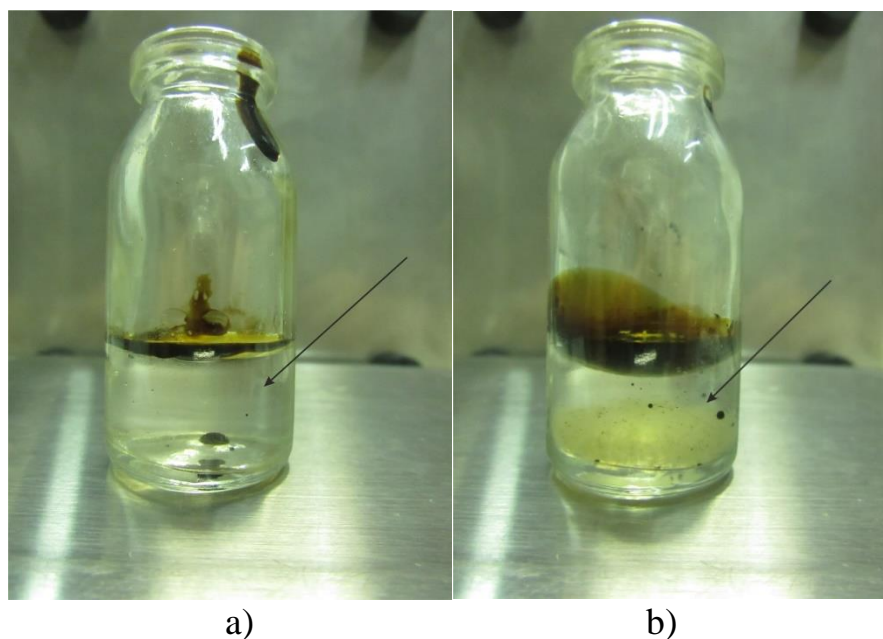


Рисунок 3.15 – Образцы вод вышедшей после заводнения керн в эксперименте №4, а) после прокачки пластовой воды; б) после прокачки НМВ

Эксперименты №5 и 6. Для подтверждения результатов этих исследований мы повторили эксперименты № 2 и 4 на гидрофобных образцах горной породы из месторождения Карабулак. Данные образцы содержали такой же фракционный состав, как и в предыдущих экспериментах № 2 и 4. Фильтрационно-ёмкостные свойства даны в таблице 3.6. В результате эксперимента №5 закачка низкоминерализованной воды вытеснила дополнительно 10% нефти, а в эксперименте № 6 - 16% (рисунки 3.16 и 3.17). Поведение давления в обоих экспериментах было схоже с предыдущими экспериментами. К примеру, давление нагнетания при закачке низкоминерализованной воды росло, так же в вытесненных образцах воды присутствовали частицы глин, что говорит об одних и тех же реакциях в керне на повторных экспериментах.

Таблица 3.6 – Фильтрационно-ёмкостные свойства физической модели эксперимента №5 и 6

Параметры	Эксп.№5	Эксп.№6
Пористость, доли ед.	0,32	0,3
Газопроницаемость, мкм ²	8,7	6
Поровый объем, см ³	14	13
Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,26	0,25
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	0,74	0,75

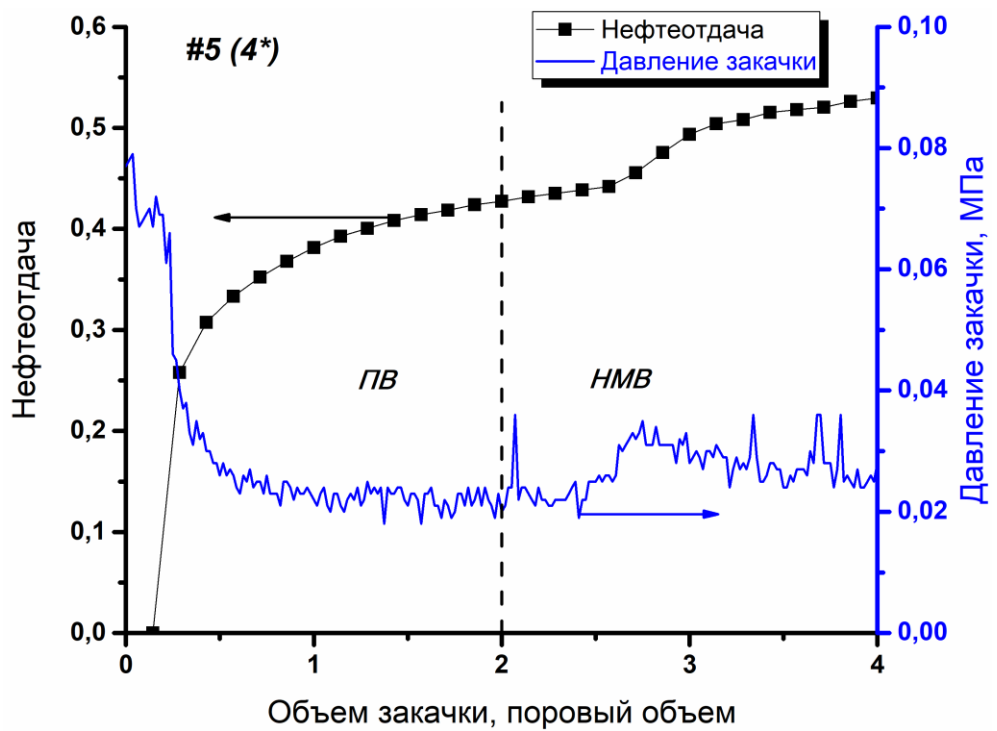


Рисунок 3.16 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента №5

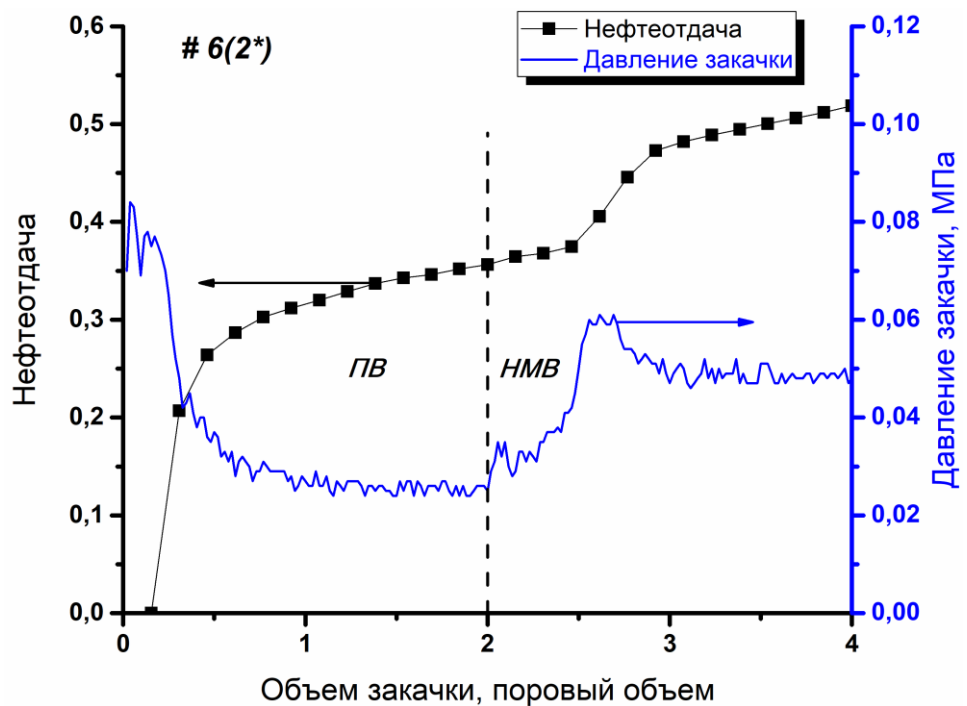


Рисунок 3.17 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента №6

С целью изучения влияния смачиваемости поверхности породы были сделаны лабораторные эксперименты по заводнению керн на пластиковых шариках и стеклянных осколках. Эти материалы были взяты для имитации

гидрофильной и гидрофобной поверхности пористой среды, при этом влияние композиционного состава и глинистых материалов на нефтеотдачу керна при закачке НМВ исключается. Методика проведения теста был такой же, как в предыдущих экспериментах. Фильтрационно-ёмкостные свойства даны в таблице 3.7.

Эксперимент № 7 был выполнен на стеклянных шариках размером 500 мкм (0,5 мм). Результаты показали, что при закачке НМВ значение нефтеотдачи были почти одинаковым как в экспериментах с гидрофильными образцами породы (7,4%) (рисунок 3.18).

Эксперимент № 8 был выполнен на пластиковых шариках размером 1000 мкм (1 мм). По результатам закачек пластовая вода дала нефтеотдачу в размере 28,5%, а НМВ вытеснило дополнительно 4,5% нефти. Давление нагнетания было синусоидальным с временными пиками в значении 0,05 МПа (рисунок 3.19).

Таблица 3.7 – Фильтрационно-емкостные свойства физической модели эксперимента №7 и 8

Параметры	Эксп.№7 (стекло)	Эксп.№8 (пл.шарики)
Пористость, доли ед.	0,34	0,29
Газопроницаемость, мкм ²	3,3	4
Поровый объем, см ³	14,5	12
Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,12	0,08
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	0,88	0,92

В эксперименте исследовали влияние концентрации катионов в нагнетаемой воде на смачиваемость породы. Было установлено, что НМВ меняет заряд на отрицательный в системе порода–вода и нефть–вода, не делает ее более гидрофильной. Также обнаружено, что лучшие результаты будут при нагнетании НМВ при вторичном методе воздействия на пласты, краевой угол смачивания будет увеличиваться с ростом температуры, давления и с уменьшением солености нагнетаемой воды. необходимо указать на важность состава солей, чем на их концентрацию. Дальнейшее исследование не подтвердило механизм изменения смачиваемости путем ионообмена на поверхности породы и положительный эффект от закачки НМВ при вторичном воздействии. Лабораторные исследования показали, что уменьшается остаточная вода и нефтенасыщенность.

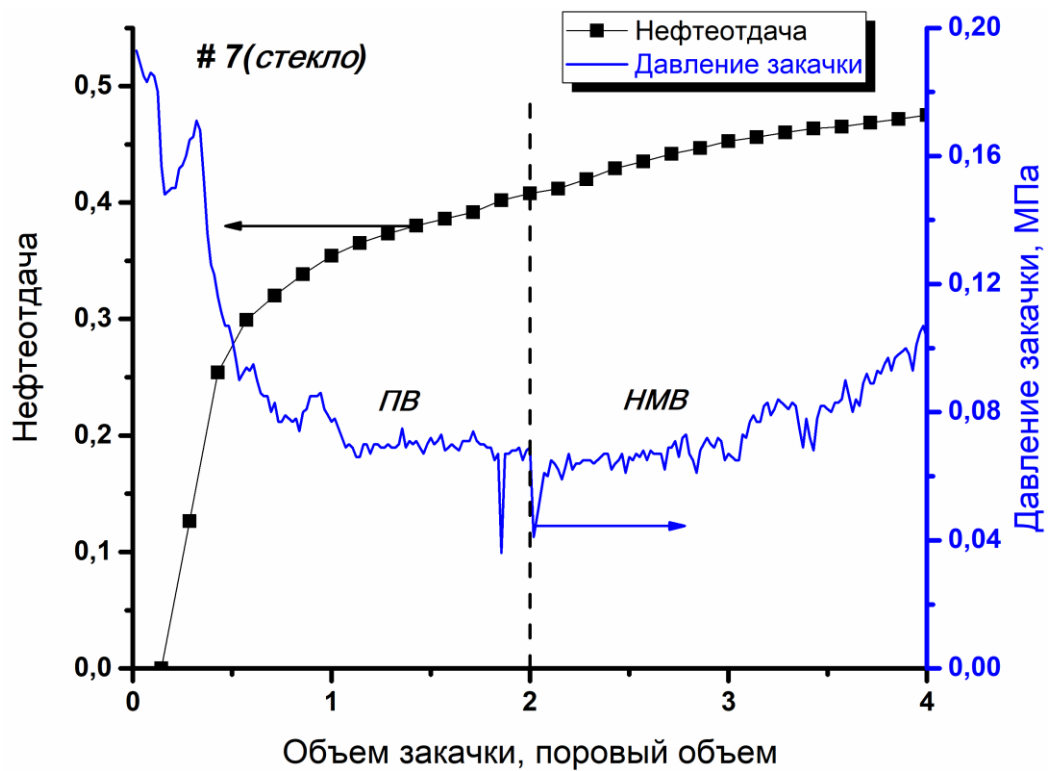


Рисунок 3.18 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента №7

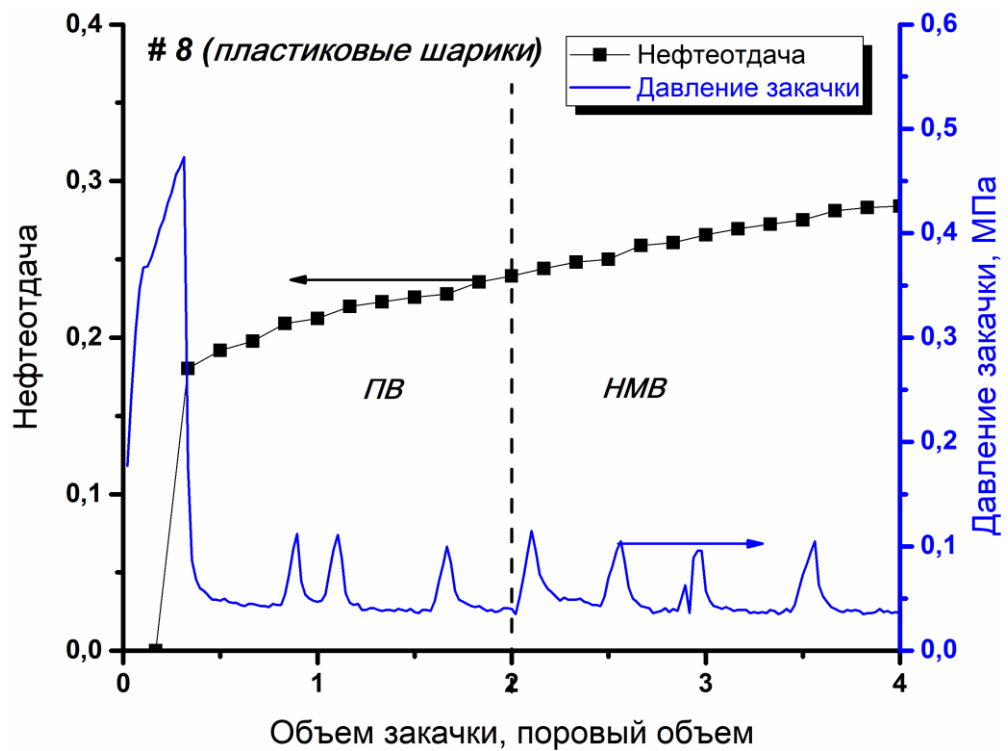


Рисунок 3.19 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента №8

Данные экспериментов показали, что увеличение нефтеотдачи пласта при закачке низкоминерализованной воды зависит от минералогического состава

пласта. Смачиваемость поверхности породы, как показали исследования на стеклянных и пластиковых шариках, не сильно влияет на нефтеотдачу пласта.

Таблица 3.8 – Итоги результатов по закачке пластовой и низкоминерализованной воды в керн при температуре 30°C

Эксперимент №	Тип воды	Объем воды (ПО)	Расход (мл/мин)	K _{выт}	Общий K _{выт}
№1 (гидрофильная порода)	Пластовая вода (93г/л)	2	0,1	37	41
	НМВ	2	0,1	4	
№2 (гидрофобная порода)	Пластовая вода (93г/л)	2	0,1	40	59
	НМВ	2	0,1	19	
№3 (гидрофильная порода)	Пластовая вода (93г/л)	2	0,1	37	41
	НМВ	2	0,1	4	
№4 (гидрофобная порода)	Пластовая вода (93г/л)	2	0,1	44	56
	НМВ	2	0,1	12	
№ 5(4*) (гидрофобная порода)	Пластовая вода (93г/л)	2	0,1	42	52
	НМВ	2	0,1	10	
№6(2*) (гидрофобная порода)	Пластовая вода (93г/л)	2	0,1	35,6	51,6
	НМВ	2	0,1	16	
№7 (стекло)	Пластовая вода (93г/л)	2	0,1	40	45
	НМВ	2	0,1	5	
№8 (пластиковые шарики)	Пластовая вода (93г/л)	2	0,1	24	28,5
	НМВ	2	0,1	4,5	

Как видно из таблицы 3.8, большее количество нефти было вытеснено на гидрофобных образцах горной породы месторождения Карабулак, которая содержит до 17% каолинита. Это говорит о том, что присутствие глин является необходимым условием для успешного применения заводнения НМВ

3.4 Экспериментальное исследование влияния монтмориллонита на коэффициент вытеснения нефти

В данных экспериментах для количественной оценки влияния глин в пластах на нефтеотдачу выполнены фильтрационные исследования.

Суть эксперимента заключается в следующем. Была изготовлена модель керна из речного песка и (85%) и монтмориллонита (15%). Данная глина выбрана из-за свойства набухания. Методика подготовки начальных условий состояла из насыщения образца керна пластовой водой с минерализацией 100г/л NaCl. Затем вода вытеснялась нефтью для создания начальных нефте- и водонасыщенностей. Пористость и проницаемость керна 30% и 5 Дарси соответственно. После закачки двух поровых объемов пластовой воды нефтеотдача равна 38%. В этих условиях равновесия системы глина – вода не нарушено. После прокачки пластовой воды в керн закачали два поровых объема НМВ (0,5 г/л), которая затем вступила во взаимодействие с глиной. После прокачки двух ПО воды дополнительная добыча составила 10% (рисунок 3.20). Расход был 0,05 мл/мин [98].

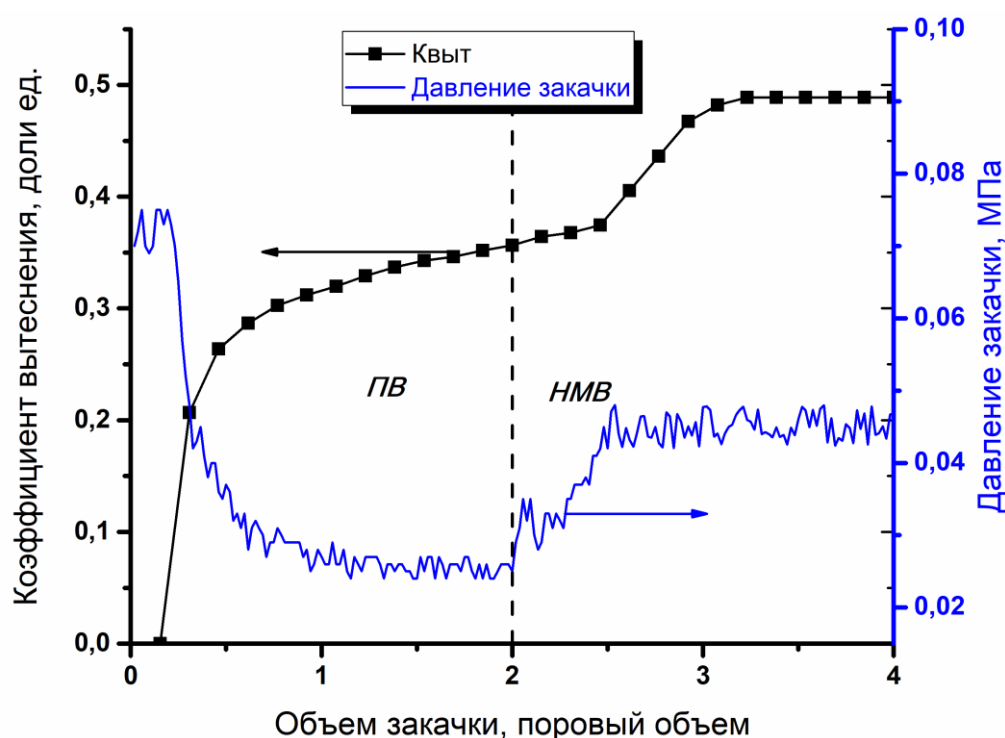


Рисунок 3.20 – Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента с глиной

Данный эксперимент также подтверждается работой [99], где авторы наблюдали визуально набухание монтмориллонитовых глин и миграцию мелкодисперсных глинистых частиц при закачке низкоминерализованной воды в модель пористой среды (рисунок 3.21). В исследованиях в двухфазной среде при наличии данных глин было получено дополнительное увеличение нефтеотдачи. После изучения результатов экспериментов авторы пришли к выводу, что механизмы нефтеизвлечения связаны с характеристикой поровых каналов. Так, в модели с монтмориллонитовой глиной нефть вытеснялась из больших пор, в то время как кольматация была больше в мелких порах. В модели с каолиновой глиной вытеснение нефти при закачке низкоминерализованной воды, наоборот, было больше в мелких порах (50-80

мкм), так как при нагнетании НМВ мобилизация глин закупоривает большие каналы (100-150 мкм).

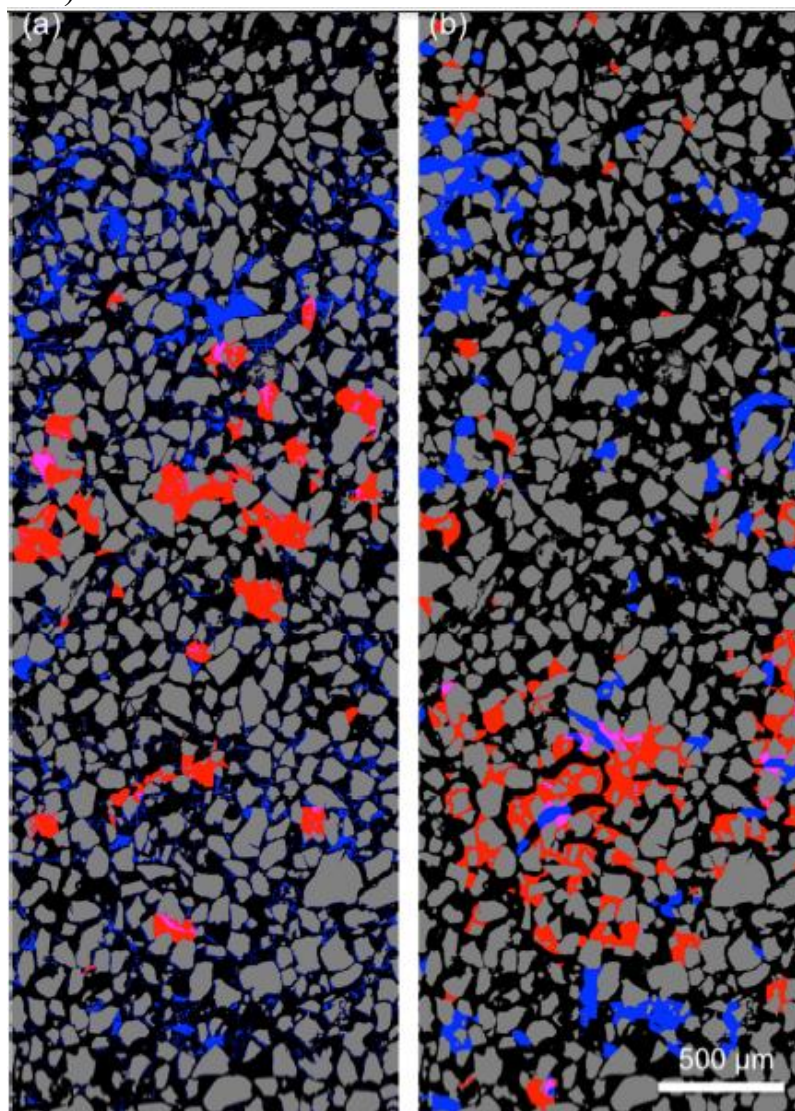


Рисунок 3.21 – Сравнительная картина пористой среды с каолиновой (а) и монтмориллонитовой (б) глиной. Микроскопическое сравнение подверженности каналов на мобилизацию нефти. Красным указаны каналы, где была мобилизация глинистых частиц, а в синих каналах вытеснение нефти при закачке НМВ [99]

3.5 Фильтрационные эксперименты с образцами месторождения «Ащысай»

В данных экспериментальных исследованиях было изучено влияние закачки низкоминерализованной воды на образцах реального месторождения. Были использованы керн, нефть и пластовая вода с месторождения «Ащысай». Методика проведения эксперимента была такой же, как и во всех предыдущих экспериментах. Керны были отобраны с глубины 1220 м, скважина №62, горизонт М1.

Элементный состав пластовой воды с месторождения «Ащысай» определяли на основании полученных данных элементного анализа с помощью рентгено-флуоресцентного анализатора Epsilon III (PANanalytical, Нидерланды).



Рисунок 3.22 – Элементный состав пластовой воды с месторождения «Ащысай»

Был проведен анализ композиционного состава горной породы «Ащысай» на рентгеновском дифрактометре (таблица 3.9). В результате было обнаружено, что в составе горной породы содержится глинистый минерал каолинит. Минерализация пластовой воды также измерялась путем выпаривания воды из определенного объема воды и расчета доли соли после упаривания и была равна 64 г/л. Также был проведен элементный анализ состава (рисунок 3.22), который показал, что в основном из солей был кальций хлорид.

Далее были проведены фильтрационные эксперименты на образцах керна «Ащысай». Плотность и вязкость нефти- 0,818 гр/см³ и 7 мПа.с [100].

Таблица 3.9 - Композиционный состав горной породы месторождения «Ащысай»

№.	Название	%
	Quartz, syn	59
	Polyhalite	15
	sodium tecto-alumotrisilicate	22
	Kaolinite	5

Эксперимент №1 выполнен на горной породе «Ащысай». В данном эксперименте длина образца керна составляла 3 см, а диаметр 2,5 см. Это было сделано для того, чтобы можно было закачать 4 поровых объема воды для каждого вида заводнения. Цель данного эксперимента - определить влияние

большого количества объема воды. Исходные данные по фильтрационно-емкостным свойствам физической модели представлены в таблице 3.10. Вначале нефть вытеснялась пластовой водой, прокачивалось четыре поровых объема воды, а затем в физическую модель закачивалось четыре поровых объема НМВ (0,5 г/л) для моделирования вторичного вытеснения остаточной нефти. Сравнительные данные по первичному и вторичному заводнению, полученные путем закачки воды различной минерализации, приведены на рисунке 3.23.

Таблица 3.10 – Фильтрационно-емкостные свойства физической модели при заводнении керна «Ащысай»

Параметры	Значения
Пористость, доли ед.	0,24
Проницаемость по воде, мД	44
Поровый объем, см ³	6
Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,3
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,7

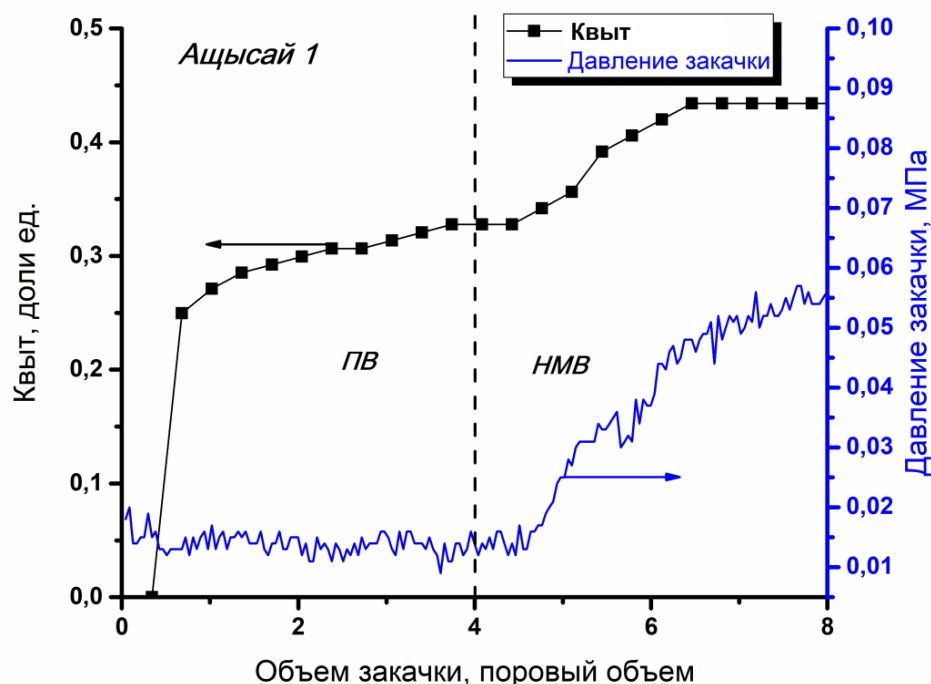


Рисунок 3.23 – Изменение давления и нефтеотдачи во время заводнения керна «Ащысай» 1

На рисунке 3.23 представлены результаты заводнения керна «Ащысай 1». Видно, что при закачке пластовой воды коэффициент вытеснения составил 32%, а после закачки НМВ - вырос до 42% при этом давление нагнетания воды тоже растет. Это говорит о том, что в керне проявляются более высокие градиенты давления из-за сопротивления потоку воды. Данный факт указывает

на набухание глин и миграцию мелкодисперсных частиц глин, и закупорку высокопроницаемых каналов и вытеснение нефти из низкопроницаемых мелких пор.

Эксперимент №2 выполнен на горной породе «Ащысай 2». В данном эксперименте длина образца керна составляла 6 см, а диаметр 2,8 см. В этом эксперименте решено повторить заводнение керна «Ащысай 1», но уже с большим размером образца горной породы. Было прокачено по два поровых объема пластовой и НМВ воды. Расход воды составлял 0,1 см³/мин. В качестве НМВ применили раствор NaCl с минерализацией 0,5 г/л. Исходные данные по фильтрационно-емкостным свойствам физической модели представлены в таблице 3.11. Результаты приведены на рисунке 3.24.

Таблица 3.11 – Фильтрационно-емкостные свойства физической модели при заводнении керна «Ащысай 2»

Параметры	Значения
Пористость, доли ед.	0,22
Проницаемость по воде, мД	44
Поровый объем, см ³	8,9
Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,43
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,57



Рисунок 3.24 – Образец керна «Ащысай 2»

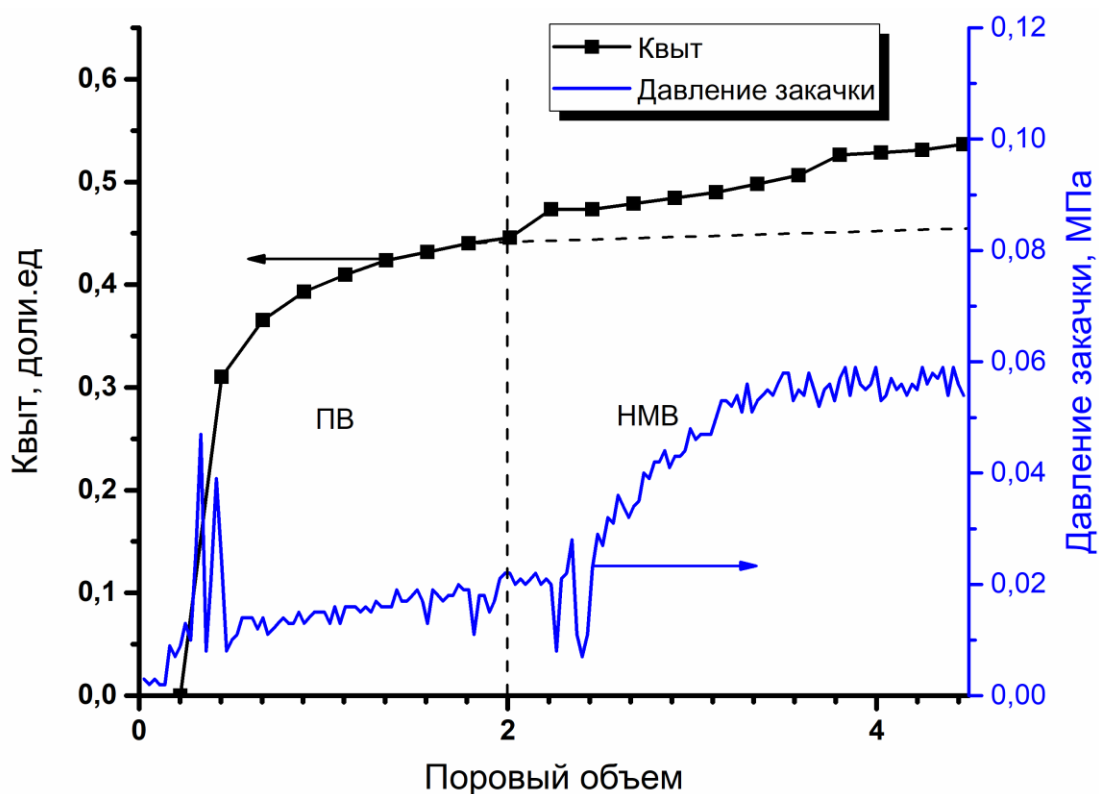


Рисунок 3.25 – Изменение давления и нефтотдачи во время заводнения керна «Ащысай»2

Из рисунка 3.25 видно, что пластовая вода вытеснила 46%, при этом давление находилось на уровне 0,02 МПа, после прокачки 2 ПО пластовой воды начали закачку НМВ, которое вытеснило 9% дополнительно нефти, при этом давление закачки начало расти, и дошло до 0,05 МПа в конце прокачки. Это сопровождалось увеличением добычи нефти. Данный факт свидетельствует о набухании глин и выталкивании нефти из пор. Но в образцах вод после заводнения не наблюдалось помутнения и наличия глин, так как образец керна «Ащысай 2» был цементированным.

3.6 Исследование влияния смачиваемости на ядерно-резонансном спектрометре (ЯМС)

Данный эксперимент был выполнен с целью определения роли теории смачиваемости при закачке низкоминерализованной воды в пласт [101].

Для эксперимента была использована модель керна длиной 15см, состоящая из пластиковых шариков размером 0,5 мм для создания гидрофобной поверхности модели (рисунок 3.26). Была подготовлена искусственная пластовая вода с минерализацией 65г/л путем добавления NaCl в дистиллированную воду. В качестве низкоминерализованной воды была использована очищенная вода с минерализацией 0,1 г/л. Также для теста использовали керосин для моделирования нефти. Отвакуумированный керн насыщали керосином для создания начальной 100% керосинонасыщенности. Эксперименты проводили в два последовательных этапа. Сначала закачивали пластовую воду, вытесняя керосин до остаточной насыщенности керосина,

затем закачивали низкоминерализованную воду пока не была достигнута минимальная керосинонасыщенность. Вытекающую воду и керосин собирали в колбу для дальнейшего исследования. В ходе исследований температура составляла 23°C, скорость закачки – 0,1 мл/мин, при этом объем закачиваемых вод составлял 100 мл. При проведении эксперимента модель керна устанавливалась в ЯМС (Ядерный резонансный спектрометр (ЯМС) NMR-600 (Bruker Corporation, США)) (рисунок 3.27) для сканирования керна и каждый раз выполнялась ручная калибровка сигнала для пластовой и НМВ воды. Визуальные данные фиксировались каждые 20 мин (рисунок 3.28). После эксперимента собранные картинка обрабатывались пакетом прикладных программ MATLAB для вычисления остаточной керосинонасыщенности керна (рисунки 3.29 и 3.30). На рисунке 3.29 темные участки указывают на керосин, а белые - на закаченную воду. Как видно, пористая среда является изотропной, а пластовая вода вытеснила 90% керосина. На последнем снимке показана закачка низкоминерализованной воды. При этом никаких изменений не наблюдалось, поэтому мы поместили только последнюю картинку. Как можно заметить, последняя картина немного ярче, это связано с тем, что сигнал МРТ из-за НМВ стал более интенсивным по сравнению с сигналом пластовой воды. Обработка изображений на MATLAB привела к тому, что керосин не был вытеснен низкоминерализованной водой. На рисунке 3.29 можно видеть обработанные результаты нагнетания в модель керна пластовой и низкоминерализованной воды. Причем уменьшение остаточной керосинонасыщенности (синяя кривая) остается прежним при изменении закачиваемой воды с пластовой на низкоминерализованную, т.е. изменение смачиваемости практически не влияет на механизм НМВ, как указывает многие зарубежные ученые. Сигнал от ЯМС растет при закачке НМВ в керн. Это связано с тем, что вода имеет очень низкую ионную силу и сигнал становится чувствительнее.



Рисунок 3.26 – Образец модели керна из пластиковых шариков



Рисунок 3.27 – Ядерный резонансный спектрометр (ЯМС)

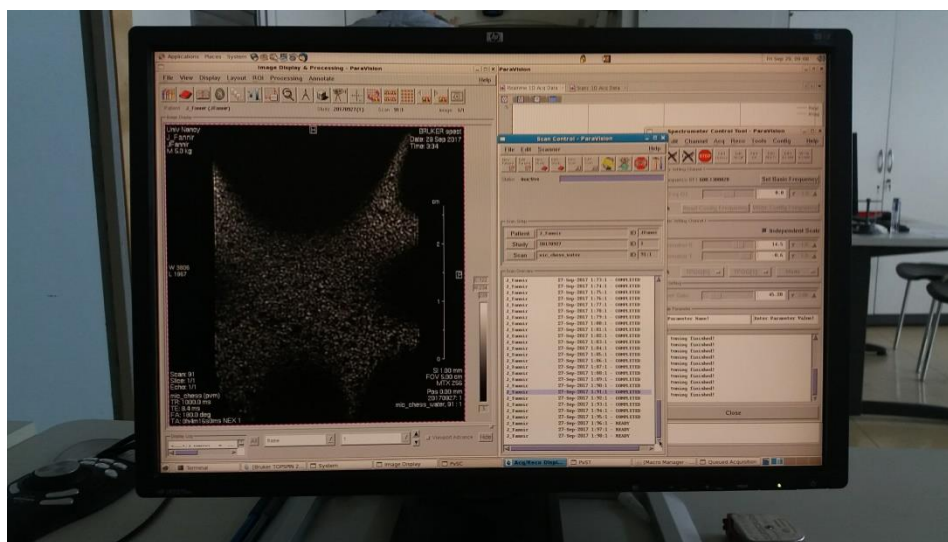


Рисунок 3.28 – Блок управление ядерно-резонансного спектрометра (ЯМС)

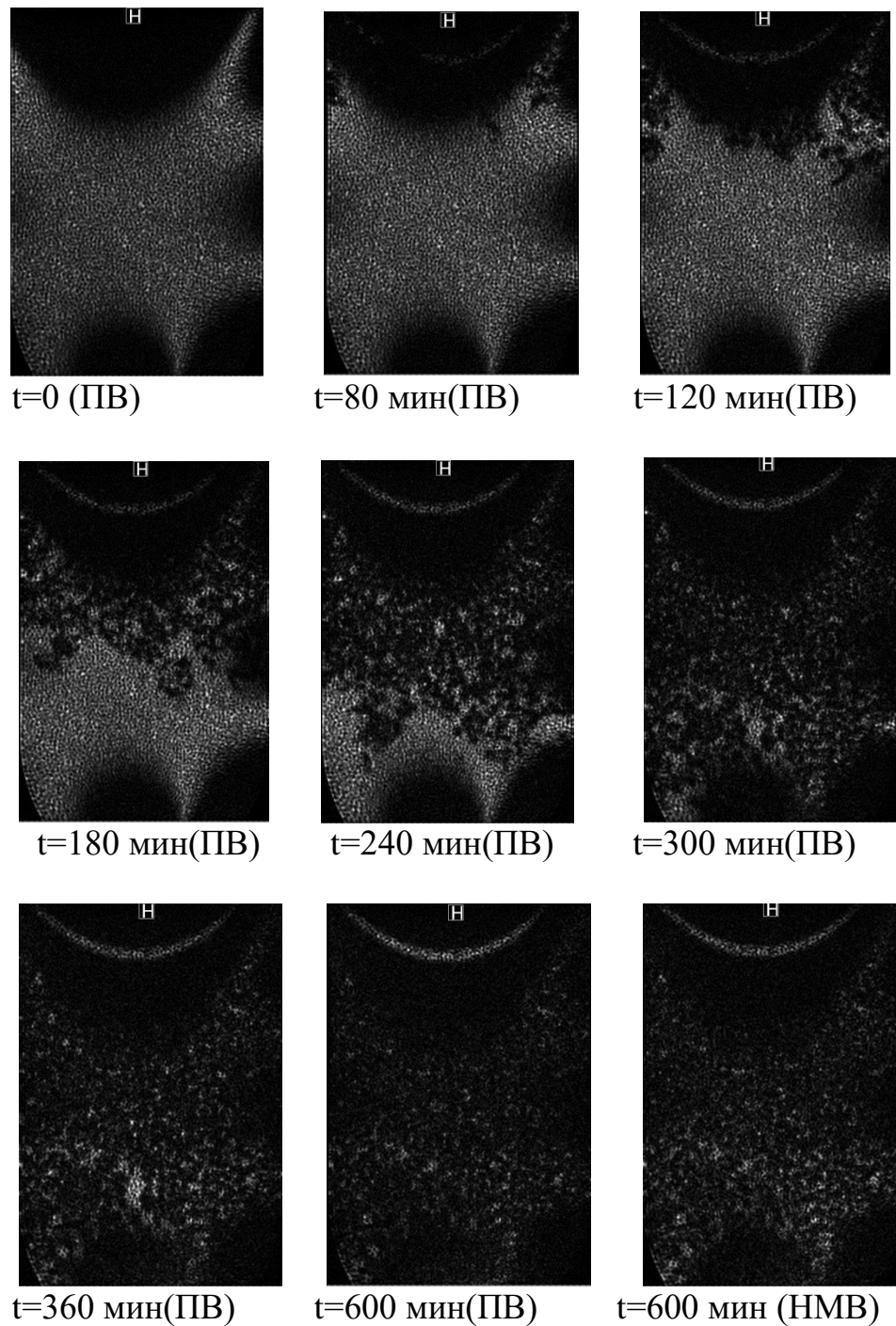


Рисунок 3.29 – Сканированные изображения ЯМС. Наблюдаемая площадь сечения составляла 2 см. Закачка ПВ и низкоминерализованной воды продолжались 900 мин.

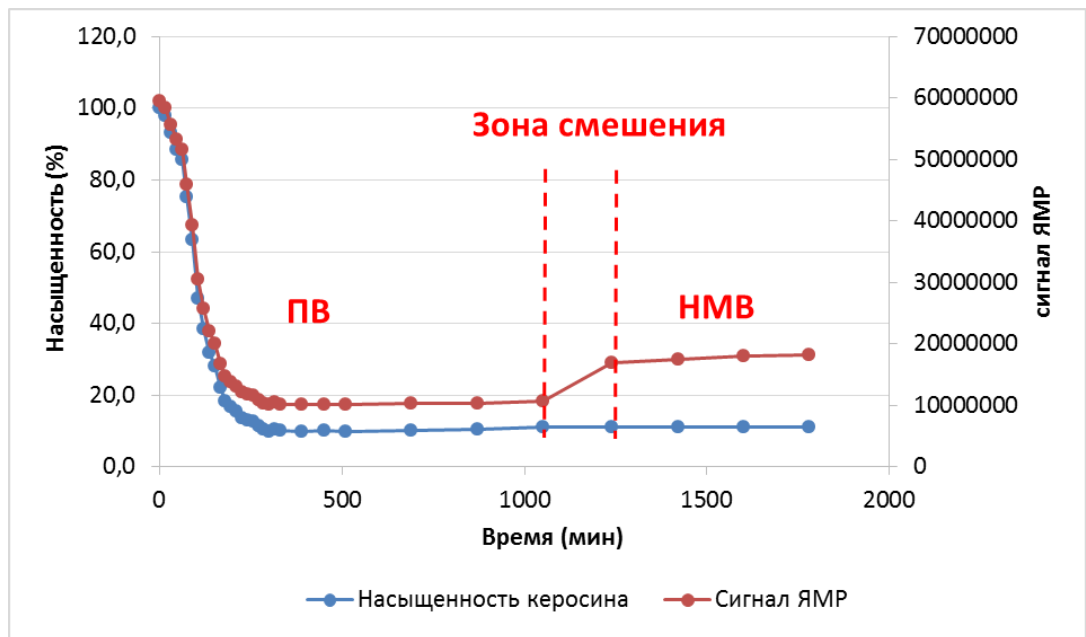


Рисунок 3.30 – Результаты эксперимента с ЯМС

Эксперименты, проведенные на гидрофобных ядрах, не показали дополнительной добычи нефти низкоминерализованной водой. Это объясняется двумя причинами:

- модель ядра не содержала частицы глины;
- смачиваемость поверхности была гидрофобной, что не могло привести к дальнейшему повышению смачиваемости породы, поэтому большая часть керосина была извлечена из ядра пластовой водой.

ЯМС эксперименты на пластиковых шариках продемонстрировали, что уменьшение минерализаций незначительно влияет на изменение смачиваемости поверхности породы, как это указывается во многих зарубежных источниках. Таким образом, снижение минерализации нагнетаемых вод и механизм изменения смачиваемости пород не присутствует, а увеличение коэффициенты вытеснения нефти связано с глинистыми частицами в горных породах и это приводит к значительному увеличению темпов отбора нефти из пласта. Управление разработкой таких месторождений нужно выполнять путем лабораторного анализа нагнетаемой и пластовой воды.

3.7 Численное моделирование

Для изучения процесса закачки НМВ создана 3Д модель месторождения со следующими характеристиками [102, 103]:

Количество ячеек в X направлении – 40; в Y направлении – 40; в Z направлении – 10. Размеры ячеек $D_X = D_Y = 4$ м, $D_Z = 13$ м. остальные геолого–промысловые характеристики модели даны в таблице 3.12

Таблица 3.12 - Геолого–промысловые характеристики залежи

Параметры	Значения
Пластовое давление, МПа	4
Вязкость нефти, $\mu\text{Па}\cdot\text{с}$	330
Пористость	0,3
Проницаемость, мД	500
Коэффициент анизотропии, (k_x/k_z)	0,1
Сжимаемость воды, $1/\text{МПа}$	0.0005
Объемный коэффициент пласта	1.00
Плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	926

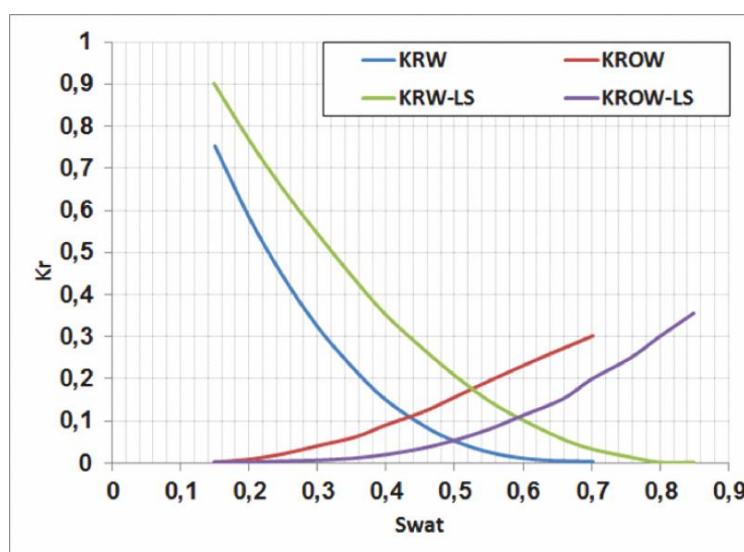


Рисунок 3.31 – Изменение относительных фазовых проницаемостей при закачке пластовой воды и НМВ

Интерполяция ОФП зависит от безразмерного весового коэффициента $F=1$, при высокоминерализованной пластовой воды $F=1$, при низкоминерализованной $F=0$. В процессе смешения пластовой и НМВ воды минерализация воды меняется в ячейках, таким образом, этот коэффициент устанавливает коридоры для ОФП. В модели закачивалась пластовая вода с минерализацией 93 г/л и НМВ с минерализацией 0,1 г/л. Период закачки -10 лет. Скважины расположены в углах секторной модели.

На рисунке 3.32 представлены результаты моделирования по закачке пластовой и НМВ воды. Видно, что при закачке низкоминерализованной воды конечная нефтеотдача на 8% больше, чем при закачке пластовой воды. Во втором случае была исследована закачка НМВ на последней (поздней) стадии разработки. В этом случае НМВ закачивалась после нагнетания пластовой воды. Дополнительная добыча при этом 10%. Конечная нефтеотдача во втором случае больше, чем в первом. Это говорит о том, что предварительная закачка пластовой воды, предшествующая нагнетанию НМВ, благотворно влияет на эффективность вытеснения нефти (рисунке 3.33).

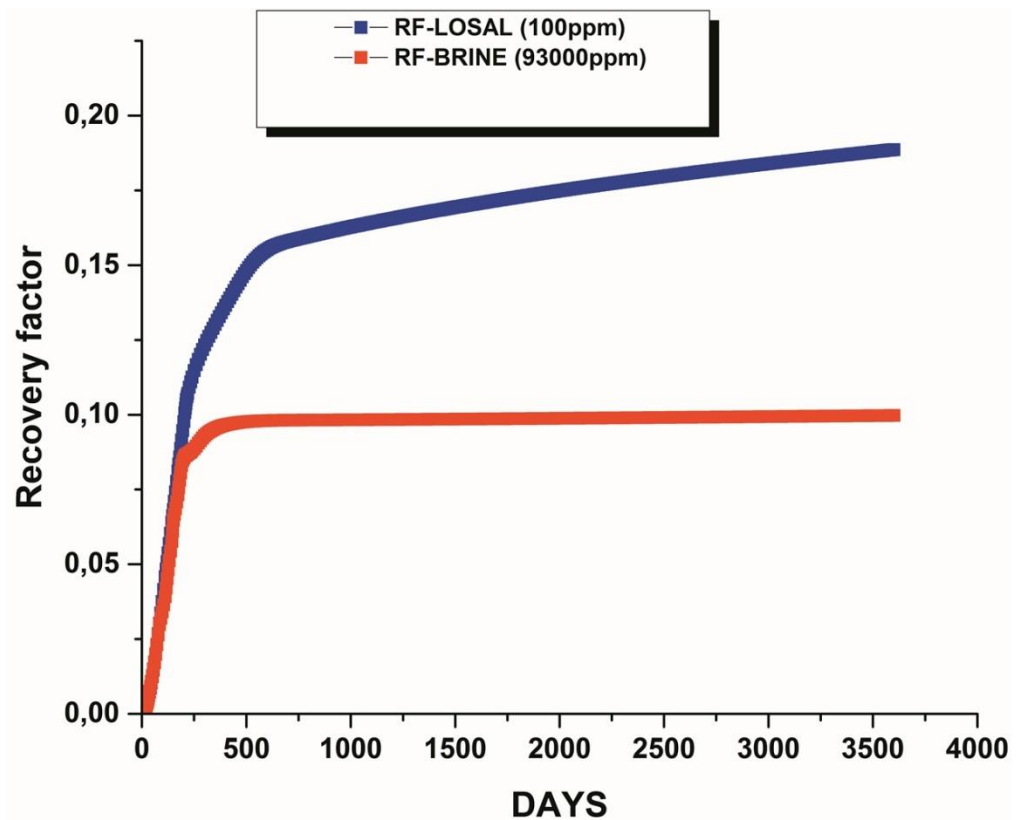


Рисунок 3.32 - Сравнение закачки пластовой и НМВ в начале разработки

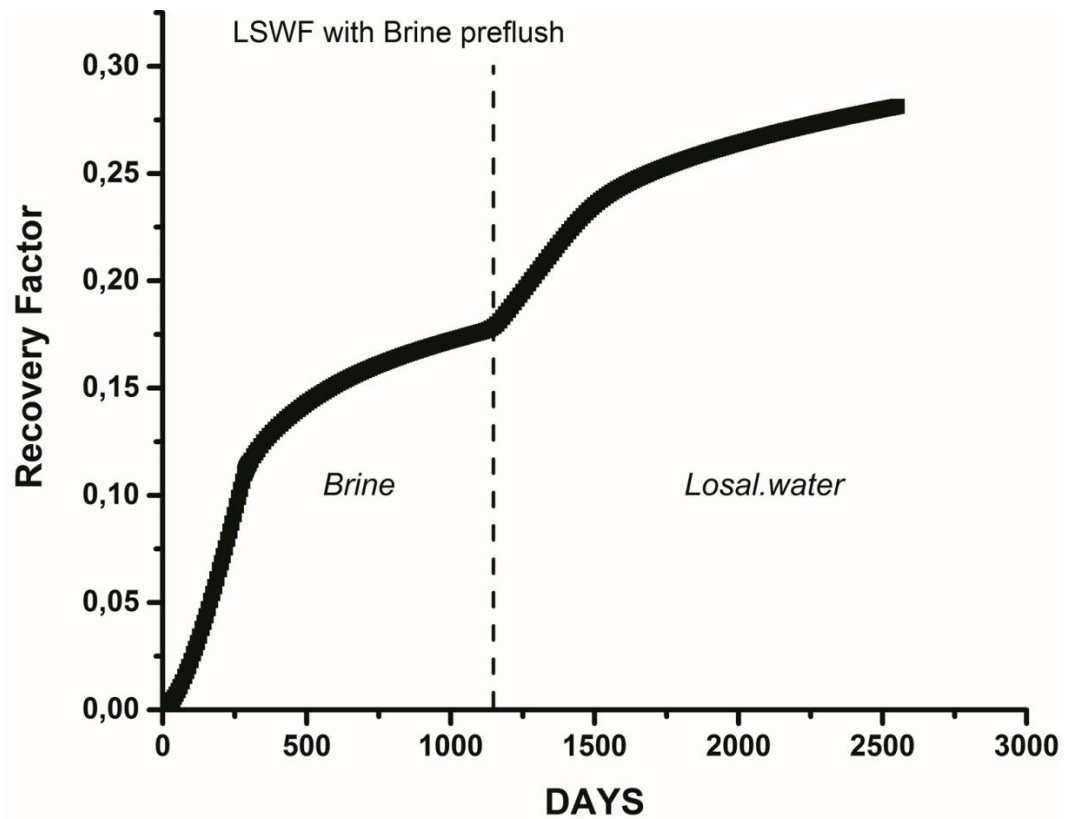


Рисунок 3.33 - Конечная нефтеотдача при закачке НМВ на последней стадии разработки после закачки пластовой воды

На рисунке 3.34 представлена концентрация (насыщенность) фронта вытеснения при закачке НМВ. Видно, что при нагнетании НМВ идет полное вытеснение нефти.

На рисунке 3.35 представлены контуры концентрации соли при закачке НМВ, когда создается равномерный профиль вытеснения за счет изменения смачиваемости породы. Таким образом, фронт вытеснения при нагнетании НМВ улучшается за счет смачиваемости и мобилизации глинистых частиц, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти.

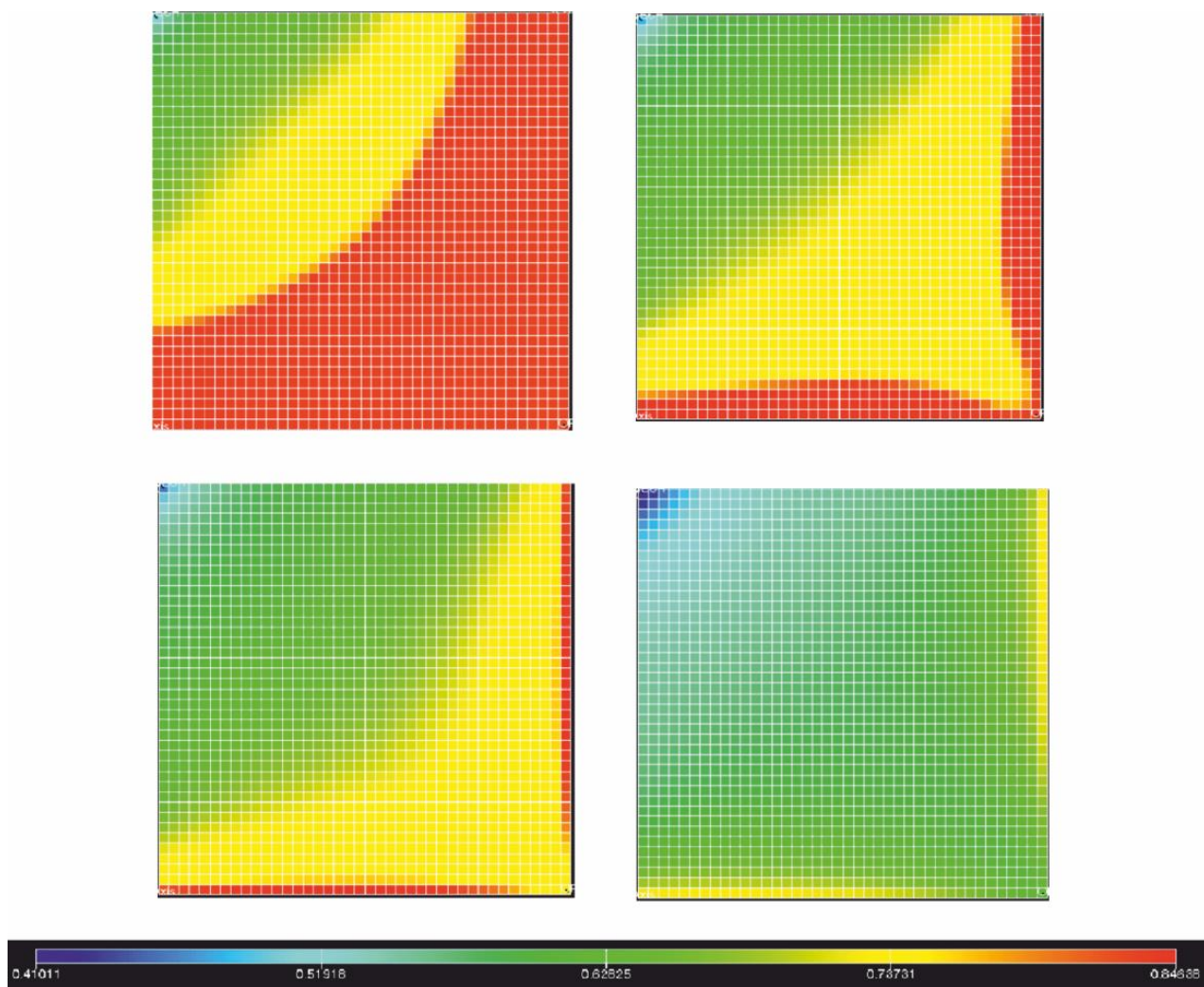


Рисунок 3.34- Нефтенасыщенность при закачке НМВ

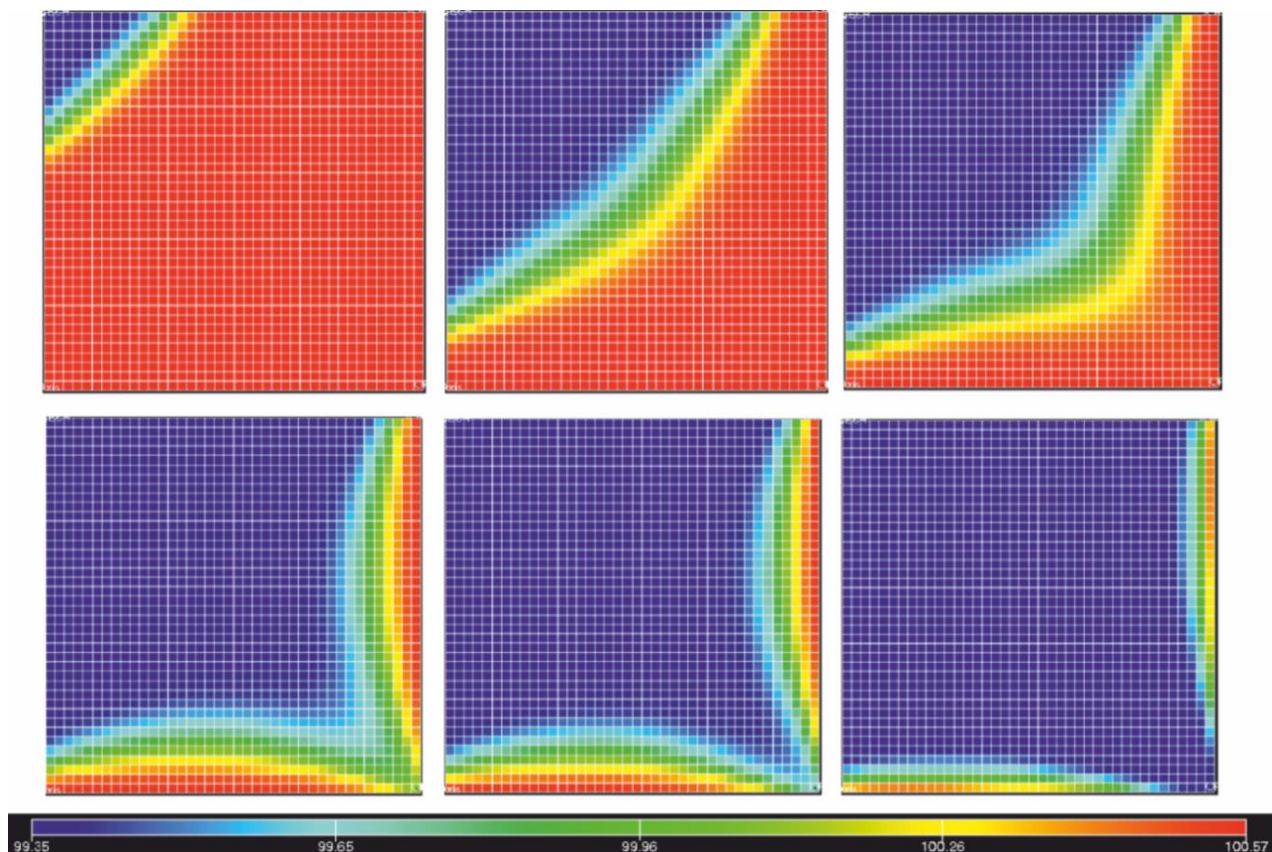


Рисунок 3.35- Изменение минерализаций во время закачки НМВ

Изучение влияния вязкости на эффективность вытеснения нефти низкоминерализованной водой. По результатам численного моделирования можно сделать вывод о том, что вязкость нефти играет большую роль при нагнетании НМВ. Сравнительный анализ приведен для следующих показателей вязкости: 1, 100 и 300 мПа·с. Из рисунка 3.36 видно, что самый лучший результат получен при вязкости нефти 1мПа·с, а для высоких вязкостей эффективность ниже в силу неблагоприятного соотношения подвижностей флюида. Однако, в терригенных коллекторах с высоковязкой нефтью закачка НМВ эффективна из-за наличия глин. Так для вязкостей 1, 100 и 300 мПа·с коэффициент нефтеотдачи составили 50, 20 и 17% соответственно. Основной причиной такого контраста по нефтеотдаче является соотношение подвижностей между нефтью и закачиваемой водой. Так как подвижность закачиваемого агента (воды) делится на подвижность вытесняемой жидкости, такой как нефть. Подвижность нефти определяется впереди фронта вытеснения, а закачивающего позади фронта вытеснения, поэтому соответствующие эффективные значения проницаемости оцениваются при различных насыщениях.

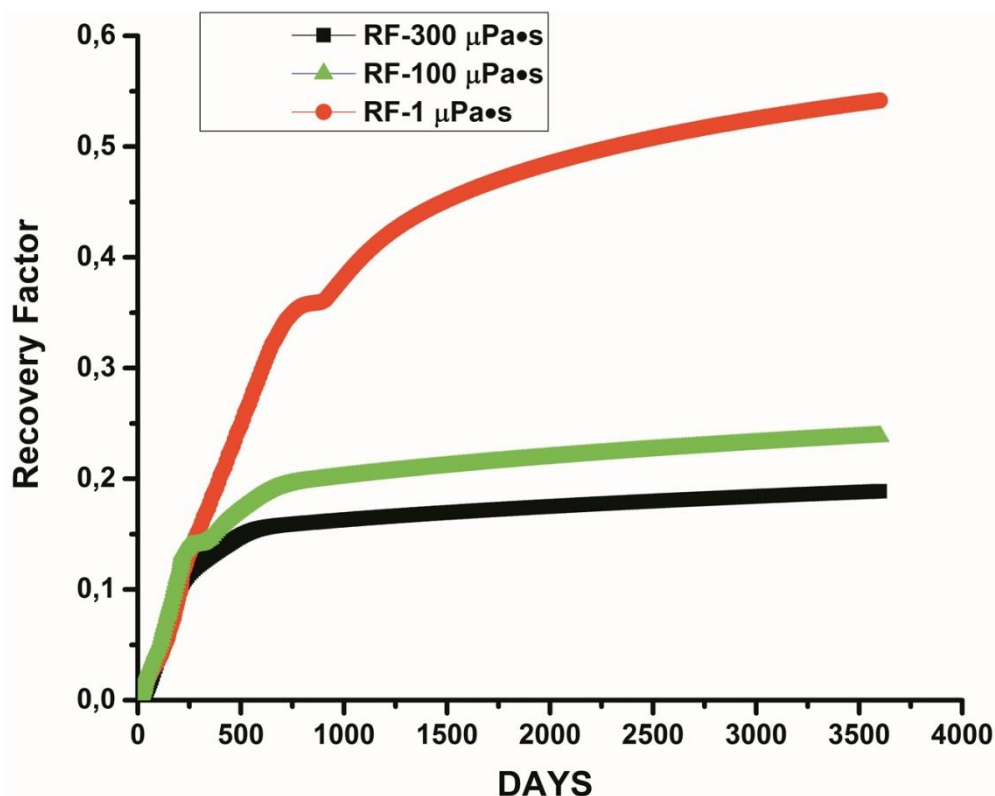


Рисунок 3.36 – Сравнение влияния вязкости нефти на эффективность вытеснения НМВ

3.8 Выводы по разделу

1) Проведен комплекс лабораторных и численных исследований по закачке терригенных коллекторов с вязкой и высоковязкой нефтью для определения эффективности низкоминерализованного (НМВ) заводнения для условий месторождения «Ащысай» и «Каражанбас». При проведении экспериментов использовались современные установки и программные обеспечения.

2) Впервые были проведены серии лабораторных экспериментов по выявлению эффективности низкоминерализованной воды для высоковязкой нефти в терригенных породах. При этом дополнительно извлечено до 19% нефти в лабораторных условиях.

3) Были получены зависимости градиента давления от типа породы и нефти при различных расходах.

4) Таким образом, использование низкоминерализованной воды заслуживает внимания в качестве метода увеличения нефтеотдачи с целью вытеснения вязких и высоковязких нефтей из терригенных коллекторов, с учетом композиционного состава горной породы, содержащей нефть.

5) Лабораторным путем показано, что наличие мелкодисперсных частиц при закачке низкоминерализованной водой способствует снижению остаточной нефтенасыщенности. При уменьшении минерализаций или изменений ионного состава закачиваемой воды возможно уменьшение проницаемости коллектора в несколько раз, увеличение объема глинистого материала в несколько раз и отрыв глинистых частиц, как свидетельствуют показатели давления и анализ

воды после заводнения. Набухание и движение глинистых частиц является результатом ионообмена между глинистыми минералами и находящимися в воде ионами и приводит к изменению структуры пористой среды, а следовательно, к изменению проницаемости. Набухание глин определяется типом глинистых минералов.

б) Из результатов проведенного моделирования можно сделать следующие выводы:

а) на вытеснение нефти сильно влияет минерализация закачиваемой воды в пласт;

б) в данном случае изменение смачиваемости в сторону гидрофильности является главным механизмом нефтеизвлечения;

с) снижение минерализации воды может быть эффективно для вытеснения высоковязкой нефти, однако, низкая вязкость нефти предпочтительна для данной технологии;

д) предварительная закачка пластовой воды перед нагнетанием НМВ более эффективна, чем закачка НМВ с начала разработки месторождения;

е) моделирование показало, что НМВ эффективнее, чем просто закачка пластовой воды. Но в действительности НМВ обязательно должна быть использована на базе других методов нефтеотдачи для достижения синергетического эффекта.

4.1 Оценка экономической эффективности

Месторождение «Ащысай» географически расположено на юге Тургайской низменности. Оно было открыто в 1990 году, приток нефти был получен на восточном участке в поисковой скважине 4 из юрских отложений. В том же году на участке Арыскупского горизонта верхнего мела в поисковой скважине 1 был получен нефтяной фонтан. Административно месторождение находится в Теренозекке в районе Кызылординской области.

Ближайший населенный пункт расположен на железнодорожной станции Жалагаш, расположенный на расстоянии 151 км соответственно. В 40 км северо-западнее месторождения находится крупное месторождение Кумколь, на юге в 26 км месторождение Акшабулак. Расстояние до центра области г. Кызылорда 151 км. На расстоянии 252 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент. Гидрогеологическая сеть отсутствует. Водные каналы на площади работ отсутствуют, имеются артезианские скважины.

Для расчета запасов по объекту М-1 воспользуемся формулой для подсчета запасов для каждой залежи:

$$V = X \cdot Y \cdot h \cdot \Phi \cdot S_{oi} \cdot \rho_{oil} \tag{4.1}$$

Таблица 4.1- Оценка запасов по залежам

№ залежи	X, m	Y, m	h	Запасы нефти, т
1	5 500	1 700	20	14 686 980
2	2 000	1 300	15	4 084 080
3	2 300	1 100	25	3 974 124
			Итого	22 745 184

Текущий КИН= 0,4 после закачки низкоминерализованной воды дополнительный КИН по результатам фильтрационных исследований составило 8%, а это дополнительно 1 364 711,04т. нефти. При текущих значениях обводненности (в среднем 90%) и количестве скважин (70) расчет экономической эффективности будет следующим. Исходные данные даны в таблице 4.1.

Методика расчета

Налоги и отчисления государству:

- НДС - рассчитывается с учетом годовой добычи и равен для нашего случая 10%
- Экспортная пошлина - 75 долл./т.
- Налог на прибыль – 20% от прибыли

Чистый дисконтированный доход (NPV) – сумма ожидаемого потока платежей, приведенная к стоимости на настоящий момент времени. Приведение к текущей стоимости называется дисконтированием и выполняется по заданной ставке дисконтирования:

$$NPV = \sum \frac{(\Pi_t + A_t)}{(1+E)^{t-1}} \quad (4.2)$$

Π_t – чистая прибыль t – м году;

A_t – амортизация t – м году;

E – норма дисконта;

Таблица 4.2- Исходные данные

№	Показатели	Значение
1.	Цена реализации	
	Нефти марки Brent на внешнем рынке, долл./бар	75
	долл./т	567,38
2.	Налоги и платежи	
	НДПИ, %	10
	Налог на прибыль, %	20
	Таможенная пошлина на нефть, долл./т	75

Расчеты проводились с применением программного продукта Microsoft Excel. Результаты расчетов даны в таблицах 4.3-4.6. так как расчеты упрощённые видно что, а каждом расчетном году налоги и другие отчисления государству составляет 259535 тыс.долл. в итоге на 9 год накопленный доход от применения технологии составит 491 113тыс.долл.

Таблица 4.3- Налоги и отчисления государству, тыс долл

Годы	НДПИ	Таможенная пошлина	Налог на прибыль	Итого
1	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
2	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
3	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
4	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
5	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
6	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
7	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
8	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
9	4170,3	11025,0	13642,0	28837,3
Итого	37532,5	99225,0	122778,3	259535,8

Таблица 4.4- Расчет выручки предприятия , тыс долл.

годы	Экспорт, тыс.т	Экспорт	Итого	Экспортная пошлина	Выручка без экспорт пошлины	Чистая выручка
1	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
2	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
3	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
4	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
5	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
6	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
7	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
8	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
9	147,00	83 405,45	83 405,45	11 025,00	72 380,45	72 380,45
Итого	1 323,00	750 649,03	750 649,03	99 225,00	651 424,03	651 424,03

Таблица 4.5- Расчет чистой прибыли, тыс.долл.

Годы расчетно го периода	Выручка всего	Экспорт. Пошлина	НДПИ	Валовая прибыль от реализации	Прибыль к налогообложени ю	Налог на прибыль	Чистая прибыль
1	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
2	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
3	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
4	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
5	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
6	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
7	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
8	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
9	83 405,45	11 025,00	4 170,27	68 210,18	68 210,18	13 642,04	54 568,14
ИТОГ	750 649,03	99 225,00	37 532,45	613 891,58	613 891,58	122 778,32	491 113,2

Таблица 4.6- Расчет денежной наличности и чистого дисконтированного дохода, тыс.долл.

Годы расчет ного период а	Чистая прибыль	Денежная наличность	Кдиск 10%	ЧДД 10%	Накопл. ЧДД	Кдиск 15%	Кдиск 20%	ЧДД 15%	ЧДД 20%
1	54 568,14	54 568,14	1	54 568,14	54 568,14	1	1	54 568,14	54 568,14
2	54 568,14	54 568,14	0,91	49 607,40	104 175,54	0,87	0,83	47 450,56	45 473,45
3	54 568,14	54 568,14	0,83	45 097,64	149 273,18	0,76	0,69	41 261,35	37 894,54
4	54 568,14	54 568,14	0,75	40 997,85	190 271,03	0,66	0,58	35 879,44	31 578,79
5	54 568,14	54 568,14	0,68	37 270,77	227 541,80	0,57	0,48	31 199,51	26 315,65
6	54 568,14	54 568,14	0,62	33 882,52	261 424,33	0,5	0,4	27 130,01	21 929,71
7	54 568,14	54 568,14	0,56	30 802,29	292 226,62	0,43	0,33	23 591,31	18 274,76
8	54 568,14	54 568,14	0,51	28 002,08	320 228,70	0,38	0,28	20 514,19	15 228,97
9	54 568,14	54 568,14	0,47	25 456,44	345 685,14	0,33	0,23	17 838,42	12 690,81
ИТОГ	491 113,26	491 113,26	9,2	345 685,14	1 945 394,48	7,13	5,81	299 432,93	263 954,82

Таблица 4.7- Основные экономические показатели

Основные экономические показатели	Ед. изм.	
Выручка от реализации продукции	тыс.долл.	750 649
Экономические показатели коммерческой ценности:	Ед. изм.	
Налоги и платежи государству	тыс.долл.	259 535,8
Денежная наличность	тыс. долл .	491 113,26
Дисконтированная денежная наличность	тыс. долл .	345 685,14
Технико-экономические показатели	Ед. изм.	
Проектный срок разработки НМВ	лет	9
Добыча за период разработки	тыс.т	1 364

Как видно из рисунка 4.1 накопленная дисконтированная денежная наличность на конец 9 года составит 345 685 тыс. долл. При этом налоги и платежи государству составит 259 535тыс.долл. (рисунок 4.2).

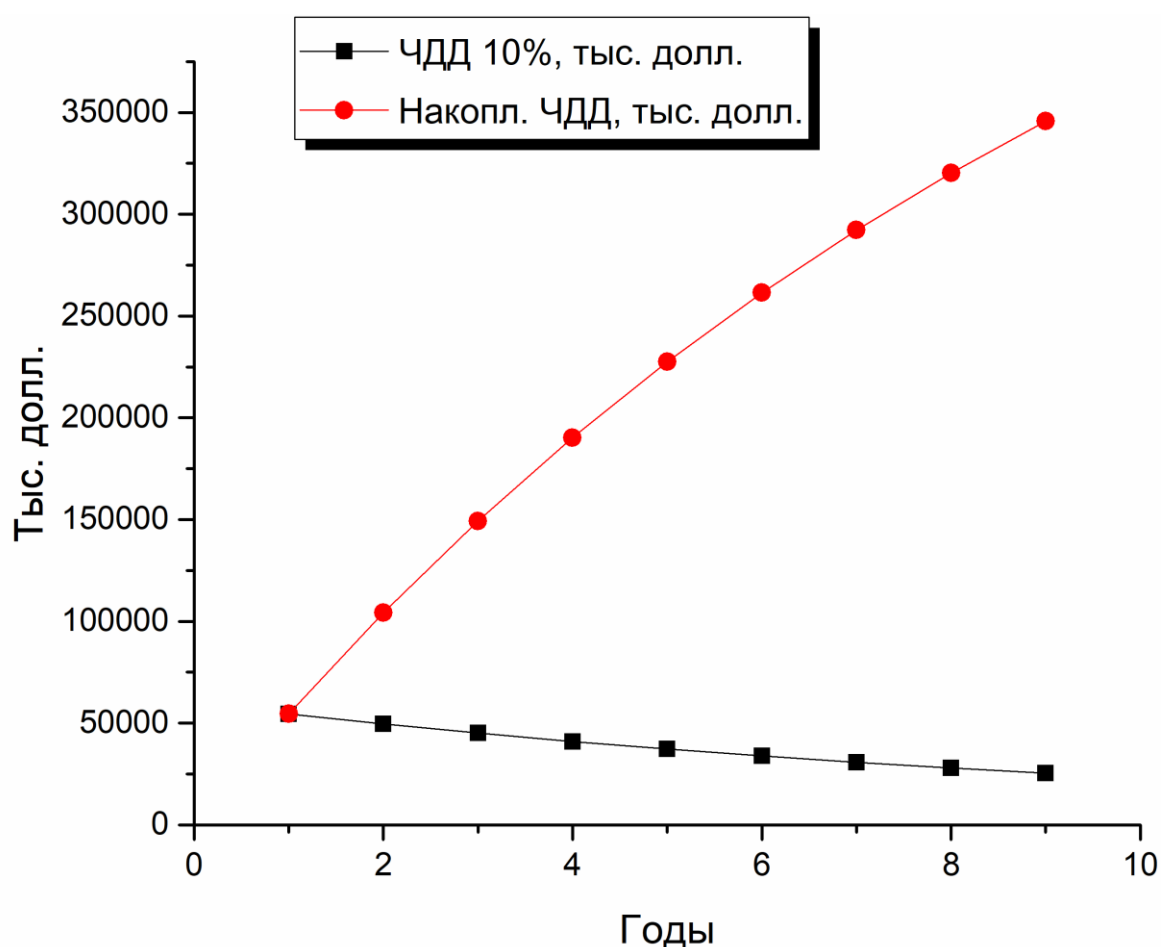


Рисунок 4.1 – Денежное движение наличности компании

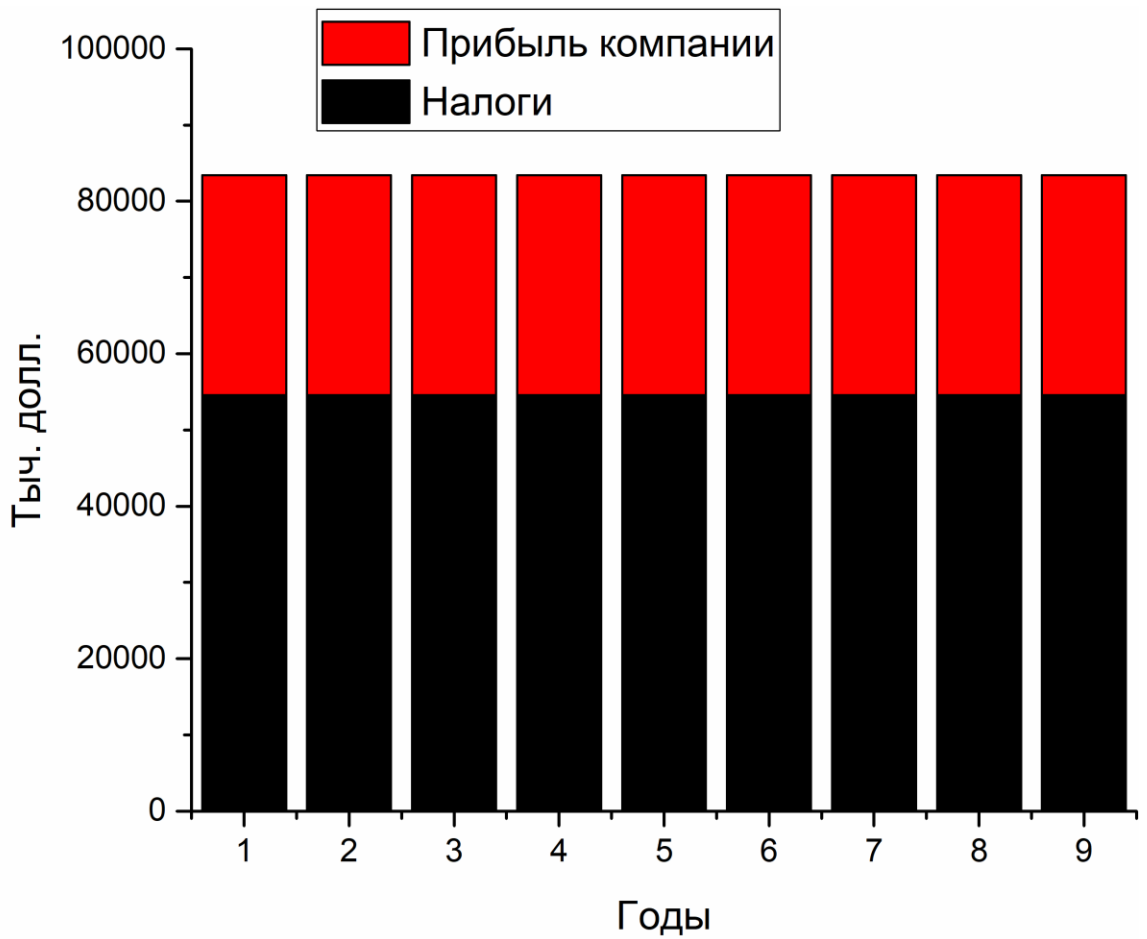


Рисунок 4.2 – Распределение выручки

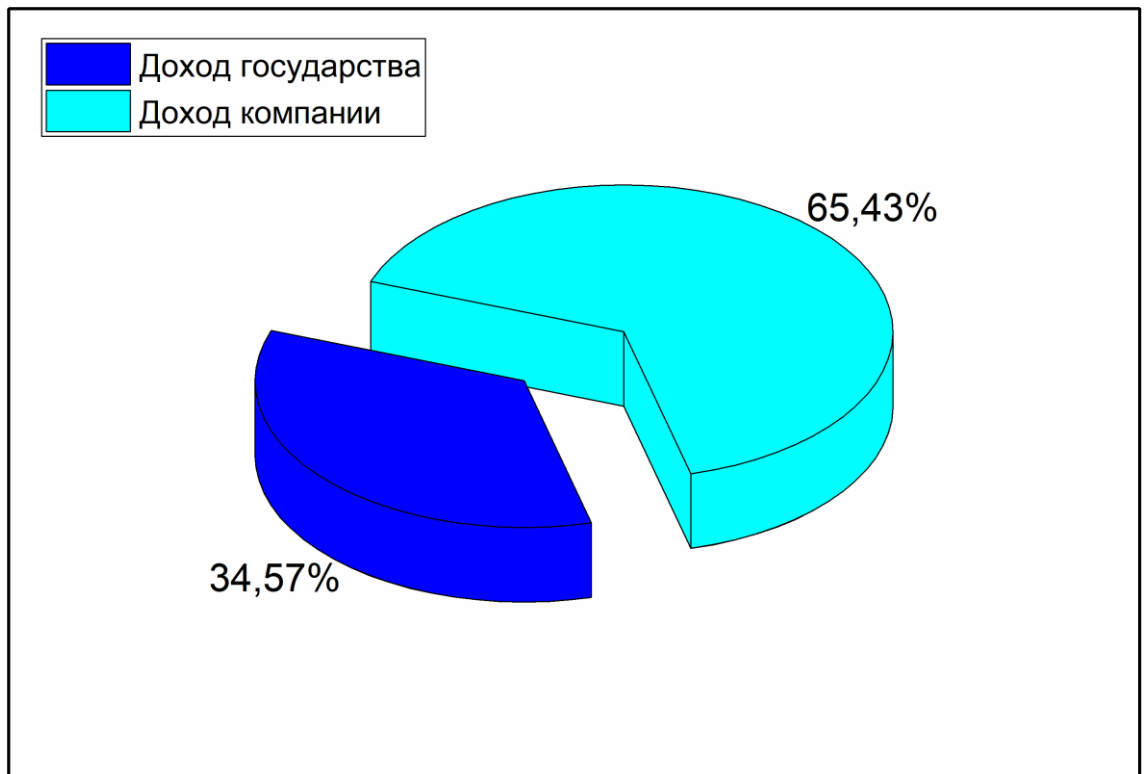


Рисунок 4.3 – Доли доходов государства и компании

4.2 Выводы по разделу

По результатам анализа технико – экономической оценки месторождения можно сделать вывод о том, что вкладывать в данный проект имеет смысл.

На начала расчета в эксплуатационном фонде уже числилось 70 добывающих скважин.

В технико – экономической оценке можно видеть, что применение низкоминерализованной воды очень выгоден, так как затраты на обустройство покрывается большими доходами. На диаграмме 4.3 распределения дохода можно видеть, что доходы государства и инвестора от данного предприятия составляет порядка 35 и 65 % соответственно является выгодным для обеих сторон, т.е. государству имеет смысл вкладывать в этот проект или привлечь инвестора.

По результатам предварительных расчетов можно прийти к выводу о том, что имеет смысл вкладывать средства государству в разработку данного месторождения с закачкой низкоминерализованной воды с дальнейшим получением высокой рентабельности.

5 НАУЧНЫЕ РЕКОММЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «АЩЫСАЙ»

5.1 Расчет расходов и устьевых давлений нагнетательных скважин

Для дизайна внедрения НМВ на месторождении «Ащысай» сначала необходимо рассчитать полученный в лабораторных условиях градиент давления. С помощью закона Дарси для параллельного течения флюида следующим образом:

$$Q = \frac{k_{abs} A (P_2 - P_1)}{\mu_w L} \quad (5.1)$$

k_{abs} – абсолютная проницаемость пласта;

A – площадь поперечного сечения керна;

μ_w – вязкость воды (1 мПа•с);

L – длина керна;

$(P_2 - P_1)$ – депрессия.

Фактические данные месторождения:

Расстояние нагнетательной скважины от добывающих:

210 скв. нагнетательная 960м от 23;

Сред.сут. закачка, м³/сут 210 скв. 344.60;

Эффективная толщина пласта 12 м;

горизонт М1-1220м;

Пластовое давление – 12МПа;

260 скв. нагнетательная 630-680м от добывающих, 660м от 224 скв, 690м от 248скв;

Сред. сут. закачка, – 292,95 м³/сут.

Устьевое давление ср. за мес., атм

Скв. 210 – 40 атм.

Скв. 260 – 40 атм.

Таблица 5.1 – Технологические параметры для каждой залежи (на конец 2017 года)

№ скв	Горизонт	Категория	Спос. экспл.	Ср. сут. дебит, м ³ /сут		
				нефти	воды	жидкости
23	М-I	В	мех.	6.91	68.94	75.85
25	М-I	В	мех.	27.08	132.21	159.29
248	М-I-II	В	мех.	7.61	44.71	52,2
224	М-I	СI	мех.	6.19	27.55	32.74

Построим кривые распределения давления для скважины 210 и 260.

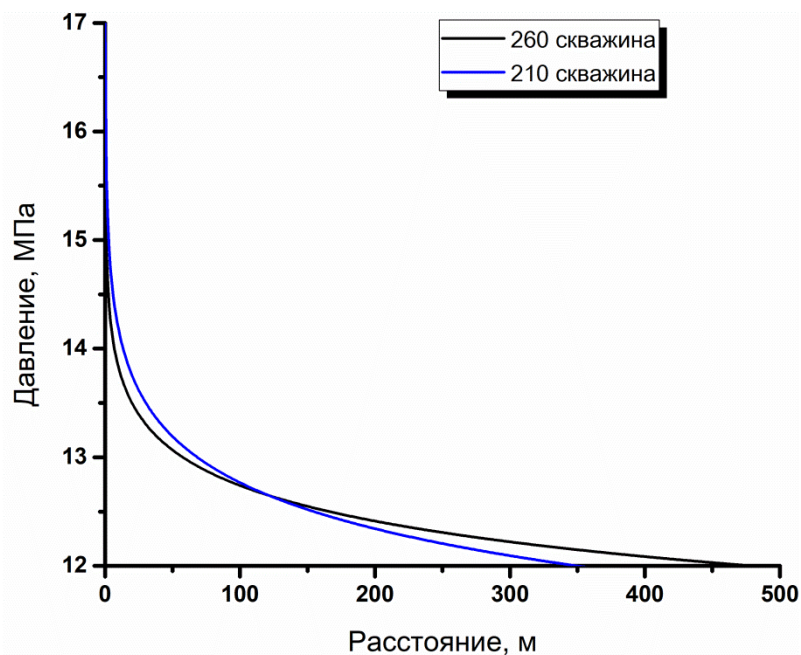


Рисунок 5.1- Распределение давления для скважин 210 и 260

Действительная скорость фильтрации рассчитывается следующим образом;

$$w = \frac{k}{\phi \mu} \frac{\partial p}{\partial r}, \quad (5.2)$$

Где ϕ - пористость пласта

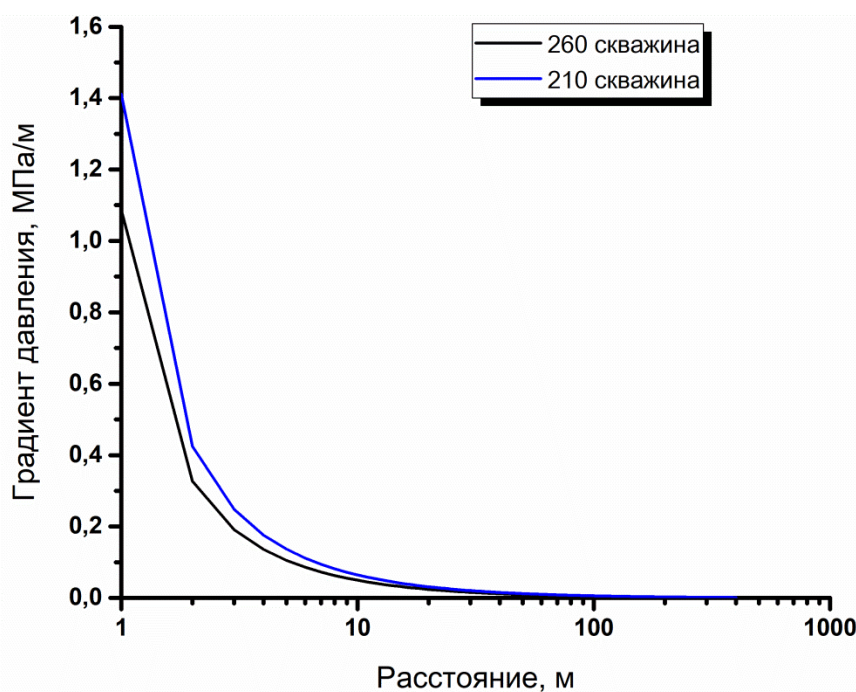


Рисунок 5.2- Распределение градиента давлений для скважин 210 и 260

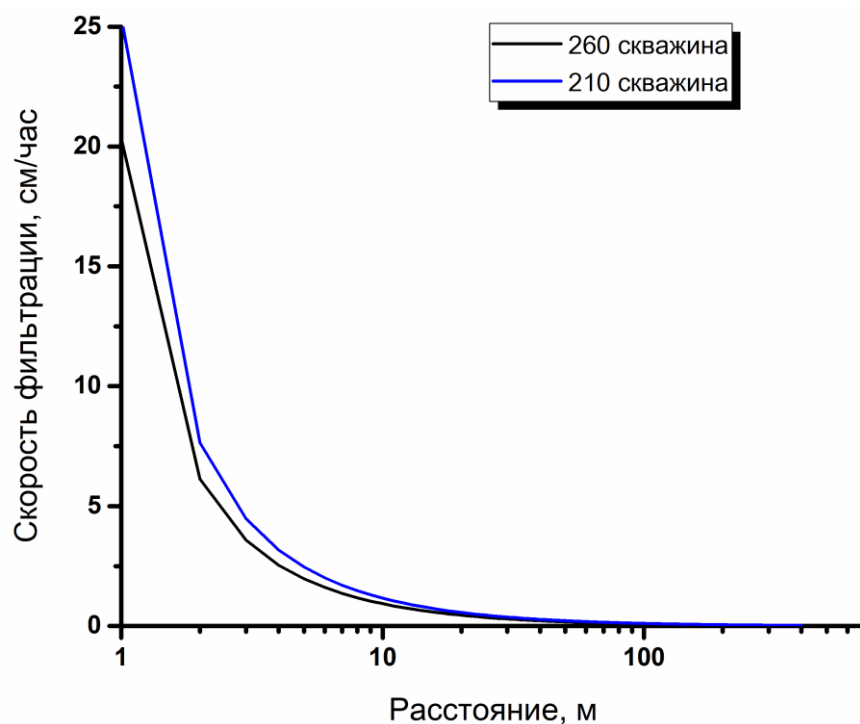


Рисунок 5.3- Распределение скорости фильтрации для скважин 210 и 260

Теперь необходимо рассчитать градиент давления и скорость фильтрации, полученные в лабораторных условиях:

В эксперименте «Ащысай 2» были получены следующие данные:

Длина керна – 6см;

Диаметр керна – 2,8 см;

Пористость – 0,22;

Проницаемость – 44 мД = $0,044 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$;

Расход – $0.05 \text{ см}^3/\text{мин}$;

Давление закачки НМВ – 0,05 МПа.

Скорость фильтрации в керне:

$$w = \frac{Q}{S} = \frac{0.05}{3.14 \cdot 1.4^2} = 0.49 \frac{\text{см}}{\text{час}}$$

Для начала необходимо построить график распределения давления для нагнетательных скважин, затем нужно посчитать фактические градиенты давления между нагнетательной и добывающей скважин. Для расчета были взяты нагнетательные скважины 210 и 260 из добывающих скважин 23, 25, 224 и 248. 210 скважине скорость фильтрации равной 0,49 см/час находится на расстоянии 100 м. как видно из рисунков 5.1,5.2 и 5.3 дальше 100 м низкоминерализованная вода не пройдет по пласту, так как там низкие скорости фильтрации.

При закачке керна «Ащысай» проницаемость керна снизилась в 2,5 раза, соответственно репрессия выросла в 2,5 раза.

Далее для условий месторождения «Ащысай» посчитаем, какой расход необходим для закачки низкоминерализованной воды, если проницаемость снизиться в 2,5 раз. Для этого сначала нужно посчитать проницаемость призабойной зоны скважины 210 по формуле Дюпюи:

$$k = \frac{Q\mu \ln \frac{R_k}{r_w}}{2\pi h \Delta p} = \frac{\frac{344 m^3}{s} \cdot 0,7 \cdot 10^{-3} Pa \cdot s \cdot \ln \frac{500}{0,1}}{24 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 12 m \cdot 4 \cdot 10^6 Pa} = 78 \cdot 10^{-15} m^2 = 78 mD$$

Если при закачке низкоминерализованной воды проницаемость снизиться в 2,5 раза, то оно станет равным 32 мД. Теперь посчитаем, какой расход необходим для данной проницаемости:

$$Q = 2\pi h \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln \frac{R_k}{r_w}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 12 m \cdot 32 \cdot 10^{-15} m^2 \cdot 4 \cdot 10^6 Pa}{0,7 \cdot 10^{-3} Pa \cdot s \cdot \ln 5000} = 140 \frac{m^3}{сут}$$

Аналогично посчитаем для нагнетательной скважины 260, где расход равняется 293 м³/сут. Найдем проницаемость ПЗС

$$k = \frac{Q\mu \ln \frac{R_k}{r_w}}{2\pi h \Delta p} = \frac{\frac{293 m^3}{s} \cdot 0,7 \cdot 10^{-3} Pa \cdot s \cdot \ln \frac{350}{0,1}}{24 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 12 m \cdot 4 \cdot 10^6 Pa} = 64 \cdot 10^{-15} m^2 = 64 mD$$

При закачке НМВ проницаемость снижается до 30 мД, расход при этом должен составлять:

$$Q = 2\pi h \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln \frac{R_k}{r_w}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 12 m \cdot 30 \cdot 10^{-15} m^2 \cdot 4 \cdot 10^6 Pa}{0,7 \cdot 10^{-3} Pa \cdot s \cdot \ln 3500} = 125 \frac{m^3}{сут}$$

Таким образом, расход при закачке НМВ должно составлять 125 м³ в сутки. Для расчета давления закачки скважины 210 воспользуемся следующей формулой:

$$p = p_k + \frac{Q\mu}{2\pi h k} \ln \frac{R_k}{r} = 12 + \frac{140 m^3/сут \cdot 0,7 \cdot 10^{-3} \cdot \ln 5000}{2 \cdot 3,14 \cdot 12 \cdot 32 \cdot 10^{-15}} = 12 + 4 = 16 MPa$$

Для скважины 210 давление на устье должно составлять 40 атм.

Для расчета давления закачки скважины 260 воспользуемся той же формулой

$$p = p_k + \frac{Q\mu}{2\pi h k} \ln \frac{R_k}{r} = 12 + \frac{125 m^3/сут \cdot 0,7 \cdot 10^{-3} \cdot \ln 3500}{2 \cdot 3,14 \cdot 12 \cdot 26 \cdot 10^{-15}} = 12 + 4 = 16 MPa$$

Для скважины 260 давление на устье должно составлять 40 атм.

5.2 Расчет фронта вытеснения низкоминерализованной водой

Для этого нужно используем формулу для расстояния с применением материального баланса выведенной в главе 2:

$$Qt = V\phi \quad (5.2.1)$$

$$V = \pi r^2 h \quad (5.2.2)$$

$$Qt = \pi r^2 h \phi \quad (5.2.3)$$

Отсюда находим r с учетом остаточной нефтенасыщенности ($S_w+S_o-S_{oir}$). После заводнения пластовой водой, согласно экспериментальным исследованиям $S_w=0.7$, $S_o=0.3$, $S_{oir}=0.27$.

Через сутки фронт вытеснения НМВ для скважины 210 будет на расстоянии 4,8 метров.

$$r = \sqrt{\frac{Qt}{\pi h \phi (S_w + S_o - S_{oir})}} = \sqrt{\frac{125}{3,14 \cdot 12 \cdot 0,22 \cdot (0,7 + 0,3 - 0,27)}} = 4,8 \text{ м}$$

Через сутки фронт вытеснения НМВ для скважины 260 будет на расстоянии 5 метров (рисунок 5.4).

$$r = \sqrt{\frac{Qt}{\pi h \phi (S_w + S_o - S_{oir})}} = \sqrt{\frac{140}{3,14 \cdot 12 \cdot 0,22 \cdot (0,7 + 0,3 - 0,27)}} = 5 \text{ м}$$

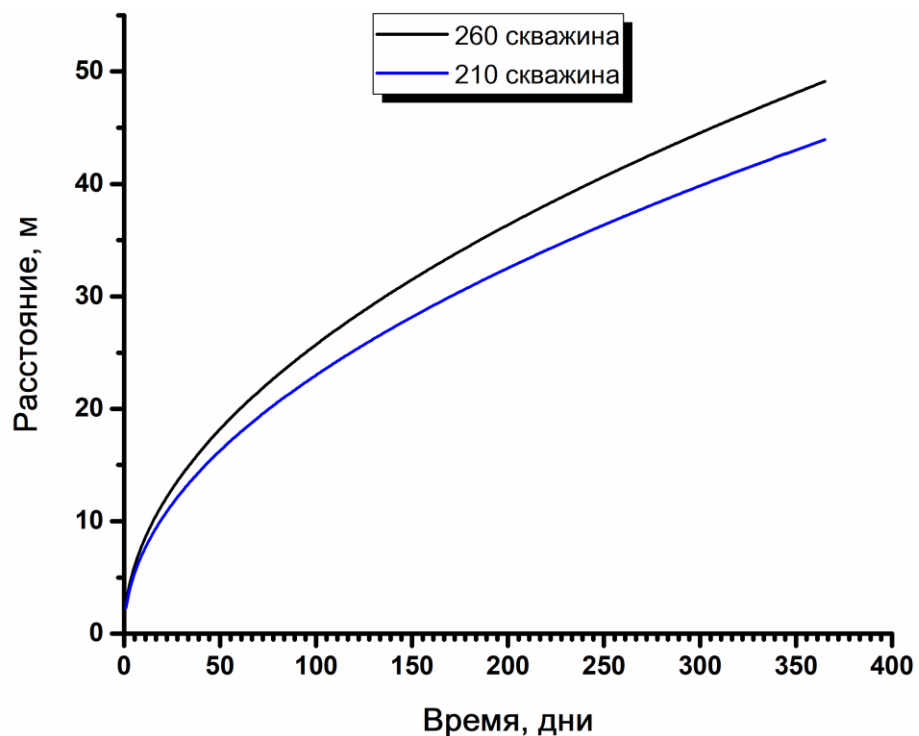


Рисунок 5.4- Расстояние фронта вытеснения НМВ для скважин 210 и 260 в зависимости от времени

5.3 Выводы по разделу

Были рассчитаны технико-технологические параметры для условий месторождения «Ащысай». По данным расчета для двух нагнетательных скважин 210 и 260 были рассчитаны расходы и соответствующие давления на

устье. Согласно расчетам, расходы и давление в устье скважин 210 и 260 должны составлять 140 м³/сут и 40 атм, 125 м³/сут и 40 атм соответственно.

Результаты фильтрационных исследований и аналитических расчетов были обсуждены на производстве. На основании проделанной работы была получена положительная справка о возможности внедрения технологий низкоминерализованного заводнения на месторождений Ащысай (Приложение А)

6 ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ ПО ОБЕССОЛИВАНИЮ ВОДЫ И РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ПО ОПРЕСНЕНИЮ ВОДЫ

В данном разделе приведена разработка устройства для получения низкоминерализованной воды.

Очистка воды для поддержания пластового давления и вытеснения нефти является неотъемлемой частью технологического процесса при разработке нефтяных залежей. Современные типы фильтрационных оборудований позволяют использовать рациональные режимы определяющих качество воды. Для их высокопроизводительной работы необходимо знать теоретически основы водоподготовки, а также конструкции используемого оборудования.

Для разработки новых и высокотехнологичных устройств для подготовки и очистки воды требуется предварительное изучение существующих методов сепарационных оборудований.

Высокоэффективные устройства для очистки воды должны быть многоступенчатыми системами, где определённая ступень работает в рекомендуемом диапазоне концентрации мехпримесей в воде.

Эффективная подготовка воды для закачки в пласт является сложной технической задачей, которая требует научно-исследовательских и опытно-промышленных работ. Основными примесями воды являются соли, нефти, АСПО, полимеры и другие химические реагенты для вытеснения нефти. Закачка воды с любой степенью очистки ведет к снижению проницаемости пористой среды за счет различных взвесей и мехпримесей в закачиваемой воде. Пористая среда также может содержать частицы, которые могут быть сдвинуты при течении жидкостей. Причинами такого поведения являются минерализация воды, рН среды и высокая скорость закачки агента. Эти частицы могут закупоривать каналы и снижать проницаемость пласта. При повышении давления твердые частицы могут дальше проталкиваться в пласт, восстанавливая проницаемость пласта. При обратной промывке эти частицы могут быть вынесены к забоям нагнетательных скважин. Часть из них могут блокировать части пор и не смогут из них выйти. Размеры частиц, содержащихся в закачиваемой воде, в основном, изменяются от 2 до 10 мкм. Размеры поровых каналов изменяются от 6 – 12 до 25 – 75 мкм. Вода не может проникать в поры диаметром менее 5 мкм. При размере пор более 5 мкм допустимые размеры твердых частиц в закачиваемой воде составляют около 1 мкм.

6.1 Существующие технологии обессоливания

Процесс обессоливания воды делится на две категории, основанных на фазовых изменениях подаваемой воды:

- Обессоливание с фазовым изменением – в этой категории пресная вода производится путем упаривания и конденсирования с помощью нагревателя.

- Обессоливание без фазовых изменений – в этой категории процесс сепарации осуществляется путем прохождения соленой воды через мембраны, к примеру, технология обратного осмоса.



Рисунок 6.1 – Методы обессоливания воды [104]

Многоступенчатая сепарация в основном применяется для опреснения морской воды. Процесс сепарации следующая: морская (минерализованная) вода под давлением нагревается и пропускается через емкости, где давление поддерживается ниже давления насыщения. В емкостях рассол пропускается через нагреватели и через серии емкостей рассол с высокой температурой достигает главного нагревателя, где нагревается до температуры парообразования и обратно пропускается через серии емкостей. На первой емкости температура самая высокая, а на последней емкости самая низкая. Проходя через эти емкости пар, конденсируется и собирается в специальный коллектор для воды. Отработанная вода дальше смешивается с очередной порцией морской воды для дальнейшего опреснения [104]. Недостатком технологии является дороговизна проектирования и управления, потребление большого количества энергии, высокотемпературный режим процесса (до 120°C), низкая эффективность производства пресной воды.

Технология обратного осмоса основывается на пропускание рассола или морской воды через специальную мембрану под определенным давлением. Данная мембрана пропускает через себя молекулы воды, но удерживает частицы мехпримесей, которые ранее были в воде [104]. Технология очистки методом обратного осмоса может снизить минерализацию воды до 0,1 г/л.

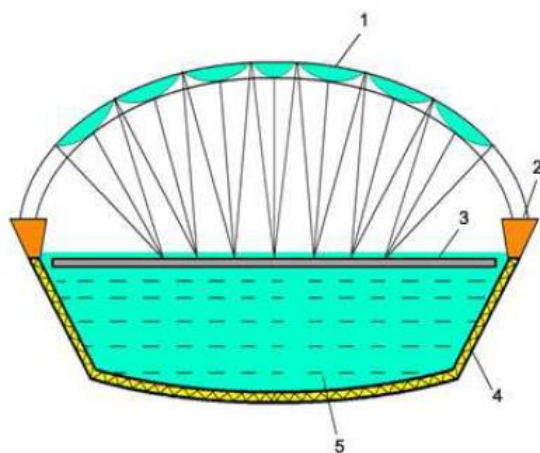
Недостатком данной технологии является высокая стоимость мембран для очистки, высокое качество применяемых материалов, предварительная подготовка воды и применение высоких значений давления.

Существуют технологии опреснения (обессоливания) воды с применением тепла из геотермальных вод [105]. Где вода, из геотермальных источников проходя через теплообменники, передают тепло для разогрева емкости с морской водой для дальнейшего получения пара и пресной воды.

6.2 Разработка устройства для опреснения воды

В литературных источниках для очистки воды встречается множество разновидностей технологий для опреснения воды. К таким работам можно отнести метод опреснения воды с применением солнечной энергии [106, 107].

К примеру, в работе [107] предлагается схема солнечного коллектора с резервуаром для пресной воды (рисунок 6.2)



1 – прозрачная (стеклянная) крышка с установленными линзами; 2 – емкости для накопления воды; 3 – черная металлическая пластина; 4 – резервуар для воды; 5 – вода.

Рисунок 6.2- Солнечный коллектор для производства пара и опреснения воды.

Солнечный коллектор для упаривания воды покрыт теплостойким изоляционным материалом, внутренняя часть покрыта серебряным покрытием для отражения тепловых лучей, которая заполнена водой (5). На поверхности воды стоит металлическая пластина для нагрева воды. Металлическая пластина (3) нагревается за счет фокусировки солнечных лучей, которые проходят через специальные линзы (1) установленные на вогнутой стеклянной крышке. Сконденсированная вода протекает в специальную канавку установленных на краях резервуара. Недостатком данной технологии является низкая эффективность производства пресной воды и также сложность производства прозрачной овальной крышки, так как требуется большое количество стекла, что делает крышку неустойчивой. Также недостатками данного устройства является то, что: сконденсированная вода на крышке препятствует проникновению солнечных лучей, за счет чего снижается нагрев металлической пластины. Существует вероятность того, что пластина не сможет держаться на

поверхности за счет большого веса, отсутствие дренажной системы для вывода загрязненной примесями воды.

Другим прототипом модели является [патент KZ №28369] [108]. Данное устройство является модификацией предыдущего патента, с той лишь разницей, что во втором устройстве также можно производит электричество.

Недостатками данного устройства является то, что: сконденсированная вода на крышке препятствует проникновению солнечных лучей, за счет чего снижается нагрев металлической пластины. Существует вероятность того, что пластина не сможет держаться на поверхности за счет большого веса, отсутствие дренажной системы для вывода загрязненной примесями воды, сложность конструкции.

Наиболее близкой по технической сущности является схема, предложенная в работе [109]. Данная установка для дистилляции воды с применением солнечной энергии, состоит из электрического нагревателя, теплоизолированного алюминиевого резервуара для воды, оребренного теплообменника, крышки расположенной под углом к резервуару и направленной на юг, накопительной емкости.

Недостатками устройства являются: отсутствие дренажной системы для вывода загрязненной примесями воды, большими расходами электроэнергии, направленность крышки на юг не позволяет в полной мере утилизировать солнечную энергию, зависимость от источников энергии.

Задача полезной модели [110] – создание эффективной, экономически выгодной и промышленно применимой установки для опреснения воды.

Технический результат – автономность, повышение качества опреснения, максимальная утилизация солнечной энергии, повышение производительности.

Технический результат достигается тем, что установка для опреснения воды с применением солнечной энергии, состоящая из нагревателя, теплоизолированного алюминиевого резервуара для воды, оребренного теплообменника, крышки, накопительной емкости, согласно полезной модели, имеет линзу, с системой трекинга положения солнца, для концентрации солнечной энергии установленную в нагревателе, трубопровод для дренажа загрязненной воды, крышку треугольной формы, две накопительные емкости.

Устройство представленное на рисунке 6.3, состоиз из солнечной линзы 1 концентрирующую и фокусирующую прямую и рассеюю солнечную радиацию, имеющей систему трекинга 2 позволяющую изменять направление солнечной линзы для повышения концентрации и фокусировки солнечной радиации, установленную на нагревателе 3, греющим теплоноситель при помощи тепловой энергии получаемой от линзы, оребренного теплообменника 4 подогревающий воду находящимся в теплоизолированном алюминиевом

резервуаре 5, трубопровод для дренажа 6, крышку треугольной формы 7, накопительные емкости 8, заполняемые опресненной водой.

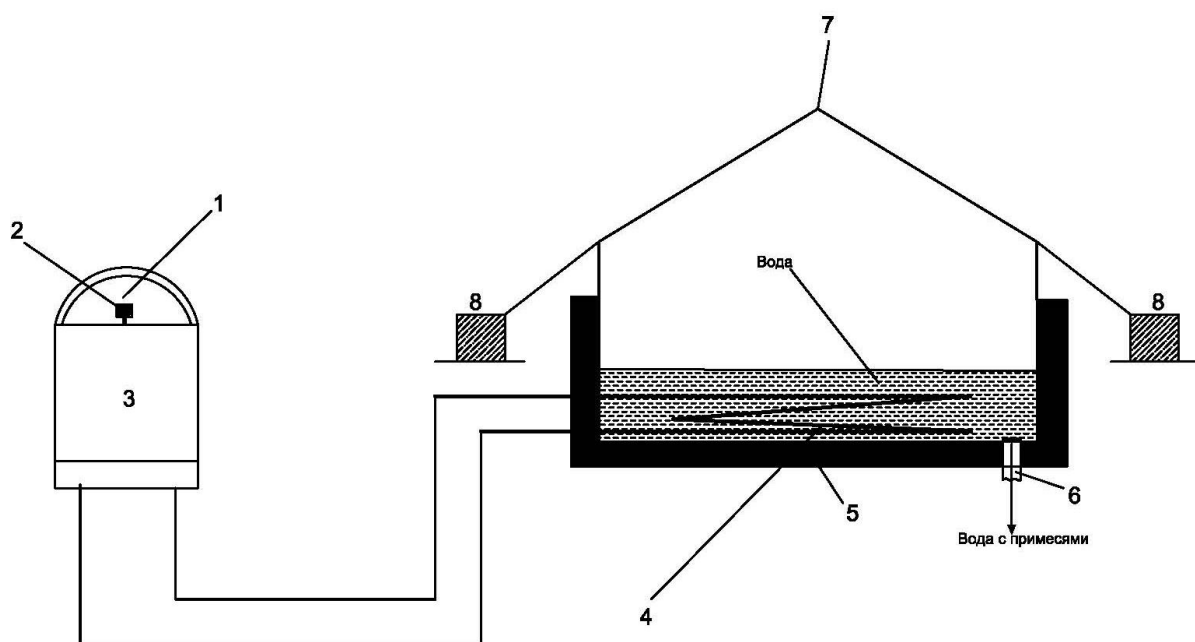


Рисунок 6.3- Устройство для опреснения воды

Устройство работает следующим образом. При помощи солнечной линзы 1, теплоноситель нагревается в нагревателе 3, подается в оребренный теплообменник находящийся в теплоизолированном алюминиевом резервуаре 5, подогреваемая вода испаряясь конденсируется на внутренней поверхности крышки треугольной формы 7, конструкция треугольной крышки позволяет собирать воду в накопительных емкостях 8 находящихся по двум сторонам крышки треугольной формы 7. При испарении воды в алюминиевом резервуаре 5 в оставшейся воде повышается концентрация примесей. Вода с большой концентрацией примесей удаляется через трубопровод для дренажа 6.

Использование солнечных линз с системой трекинга позволяет работать устройству без источников электрической энергии, что обеспечивает автономность.

Наличие дренажной системы в виде трубы для дренажа позволяют эффективно сбрасывать загрязненную примесями воду, что повышает качество опреснения.

Максимальная утилизация солнечной энергии достигается за счет системы трекинга. Повышение производительности достигается за счет наличия крышки треугольной формы позволяющий стекать конденсированной воде в две накопительные емкости.

6.3 Выводы по разделу

В данном разделе представлено сравнение различных способов по опреснению (обессоливанию) воды. Объяснено преимущество и недостатки обоих методов. На базе проведенного анализа и сравнения Казахских и зарубежных патентов было предложено техническое решение на базе солнечных коллекторов.

Представлена полезная модель установки для получения пресной (низкоминерализованной) воды с использованием солнечной энергии обладающая высокими экологическими показателями. Использование системы трекинга позволяет экономить электроэнергию, а также безопасен для окружающей среды. Данная модель позволяет более эффективно производить пресную воду за счет многочисленных накопительных емкостей (Приложение А).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе выполнен анализ теоретических и практических методов применения низкоминерализованной воды в терригенных коллекторах. Выполнены гидродинамические и фильтрационные эксперименты на физических моделях пласта. Получен патент на новое устройство для получения низкоминерализованной воды. Также согласно поставленным задачам выполнено следующее:

1. Получены зависимости коэффициента вытеснения нефти для образцов керна месторождения «Ащысай» и Карабулак с высоковязкой нефтью от прокачанного объема воды с минерализацией менее 1 г/л.

2. Установлено увеличение коэффициента вытеснения низкоминерализованной водой терригенных коллекторов с мало- и высоковязкой нефтью. Механизм нефтеизвлечения связано с миграцией глинистых частиц и их закупорка высокопроницаемых каналов и перераспределение патока воды к низкопроницаемым участкам, тем самым вытесняя оттуда нефть.

3. Обнаружено что, композиционный состав горной породы играет основную роль при закачке низкоминерализованной воды. Наличие глинистых частиц как каолинит является критерием успешности заводнения;

4. Установлена, зависимость коэффициента вытеснения нефти от проницаемости, смачиваемости и минералогического состава горной породы при закачке низкоминерализованной воды;

5. Обнаружено, что при закачке НМВ в керне повышается рН среды, что может приводить к эффекту щелочного заводнения;

6. Разработано устройство для опреснения воды с использованием солнечной энергии (Приложение Б);

7. На основе комплекса лабораторных исследований, численного моделирования на гидродинамическом симуляторе и аналитических расчетов выработаны рекомендации к проектированию и применению закачки низкоминерализованной воды для условий месторождения «Ащысай».

Таким образом, закачка низкоминерализованной воды позволит повысить эффективность разработки терригенных коллекторов с мало- и высоковязкой нефтью Республики Казахстан.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Lake, L.W., 1989. Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ.
2. Yousef, A.A., Ayirala, S.C., 2014. Optimization study of a novel water-ionic technology for smart-waterflooding application in carbonate reservoirs. Oil Gas Facilit. 3 (5), 72_82.
3. Ayirala, S., Ernesto, U., Matzakos, A., Chin, R., Doe, P., Hoek, P.V.D. 2010. A designer water process for offshore low salinity and polymer flooding applications. Paper SPE 129926, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK.
4. Dang, C.T.Q., Nghiem, L.X., Chen, Z., Nguyen, Q.P., Nguyen, Ngoc. T. B, 2012. State-of-the art low salinity waterflooding for enhanced oil recovery. Paper SPE 165903, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia.
5. Sheng, J.J., 2014. Critical review of low-salinity waterflooding. J. Petrol. Sci. Eng. 120 (2014), 126224.
6. Bernard, G.G., 1967. Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Containing Clays. Paper SPE 1725, SPE California Regional Meeting, Los Angeles, California, USA.
7. Zhang, Y., Xie, X., and Morrow, N.R., 2007a. Waterflood Performance by Injection of Brine with different Salinity for Reservoir Cores. Paper SPE 109849, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA.
8. Patil, S., Dandekar, A.Y., Patil, S.L., and Khataniar, S., 2008. Low Salinity Brine Injection for EOR on Alaska North Slope (ANS). Paper SPE 12004, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia.
9. Webb, K.J., Black, C.J.J., and Edmonds, I.J., 2005a. Low Salinity Oil Recovery - The role of reservoir condition core floods. 13th European Symposium on Improved Oil Recovery, Budapest, Hungary.
10. Tang, G.Q., Morrow, N.R., 1997. Salinity temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding. SPE Reserv. Eng. 12(4), 269–276.
11. Agbalaka, C.C., Dandekar, A.Y., Patil, S.L., Khataniar, S., Hemsath, J.R., 2009. Coreflooding studies to evaluate the impact of salinity and wettability on oil recovery efficiency. Transp. Porous Media 76 (1), 77-94.
12. Loahardjo, N., Xie, X., Yin, P., and Morrow, N.R., 2007. Low Salinity Waterflooding of a Reservoir Rock. Paper SCA 2007-29, International Symposium of the Society of Core Analysts, Calgary, Alberta, Canada.
13. Lager, A., Webb, K.J., and Black, C.J.J., 2007. Impact of Brine Chemistry on Oil Recovery. 14th European Symposium on IOR, Cairo, Egypt.
14. Lager, A.K., Webb, K.J., Collins, I.R., and Richmond, D. M., 2008. LoSal™ Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale. Paper SPE 113976, SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA.
15. Aladasani, A., Bai, B., Wu, U., 2012. Investigating low-salinity waterflooding recovery mechanisms in sandstone reservoirs. Symposium on SPE Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, Paper SPE 152997.

16. Gamage, P., Thyne, G., 2011. Comparison of oil recovery by low salinity waterflooding in secondary and tertiary recovery modes. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, Paper SPE 147375.
17. Fjelde, I., Asen, S.M., and Omekeh, A., 2012. Low Salinity Water Flooding Experiments and Interpretation by Simulations. Paper SPE 154142, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
18. Suijkerbuijk, B.M., J.M., Hofman, J.P., Ligthelm, D.J., Romanuka, J., Brussee, N., van der Linde, H.A., and Marcelis, A.H.M., 2012. Fundamental investigations into wettability and low salinity flooding by parameter isolation. Paper SPE 154204, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
19. Suijkerbuijk, B.M., Sorop, T.G., Parker, A.R., Masalmeh, S.K., Chmuzh, I.V., Karpan, V.M., Volokitin, Y.E., and Skripkin, A.G., 2014. Low Salinity Waterflooding at West Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts. Paper SPE 169691, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.
20. Webb, K.J., Black, C. J.J., and Al-Ajeel, H., 2004. Low Salinity Oil Recovery-Log-Inject-Log. Paper SPE 89379, SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA.
21. Akhmetgareev, V., and Khisamov, R., 2015. 40 Years of Low-Salinity Waterflooding in Pervomaiskoye Field, Russia: Incremental Oil. Paper SPE 174182, SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary.
22. Skrettingland, K., Holt, T., Tveheyo, M.T., Skjevark, I., 2011. Snorre low salinity water injection-coreflooding experiments and single well field pilot. SPE Reserv. Eval. Eng. 14 (2), 182-192.
23. Callegaro, C., Masserano, F., Bartosek, M., Buscaglia, R., Visintin, R., Hartvig, S. K., and Huseby, O., 2014. Single Well Chemical Tracer Tests to Assess Low Salinity Water and Surfactant EOR Processes in West Africa. Paper SPE 17951, SPE International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia.
24. Farida, A., Hashem, S.H., Abdulraheem B. et al. 2012. First EOR Trial Using Low Salinity Water Injection in the Greater Burgan Field, Kuwait. Presented at the 18th Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 10–13 March. SPE-16434-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/16434-MS>
25. Ахметгареев В.В., Исследование процессов разработки нефтяных коллекторов низкоминерализованным заводнением на основе моделирования: на примере месторождений Республики Татарстан. Бугульма, 2016 г., 135 стр., УДК: 622.276.6 (Диссертация)
26. 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.
27. Батурин, В.П. Минералогический состав и нефтеотдача песков. Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1932. - № 2. - С.73-75.
28. Хавкин, А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти. Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 6. - С. 58-60.

29. Хавкин, А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа. М. ; Ижевск : НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", Институт компьютерных исследований, 2010. - 692 с.
30. Абдулмазитов Р.Д. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России: в 2 т. Т. 1 / М.: ВНИИОЭНГ, 1996. - 280 с.
31. Tang, G.Q., Morrow, N.R., 1999. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery. *J. Pet. Sci. Eng.* 24 (2-4), 99-111.
32. Doust, A.R., Puntervold, T.P., Austad, T., 2010. A discussion of the low salinity EOR potential for a North Sea sandstone field. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, Paper SPE 134459.
33. Alotaibi MB, Azmy R, Nasr-El-Din HA. A comprehensive EOR study using low salinity water in sandstone reservoirs. *Soc Pet Eng* 2010. <http://dx.doi.org/10.2118/129976-MS>.
34. McGuire, P.L., Chatham, J.R., Paskvan, F.K., Sommer, D.M., and Carini, F.H., 2005. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. Paper SPE 93903, SPE Western Regional Meeting, Irvine, California, USA.
35. Lager, A., Webb, K.J., Black, C.J.J., Singleton, M., and Sorbie, K. S., 2006. Low salinity oil recovery- An experimental investigation. Proceedings of International Symposium of the Society of Core Analysts, Norway.
36. Austad T., RezaeiDoust A., Puntervold T., 2010. Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. *Soc Pet Eng* . <http://dx.doi.org/10.2118/129767-MS>.
37. Tang G, Morrow NR., 2002. Injection of dilute brine and crude oil/brine/rock interactions, vol. 129. Washington D.C.: American Geophysical Union; p. 9. <http://dx.doi.org/10.1029/129GM16>.
38. Suijkerbuijk, B.M.J.M., Hofman, J.P., Ligthelm, D.J., Romanuka, J., Brussee, N., van der Linde, H.A., et al., 2012. Fundamental investigations into wettability and low salinity flooding by parameter isolation. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, Paper SPE 154204.
39. Doust, A.R., Puntervold, T.P., Strand, S., and Austad, T.A., 2009. Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone. *Energy Fuels*, 2009, 23 (9), pp 4479–4485
40. Zhang, Y., Morrow, N.R., 2006. Comparison of secondary and tertiary recovery with change in injection brine composition for crude oil/sandstone combinations. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, Paper SPE 99757.
41. Nasralla, R.A., Nasr-El-Din, H.A., 2011. Impact of electrical surface charges and cation exchange on oil recovery by low salinity water. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, Paper SPE 147937.

42. Rivet, S., Lake, L.W., and Pope, G.A., 2010. A Coreflood Investigation of Low-Salinity Enhanced Oil Recovery. Paper SPE 134297, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy.
43. Shehata, A.H., and Nasr-El-Din, H.A., 2015. Zeta Potential Measurements: Impact of Salinity on Sandstone Minerals. Paper SPE 173763, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA.
44. Sohrabi, M., Mahzari, P., Farzaneh, S.A., Mills, J.R., Tsolis, P., and Ireland, S., 2015. Novel Insights into Mechanisms of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection. Paper SPE 172778, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain.
45. Hassenkam, T., Matthiesen, J., Pedersen, C.S., Dalby, K.N., Stipp, S.L.S., and Collins, I. R., 2012. Observation of the low salinity effect by atomic force adhesion mapping on reservoir sandstones. Paper SPE 154037, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA.
46. Hassenkam, T., Andersson, H., Hilner, E., Matthiesen, J., Dobberschutz, S., Dalby, K.N., et al., 2014. A fast alternative to core plug tests for optimizing injection water salinity for EOR. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA, Paper SPE 169136.
47. Lee, S.Y., Webb, K.J., Collins, I., Lager, A., Clarke, S., O'Sullivan, M., et al., 2010. Low salinity oil recovery: Increasing understanding of the underlying mechanisms. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, Paper SPE 129722.
48. Ligthelm, D.J., Gronsveld, J., Hofman, J., Brussee, N., Marcelis, F., Linde, H.V.D., 2009. Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, the Netherlands, Paper SPE 119835.
49. Brady P.V., Krumhansl J.L., 2012. A surface complexation model of oil-brine-sandstone interfaces at 100 C: low salinity waterflooding. *J Petrol Sci Eng*; 81:171–6.
50. Vinogradov J., Jaafar M.Z., Jackson M.D., 2010. Streaming potentials in sandstones saturated with high salinity natural and artificial brines. *J Geophys Res* 2010;115:B12204.<http://dx.doi.org/10.1029/2010JB007592>.
51. Mahzari P., and Sohrabi M., 2015. Impact of Micro-Dispersion Formation on Effectiveness of Low Salinity Waterflooding. IOR 2015 - 18th European Symposium on Improved Oil Recovery, EAGE. DOI: 10.3997/2214-4609.201412103
52. Badakshan A, Bakes P. The influence of temperature and surfactant concentration on interfacial tension of saline water and hydrocarbon systems in relation to enhanced oil recovery by chemical flooding, SPE Paper; 1990.
53. Moeini F., Hemmati-Sarapardeh A., Ghazanfari M.H., Masihi M., Ayatollahi S., 2014. Toward and mechanistic understanding of heavy crude oil/brine interfacial tension: The roles of salinity, temperature and pressure. *Fluid Phase Equilib* 2014;375:191–200.

54. Hognesen, E.J., Strand, S., and Austad, T., 2005. Waterflooding of Preferential Oil-Wet Carbonates: Oil Recovery Related to Reservoir Temperature and Brine Composition. Paper SPE 94166, SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain.
55. Webb, K.J., Black, C.J.J., and Tjetland, G., 2005b. A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Oil Recovery in Carbonates. Paper SPE 10506, SPE International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar.
56. Zhang, P., Tweheyo, M.T., Austad, T., 2007b. 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-} . *Colloids Surf. A Physicochem. Eng. Asp.* 301 (1-3), 199-208.
57. Strand, S., Austad, T., Puntervold, T., Hognesen, E.J., Olsen, M., Barstad, S.M.F., 2008b. Smart water for oil recovery from fractured limestone: a preliminary study. *Energy Fuels* 22 (5), 3126-3132.
58. Bagci, S., Kok, M.V., Turksoy, U., 2001. Effect of brine composition on oil recovery by waterflooding. *J. Pet. Sci. Technol.* 19 (3-4), 359-372.
59. Yousef, A.A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., Al-Jawfi, M., 2011. Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 14 (5), 578-592.
60. Zahid, A., Shapiro, A., and Skauge, A., 2012. Experimental Studies of Low Salinity Water Flooding in Carbonate Reservoirs: A Mew Promising Approach. Paper SPE 155625, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.
61. Chandrasekhar, S., and Mohanty, K.K., 2012. Wettability Alteration with Brine Composition in High Temperature Carbonate Reservoirs. Paper SPE 166280, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA.
62. Al-Attar, H.H., Mahmoud, M.Y., Zekri, A.Y., Almehaideb, R.A., and Ghannam, M.T., 2012. Low Salinity Flooding in a Selected Carbonate Reservoir: Experimental Approach. Paper SPE 164788, EAGE Annual Conference & Exhibition, London, United Kingdom.
63. A., Sarma, H., AlSumaiti, A.M., 2014. A laboratory study of ionic effect of smart water for enhancing oil recovery in carbonate reservoirs. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, Paper SPE 169662.
64. Ahmed M. Alotaibi. Nasr-El-Din. Water flooding in Carbonate Reservoirs: Does the Salinity Matter? 2014. DOI //dx.doi.org/10.2118/170254-PA
65. Yousef, A.A., Liu, J., Blanchard, G., Al-Saleh, S., Al-Zahrani, T., Al-Zahrani, R., Al-Tammar, H., and Al-Mulhim, N., 2012a. SmartWater Flooding: Industry's First Field Test in Carbonate Reservoirs. Paper SPE 159526, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA.
66. Strand, S., Standnes, D.C., Austad, T., 2002. Spontaneous imbibition of aqueous surfactant solution into neutral to oil wet carbonate cores: effects of brine salinity and composition. *Energy Fuels* 17 (5), 1133-1144.

67. Puntervold, T., Strand, S., Austad, T., 2007. Waterflooding of carbonate reservoirs: Effects of a model base and natural crude oil bases on chalk wettability. *Energ. Fuel.* 21 (3),1606-1616.
68. Zhang, P., Tweheyo, M.T., Austad, T., 2006. Wettability alteration and improved oil recovery in chalk: The effect of calcium in the presence of sulfate. *Energ. Fuel.* 20 (5), 2056-2062.
69. Evje, S., Hiorth, A., 2009. A mathematical model for dynamic wettability alteration controlled by water-rock chemistry. *Netw. Heterog. Media.* 5 (2), 217-256.
70. Yousef, A.A., Al Saleh, S, and Al Jawfi, M., 2012b. The Impact of the Injection Water Chemistry on Oil Recovery from Carbonate Reservoirs. Paper SPE 154077, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.
71. Romanuka, J., Hofman, J.P., Ligthelm, D.J., Suijkerbuijk, B.M.J.M., Marcelis, A.H.M., Oedai, S., Brussee, N.J., van der Linde, H.A., Aksulu, H., and Austad, T., 2012. Low Salinity EOR in Carbonates. Paper SPE 153869, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
72. Al-Shalabi, E.W., 2014. Modeling the Effect of Injecting Low Salinity Water on Oil Recovery from Carbonate Reservoirs (Ph.D. dissertation). The University of Texas at Austin, Texas, USA.
73. Al-Shalabi, E.W., Sepehrnoori, K., and Pope, G., 2015a. Geochemical Interpretation of Low Salinity Water Injection in Carbonate Oil Reservoirs. SPEJ, Paper SPE 169101, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA.
74. Alameri, W., Teklu, T.W., Graves, R.M., Kazemi, H., and AlSumaiti, A.M., 2015. Experimental and Numerical Modeling of Low-Salinity Waterflood in a Low Permeability Carbonate Reservoir. Paper SPE 174001, SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, California, USA.
75. Mahani, H., Keya, A.L., Berg, S., Bartels, W., Nasralla, R., Rossen William, 2015. Driving mechanism of low salinity flooding in carbonate rocks. SPE EUROPEC, Madrid, Spain, Paper SPE 174300.
76. Austad, T., Shariatpanahi, S.F., Strand, S., Aksulu, H., Puntervold, T., 2015. Low salinity EOR-effects in limestone reservoir cores containing anhydrite: A discussion of the chemical mechanism. *Energ. Fuel.* 29 (11), 6903-6911.
77. Awolayo, A., Sarma, H., and Al Sumaiti, A. M., 2014. A Laboratory Study of Ionic Effect of Smart Water for Enhancing Oil Recovery in Carbonate Reservoirs. Paper SPE 169662, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.
78. Тургазинов И.К., Енсепаев Т.А., Панфилова И. Обзор применения низкоминерализованной воды в качестве агента для увеличения нефтеотдачи. Вестник КазННТУ, 2017. - №4. - С. 214-219, ISSN 1680-9211.
79. Jerauld, G.R., Lin, C.Y., Webb, K.J., Seccombe, J.C., 2008. Modeling low salinity waterflooding. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 11 (6), 1000-1012.
80. Wu, Y., Bai, B., 2009. Efficient simulation for low salinity waterflooding in porous and fractured reservoirs. SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, USA, Paper SPE 118830.

81. Lemon, P., Zeinijahromi, A., Bedrikovestsky, P., Shahin, I., 2011. Effects of injected water salinity on waterflood sweep efficiency through induced fines migration. *J. Can. Petrol. Technol.* 50 (9-10), 82-94.
82. Aladasani, A., Bai, B., Wu, U., 2012a. Investigating low salinity waterflooding recovery mechanisms in sandstone reservoirs. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, Paper SPE 152997.
83. Yu, L., Evje, S., Kleppe, H., Karstad, T., Fjelde, I., Skjaeveland, S.A., 2009. Spontaneous Imbibition of seawater into preferentially oil-wet chalk cores - experiments and simulations. *J. Pet. Sci. Eng.* 66 (3-4), 171-179.
84. Evje, S., Hiorth, A., Madland, M. V., and Korsnes, R. I., 2009. A Mathematical Model Relevant For Weakening Of Chalk Reservoirs Due To Chemical Reactions. *Networks and Heterogeneous Media*, 4(4): 755-788.
85. Madland, M. V., 2009. Rock-Fluid Interactions in Chalk Exposed to Seawater, MgCl₂, and NaCl Brines with Equal Ionic Strength. 15th European Symposium on Improved Oil Recovery, Paris, France.
86. Evje, S., Hiorth, A., 2009. A mathematical model for dynamic wettability alteration controlled by water-rock chemistry. *Netw. Heterog. Media* 5 (2), 217-256.
87. Verma, S., Adibhatla, B., Leahy-Dios, A., and Willingham, T., 2009. Modeling Improved Recovery Methods in an Unstructured Grid Simulator. Paper SPE 13920, International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar
88. Hiorth, A., Cathles, L. M., and Madland, M. V., 2010. Impact of Pore Water Chemistry on Carbonate Surface Charge and Oil Wettability. *Transport in Porous Media*, 85(1): 1-21.
89. Aladasani, A., Bai, B., and Wu, Y., 2012b. Investigating Low Salinity Waterflooding Recovery Mechanisms in Carbonate Reservoirs. Paper SPE 155560, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman.
90. Omekeh, A., Friis, H. A., Fjelde, I., and Evje, S., 2012. Modeling of Ion-Exchange and Solubility in Low Salinity Water flooding. Paper SPE 154144, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
91. Dang, C. T. Q., Nghiem, L. X., Chen, Z., and Nguyen, Q. P., 2012. Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration. Paper SPE 166447, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA.
92. Al-Shalabi, E.W., Sepehrnoori, K., Pope, G.A., 2014b. Mysteries behind the low salinity water injection technique. *J. Petrol. Eng.* 2014, Article ID 304312. <http://dx.doi.org/10.1155/2014/304312>.
93. Al-Shalabi, E.W., Sepehrnoori, K., Delshad, M., Pope, G., 2014c. A novel method to model low-salinity water injection in carbonate oil reservoirs. *SPE J.* 20 (5), 1154-1166.
94. Haydn H. Murray. Chapter 2 Structure and Composition of the Clay Minerals and their Physical and Chemical Properties. *Developments in Clay Science*, Volume 2, 2006, Pages 7-31.

95. Anderson W.G., 1986. Wettability literature survey-Part 2: Wettability measurement, *Journal of Petroleum Technology*. 38: 1246-1262.
96. Turgazinov I.K., Gussenov I. S., Zhappasbayev B.Z. The impact of fresh water injection on heavy oil displacement from sandstone reservoirs. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2018. - VOL. 13, NO. 5, - P.1587-1599, ISSN 1819-6608, Scopus database (IF 0.37)
97. Тургазинов И.К., Гусенов И.Ш., Сламбек Н.К., Жаппасбаев Б.Ж. Исследование влияние минерализации воды на вытеснение высоковязкой нефти из терригенного коллектора. *Нефть и газ*, 2017. - №6. - С. 60-69, ISSN 1562-2932.
98. Turgazinov I.K., Ensepbayev T.A. Investigation the effect of clay content on low salinity waterflooding. Труды международных Сатпаевских чтений «Инновационные решения традиционных проблем: инженерия и технологии», 2018. - Алматы. - ISBN 978-601-323-034-4
99. Song, W., Kovscek, A.R., Direct visualization of pore-scale fines migration and formation damage during low-salinity waterflooding, *Journal of Natural Gas Science & Engineering* (2016), Doi: 10.1016/j.jngse.2016.07.055.
100. Тургазинов И.К., Енсепабаев Т.А. Закачка низкоминерализованной воды для вытеснения нефти средней вязкости. Сборник статей XII международной научно-практической конференции "Advances in Science and Technology", Москва: «Научно-издательский центр «Актуальность.РФ», 2018. – С.87-89. ISBN 978-5-9500959-9-3
101. Тургазинов И.К., Енсепабаев Т.А., Панфилова И. Исследование смачиваемости гидрофобной поверхности при закачке низкоминерализованной воды в керн. *Вестник КазНУ*, 2018. - №1. - С. 224-229, ISSN 1680-9211.
102. Тургазинов И.К., Енсепабаев Т.А. Численное моделирование процесса заводнения низкоминерализованной водой. Труды международных Сатпаевских чтений «Научное наследие Шахмардана Есенова», 2017. - Алматы. - С.330-333, ISBN 978-601-323-034-4
103. Turgazinov I.K., Ensepbayev T.A. Numerical simulation of high viscous oil recovery by low-salinity water injection. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2018. - VOL. 18, ISSN: 1816-949x (Print) ISSN: 1818-7803 (Online), Scopus database (IF 0.35) (Accepted for the publication)
104. Rahimi, Bijan, Chua, Hui Tong. Low Grade Heat Driven Multi-Effect Distillation and Desalination. Elsevier. Amsterdam. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805124-5.12001-7>
105. Gutiérrez, J., Porta-Gándara, M.A., Fernández, J.L., 2009. Distilled water production using geothermally heated seawater. *Desalination* 249 (2009) 41–48. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2008.07.023>
106. Chafik E. A new type of seawater desalination plants using solar energy. *Desalination* 2003;156:333–48. [https://doi.org/10.1016/S0011-9164\(03\)00364-3](https://doi.org/10.1016/S0011-9164(03)00364-3)
107. Akhmedzhanov, T.K., Nuranbayeva, B.M., Gussenov, I.S., Ismagilova, L.T., Enhanced oil recovery and natural bitumen production through the use of

- sinusoidal wells and solar thermal method, Journal of Petroleum Science and Engineering (2017), doi: 10.1016/j.petrol.2017.09.037.
108. Патент РК №22305. Солнечный коллектор/ Ахмеджанов Т. К. Ахмеджанов А. Т., Нуранбаева Б. М., Исмагилова Л.Т. опубл. 15.04.2014, бюл. №4. – 3с.
 109. K. Voropoulos, E. Mathioulakis, V. Belessiotis. Experimental investigation of the behavior of a solar still coupled with hot water storage tank// Desalination №156, 2003. – pp. 315-322
 110. Заключение о выдаче патента на полезную модель. Исходящий № 34175 от 27 сентября 2018

ПРИЛОЖЕНИЕ А – ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ВЫДАЧЕ ПАТЕНТА



1858318

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӘДІЛЕТ МИНИСТРЛІГІНІҢ
"ҰЛТТЫҚ ЗИЯТКЕРЛІК МЕНШІК
ИНСТИТУТЫ"
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ НА ПРАВЕ
ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ»
МИНИСТЕРСТВА ЮСТИЦИИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Қорғалжын тас жолы, 3Б ғимараты, Астана қ. Қазақстан Республикасы, 010000
<http://www.kazpatent.kz>, e-mail: kazpatent@kazpatent.kz

шоссе Қорғалжын, здание 3Б, г. Астана, Республика Казахстан, 010000
<http://www.kazpatent.kz>, e-mail: kazpatent@kazpatent.kz

Дата поступления заявки: 28.04.2018

Адрес переписки:
Тургазинов Ильяс Казбекұлы
г. Алматы
rgu08@mail.ru

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о выдаче патента на полезную модель

(21) Заявка № 2018/0306.2
(22) Дата подачи заявки 28.04.2018

ПРИОРИТЕТ УСТАНОВЛЕН:

- (22) по дате подачи заявки;
 (23) по дате поступления
 дополнительных материалов от _____ к более ранней заявке № _____
 (66) по дате подачи ранее поданной заявки № _____ от _____
 (62) по дате подачи первоначальной заявки № _____ от _____
 по дате подачи первой заявки в государстве-участнике Парижской конвенции

(31) № приоритетной заявки (32) Дата подачи приоритетной заявки (33) Код страны приоритетной заявки

(85) Дата перевода международной заявки на национальную фазу

(86) Регистрационные данные заявки РСТ

(71) Заявитель(и) Тургазинов Ильяс Казбекұлы (KZ)

(72) Автор (ы) Тургазинов Ильяс Казбекұлы (KZ); Умышев Диас Райбекович (KZ); Енсепаев Талгат Аблаевич (KZ)

(73) Патентообладатель (и) Тургазинов Ильяс Казбекұлы (KZ)

(51) МПК C02F 1/14 (2006.01)

(54) Название полезной модели Устройство для опреснения воды
Су тұщыландыру құрылғысы



(21) 2018/0306.2

На основании пункта 1 статьи 23 Патентного закона Республики Казахстан проверка соответствия заявленной полезной модели условиям патентоспособности, установленным пунктом 1 статьи 7 Патентного закона Республики Казахстан, не проводилась. Патент выдается на риск и под ответственность заявителя.

В результате экспертизы, проведенной в соответствии со статьей 23 Патентного закона Республики Казахстан, установлено, что заявка относится к объектам, охраняемым в качестве полезных моделей и документы соответствуют установленным требованиям. Выдается положительное заключение о выдаче патента на полезную модель с нижеприведенной формулой:

(57)

Устройство для опреснения воды с применением солнечной энергии, состоящее из нагревателя, теплоизолированного алюминиевого резервуара для воды, оребренного теплообменника, крышки, накопительной емкости, *отличающееся тем, что* имеет линзу, с системой трекинга положения солнца, для концентрации солнечной энергии установленную в нагревателе, трубопровод для дренажа загрязненной воды, крышку треугольной формы, две накопительные емкости.

(56) Voropoulos, K. , E. Mathioulakis, V. Belessiotis. Experimental investigation of the behavior of a solar still coupled with hot water storage tank// Desalination, 156, 315-322

Заместитель директора



Н. Абулкаев

Начальник департамента



А. Батырбекова

Начальник управления



Г. Ильясова

Старший эксперт



Н. Тельман

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ



АО «Нефтяная компания «КОР»

Юридический адрес: Республика Казахстан, 120008, г. Кызылорда, проспект Абая, д. №58.

Почтовый адрес: Республика Казахстан, 120008, г. Кызылорда, проспект Абая, д. №58. E-mail: info@kor.kz

Тел./факс: 8 (7242) 23-13-00 (1003), (1097), 23-14-41, 23-11-81, 23-11-71, 23-13-23, 23-14-84, 23-15-51, 23-14-94, 23-15-65

РНН 600900063821, БИН 991 140 000 357, ИИК KZ55826NOKZTD2000845, БИК/SWIFT: ALMNKZKA в КФ АО «АТФ Банк»

Исх. № 05 / 824
от 27. 08. 2018г.

Справка о возможности внедрения АО «Нефтяная компания «КОР»

Вопросы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений находящихся на поздних стадиях имеют большую актуальность во всем мире. В последние годы при разработке старых нефтяных месторождений, повышается интерес к ионному составу закачиваемого агента, в котором чаще всего выступает вода. Вследствие этого, научный и практический интерес привлекает низкоминерализованное заводнение.

При проектировании системы заводнения необходим обоснованный выбор закачиваемого агента, с учетом петрофизических свойств пласта и физико-химических свойств флюида для достижения наибольшего коэффициента вытеснения нефти.

Предлагаемые результаты экспериментальных и теоретических исследований представленные в рамках диссертационной работы Тургазинова И.К. на тему «Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздних стадиях эксплуатации с применением низкоминерализованного заводнения (на примере месторождении южного Тургая)» обладает теоретическим и прикладным значением и имеет актуальность.

При решении вопроса финансирования возможно внедрение результатов диссертационной работы в рамках опытно-промышленного испытания для условий месторождения Ащисай.

С уважением,
Главный геолог



Жабиков Н.С.

ПРИЛОЖЕНИЕ В – ПИСЬМО-ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Исх. № 33
"15" октября 2018 г

ПИСЬМО-ПОДТВЕРЖДЕНИЕ

Подтверждаю, что Тургазинов Ильяс Казбекулы в период с 1 сентября 2016 года по 30 июля 2017 года, а также в период с 1 декабря 2017 года по 25 февраля 2018 года действительно проводил лабораторные исследования на следующих оборудованях:

- Установка для исследования кернов УИК -С(2);
- Вибросито AS200;
- Рентгеновский дифрактометр X'PERT MPD PRO;
- Вискозиметр Stabinger SVM300;
- Измеритель дзета-потенциала Zetasizer Nano S.

Директор
ЧУ "Институт полимерных материалов и технологий"
доктор химических наук, профессор



Е. Кудайбергенов