Министерство образования и науки Республики Татарстан
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

На правах рукописи

Белошапка Иван Евгеньевич

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАСТВОРИТЕЛЯ НА БИТУМИНОЗНУЮ НЕФТЬ

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
Закиров Искандер Сумбатович

Альметьевск 2019

Оглавление

Введение 4

1. Особенности геологического строения Ашальчинского месторождения и обзор технологий разработки битуминозной нефти 12

1.1. Геологическая характеристика Ашальчинского нефтяного месторождения 12

1.2. Обзор технологий разработки месторождений битуминозной нефти 17

1.3. Совершенствование технологий добычи битуминозной нефти в условиях Ашальчинского месторождения 34

Выводы по главе 1 39

2. Методические основы проведения фильтрационных экспериментов при пароциклическом воздействии с растворителем 40

2.1. Анализ существующего опыта проведения фильтрационных экспериментов 40

2.2. Методика определения коэффициента вытеснения битуминозной нефти по фильтрационным экспериментам 50

Выводы по главе 2 55

3. Физическое моделирование пароциклического воздействия с закачкой растворителя 57

3.1. Разработка требований к проведению экспериментальных работ на насыпных моделях пласта и уточнение методики проведения фильтрационных экспериментов по пароциклическому воздействию с растворителем 59

3.2. Физическое моделирование пароциклического воздействия с растворителем 66

Выводы по главе 3 70

4. Совершенствование технологий пароциклических обработок скважин с применением растворителей на основе гидродинамического моделирования 71

4.1. Исследование влияния объемов оторочки растворителя и расположения горизонтальных скважин на эффективность пароциклического воздействия в продуктивном пласте с применением гидродинамического моделирования 72

4.2. Оптимизация объемов закачки растворителя при пароциклическом воздействии на скважины пилотного участка Ашальчинского месторождения 85

4.3. Оценка экономической эффективности применения пароциклического воздействия с закачкой растворителя 95

Выводы по главе 4 96

Выводы и рекомендации 98

Список использованной литературы 100

Приложение А 119

Введение

Актуальность темы

В настоящее время многие месторождения традиционной нефти в России, как и в Республике Татарстан, вступили в завершающую стадию разработки, тогда как месторождения нетрадиционного тяжелого углеводородного сырья обладают значительными запасами, а степень их выработанности крайне низка. Мировые запасы природных битуминозной нефти оцениваются более чем в 800 миллиардов тонн. При этом Россия - один из лидеров по запасам, треть из которых находится на территории Республики Татарстан. Очевидно, что в XXI веке доля добычи тяжелых углеводородов в общем объеме добычи нефти будет расти. Поэтому необходимо совершенствование технологий их разработки.

В современных условиях добыча битуминозной нефти с использованием традиционных технологий невозможна или нерентабельна. Повышение эффективности применения паротеплового воздействия позволит достигнуть высоких технологических и экономических показателей разработки битуминозной нефти, для добычи которой в настоящее время на месторождениях Татарстана промышленно реализуются технологии парогравитационного дренирования, а также пароциклического воздействия с применением одиночных скважин. Однако технология парогравитационного дренирования экономически эффективна на залежах с нефтенасыщенной толщиной более 10 метров. В зонах меньших толщин перспективна реализация технологии пароциклического воздействия одиночными скважинами. При этом комбинирование теплового и физико-химического воздействия приводит к синергетическому эффекту роста добычи нефти.

Проведение фильтрационных исследований и гидродинамического моделирования позволяет масштабировать результаты лабораторных экспериментов и оптимизировать параметры пароциклического воздействия в части: выбора оптимального состава композиции растворителя и объемов его закачки в пласт; расположения скважин в продуктивном пласте реальных месторождений битуминозной нефти, сокращая риски при проведении опытно-

промышленных работ (ОПР). Однако в настоящий момент отсутствует единая методика проведения фильтрационных экспериментов для определения коэффициента вытеснения битуминозной нефти с применением пара и химических реагентов на насыпных моделях пласта, результаты экспериментов могут сильно разниться, не обеспечивая достаточной сходимости.

Степень разработанности темы

С вовлечением в разработку залежей битуминозной нефти Республики Татарстан, выросла роль исследований технологий добычи паротепловыми методами, в том числе с комбинированием теплового и физико-химического воздействия. Значительный вклад в совершенствование технологий разработки месторождений битуминозной нефти внесли Г.С. Абдрахматов, М.Г. Абдуллаев, О.М. Айзикович, И.М. Акишев, Е.Н. Александров, М.Э. Алибеков, Л.Д. Америка, М.И. Амерханов, Д.Г. Антониади, Ф.Ф. Ахмадишин, Т.Б. Баишев, И.М. Бакиров, А.О. Богопольский, А.А. Боксерман, А.А. Болотов, Р.Н. Валеев, Г.Г. Вахитов, Р.М. Гареев, Р.М. Гисматуллин, И.С. Гольдберг, И.А. Гуськова, В.С. Деева, Н.И. Днепровская, П.С. Жабрева, Р.А. Жангабылов, Э.А. Загривный, А.Т. Зарипов, М.Ю. Зубков, Р.Р. Ибатуллин, Т.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, В.А. Иванов, Я.В. Ившин, И.З. Илалдинов, А.Р. Исхаков, Р.В. Коваленко, В.В. Колпаков, С.Г. Конесев, В.И. Кудинов, М.А. Кузнецов, А.А. Липаев, Н.У. Маганов, С.А. Мазга, А.В. Максютин, В.В. Малофеев, Г.Е. Малофеев, В.П. Малюков, И.И. Маннанов, Б.Я. Маргулис, Е.Е. Мельникова, Ф.И. Мифтахов, А.А. Молчанов, О.А. Морозюк, М.М. Мусин, К.М. Мусин, Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургалиев, Ю.В. Поконова, В.В. Полковников, А.И. Пономарев, Ш.Г. Рахимова, Р.К. Сабиров, И.И. Сафиуллин, И.В. Сидоров, Н.И. Слюсарев, Ю.М. Смирнов, М.Л. Сургучев, С.Г. Уваров, Г.В. Романов, Л.М. Рузин, В.П. Табаков, Ш.Ф. Тахаутдинов, Б.А. Тюнькин, И.Д. Умрихин. И.Н. Файзуллин, Р.И. Филин, Г.П. Хижняк, Р.С. Хисамов, Е.И. Черкасова, З.А. Янгуразова, A. Araque-Martinez, S.K. Das, R.M. Butler, M. Dusseault, S. Gupta, E.J. Hanzlik, B Hascakir, A. Wilson, L. Zhao и др.

Цель работы

Повышение эффективности пароциклической добычи битуминозной нефти с применением растворителей за счет оптимизации технологических параметров в части: выбора оптимального состава композиции растворителя и объемов его закачки в пласт; расположения скважин в продуктивном пласте реального месторождения битуминозной нефти.

Основные задачи исследования:

1. Обобщение результатов научных исследований в области технологий добычи битуминозной нефти и анализа опыта применения технологий в условиях Ашальчинского месторождения.

2. Разработка методики определения коэффициента вытеснения битуминозной нефти паром и композицией растворителя в лабораторных условиях.

3. Проведение лабораторных фильтрационных экспериментов на насыпных моделях пласта по пароциклическому воздействию с применением растворителя, выбор оптимальной композиции растворителя для воздействия на битуминозную нефть.

4. Гидродинамическое моделирование для определения влияния геометрии пласта, расположения горизонтальных скважин в продуктивном пласте и объемов закачки композиции растворителя на добычу битуминозной нефти одиночными пароциклическими скважинами, а также при площадном применении растворителя в условиях Ашальчинского месторождения.

Объект исследования

Для проведения исследований использованы битумонасыщенные образцы кернового материала терригенных отложений шешминского горизонта (P2ss) уфимского яруса пермской системы, а также немолотый кварцевый песок. В экспериментах использована нефть Ашальчинского месторождения. Для проведения гидродинамических расчетов использованы секторная и полноразмерная модель пилотного участка Северо-Ашальчинского поднятия

Ашальчинского месторождения, адаптированная по данным истории разработки на текущую дату.

Методы исследования

При решении поставленных задач были использованы методы теоретического исследования, физического и гидродинамического моделирования процессов фильтрации жидкостей.

Научная новизна

1. Получена логарифмическая зависимость объема закачки растворителя в пароциклические горизонтальные скважины от расстояния между ними для условий Ашальчинского нефтяного месторождения.

2. Установлена экспоненциальная зависимость прироста накопленной добычи нефти от расстояния между скважинами в наклонном продуктивном пласте относительно горизонтального в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения.

3. Обосновано значение плотности сетки горизонтальных пароциклических скважин с применением растворителя, выше которого расположение забоев горизонтальных скважин на различном расстоянии от ВНК приводит к получению дополнительной добычи нефти в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения.

4. Установлено, что в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения в наклонном продуктивном пласте по сравнению с горизонтальным требуется меньше растворителя для достижения максимальной доли прироста добычи битуминозной нефти.

Основные защищаемые положения:

1. Экспериментально обоснованная методика проведения фильтрационных экспериментов, позволяющая оценивать эффективность применения пара и растворителей, требующая воссоздания пластовых условий для обеспечения сходимости и достоверности результатов экспериментов.

2. Зависимости и критерии определения оптимального объема закачки растворителя при пароциклическом воздействии на пласт с учетом расстояния

между скважинами, расположения забоев относительно ВНК и геометрии пласта для условий Ашальчинского месторождения.

3. Результаты исследований по определению оптимального объема растворителя для закачки в пароциклические скважины, обеспечивающего дополнительную добычу нефти по сравнению с циклическим паротепловым воздействием на скважины для условий шешминского горизонта Северо-Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения.

Практическая значимость работы:

1. В наклонном продуктивном пласте максимальный прирост добычи битуминозной нефти достигается при закачке 75 м^3 растворителя с расстоянием между соседними пароциклическими горизонтальными скважинами 100 метров (по варианту с одинаковым расстоянием забоев скважин от ВНК) и 75 метров (по варианту с различным расстоянием забоев скважин от ВНК) для условий Ашальчинского нефтяного месторождения.

2. Методика проведения фильтрационных экспериментов с паром и растворителем по оценке коэффициента вытеснения битуминозной нефти и результаты проведенных исследований вошли в отчёты за первый и второй этапы ПНИЭР по соглашению о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. № 14.607.21.0195 – Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований *RFMEFI60717X0195*, при выполнении Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы».

3. Разработаны технические решения, направленные на повышение эффективности добычи битуминозной нефти одиночными пароциклическими скважинами с закачкой композиции растворителя, признанные изобретениями и защищенные патентами Российской Федерации (№ 2675276 и № 2694983).

4. Показано, что для окончательного выбора композиции растворителя при промышленном внедрении необходимо применение фильтрационных экспериментов с воспроизведением пластовых условий.

5. Результаты работы использованы при составлении программы опытно-промышленных работ пилотного участка Ашальчинского нефтяного месторождения.

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты диссертационной работы рассматривались на: Международной конференции "Рассохинские чтения" (Ухта, 2018), Международной научно-практической конференции "Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли" (Альметьевск, 2018), Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» (Альметьевск, 2018), 73-й Международной молодежной научной конференции "Нефть и газ - 2019" (Москва, 2019), семинаре «Практика подготовки и экспертизы ПТД в 2019 году с учетом возможных изменений в правилах проектирования и методических рекомендациях экономической оценки. Корректность определения рентабельно извлекаемых запасов УВС. Проектирование разработки зрелых и сложных месторождений УВС» (Москва, 2019).

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 13 научных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, входящих в "Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, выпускаемых в РФ, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание ученой степени кандидата наук" ВАК Минобрнауки РФ. Получено 2 патента РФ на способы извлечения высоковязкой нефти и природных битумов из залежи, опубликовано 8 статей в других научно-технических журналах, сборниках научных трудов и конференций.

Личный вклад автора

Выполнен сбор и анализ результатов ранее опубликованных материалов по теме диссертации; сформулированы цели и задачи исследований; разработана методика лабораторных фильтрационных исследований по определению коэффициента вытеснения битуминозной нефти из насыпной модели пласта паром и химическими реагентами; проведен комплекс физического моделирования, направленный на повышение степени извлечения битуминозной нефти при пароциклическом воздействии с закачкой растворителей; выполнена обработка и интерпретация полученных результатов физического моделирования; подготовлены и обобщены данные для гидродинамического моделирования на секторной и полноразмерной моделях пласта, определен выбор участка моделирования, проведены расчеты на симуляторе, выполнены систематизация и интерпретация данных гидродинамического моделирования; разработаны технические решения для предложенных новых способов извлечения битуминозной нефти из залежи; проведена экономическая оценка эффективности предлагаемого решения; сформулированы научная новизна, практическая значимость, основные защищаемые положения и выводы.

Объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка использованной литературы и двух приложений. Работа изложена на 124 страницах машинописного текста и содержит 54 рисунка, 7 таблиц. Список использованной литературы включает 144 наименования.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю, д.т.н. Закирову И.С. за поддержку и помощь в работе над диссертацией. Также автор благодарит к.т.н. Нургалиева Р.З., д.т.н. Гуськову И.А., к.т.н. Захарову Е.Ф., д.т.н. Низаева Р.Х., д.т.н. Насыбуллина А.В., д.г.-м.н. Хисамова Р.С., к.т.н. Сотникова О.С., к.т.н. Маннанова И.И., д.т.н. Мусабирова М.Х., к.т.н. Берегового А.Н., к.т.н. Уварова С.Г., к.т.н. Леванову Е.В., д.т.н. Бакирова И.М., к.т.н. Шайхутдинова Д.К., д.т.н.

Сахабутдинова Р.З., д.т.н. Зарипова А.Т., д.ф.-м.н. Двояшкина Н.К., к.т.н. Ибрагимова И.И., Ганиева Д.И. за ценные советы.

ГЛАВА 1. Особенности геологического строения Ашальчинского месторождения и обзор технологий разработки битуминозной нефти

1.1. Геологическая характеристика Ашальчинского нефтяного месторождения

В административном отношении залежи битуминозной нефти Ашальчинского месторождения расположены на землях Черемшанского и Альметьевского районов Республики Татарстан, в 3 километрах к северу от города Черемшан и в 45 километрах западнее города Альметьевск (Рисунок 1.1.1). По данным бурения, в геологическом строении осадочного чехла Ашальчинского месторождения принимают участие отложения девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем. Основная масса битуминозной нефти связана с пермскими отложениями [1].

Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта Татарстана

В тектоническом плане Ашальчинское месторождение представляет собой склон, полого погружающийся в западном и юго-западном направлениях. На его

фоне выделены Большекаменская и Ашальчинская положительные валообразные структурные формы северо-западного простирания. Они осложнены по простиранию поднятиями песчаников толщиной до 41,5 метров. Поднятия отделены друг от друга участками сокращённой (до 2,5 - 5 метров) толщины песчаной пачки. Глубина залегания кровли продуктивного пласта варьирует в интервале от 45 до 220 метров. Характерной особенностью скоплений битуминозной нефти, связанных с моноклинальными склонами, является большая площадь распространения битумосодержащих пород, нередко при значительной их толщине [2].

К Большекаменской структурной зоне приурочена залежь битуминозной нефти Больше-Каменского поднятия, дополнительно осложненная брахиантиклиналями субмеридионального и северо-западного простирания.

К брахиантиклинали субмеридионального направления приурочены западный и восточный куполы. Западный купол характеризуется размерами 1,3 х 0,84 км и амплитудой 15 метров, восточный купол при размерах 1,6 х 0,6 км, имеет амплитуду в 20 метров. Брахиантиклиналь северо-западного простирания размером 1,5 х 0,9 км отличается амплитудой в 20 метров.

К Ашальчинской структурной зоне приурочены залежи битуминозной нефти ряда поднятий: Северо-Ашальчинского, Ашальчинского и Южно-Ашальчинского.

Северо-Ашальчинское поднятие представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания, осложнённую двумя куполами. Северный купол меридионального направления характеризуется размерами 0,82 х 0,49 км и амплитудой 20 метров. Южный купол имеет размеры 1,1 х 0,84 км, амплитуду 10 метров. Своду поднятия соответствуют максимальные толщины песчаной пачки.

Ашальчинское поднятие представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания, размером 3,18 х 2,13 км и амплитудой 40 метров. В юго-восточной части поднятие осложнено врезом, который делит поднятие на две неравные части (Рисунок 1.1.2) [3]. На склонах поднятия толщина песчаной пачки сокращена до 3,2 метров.

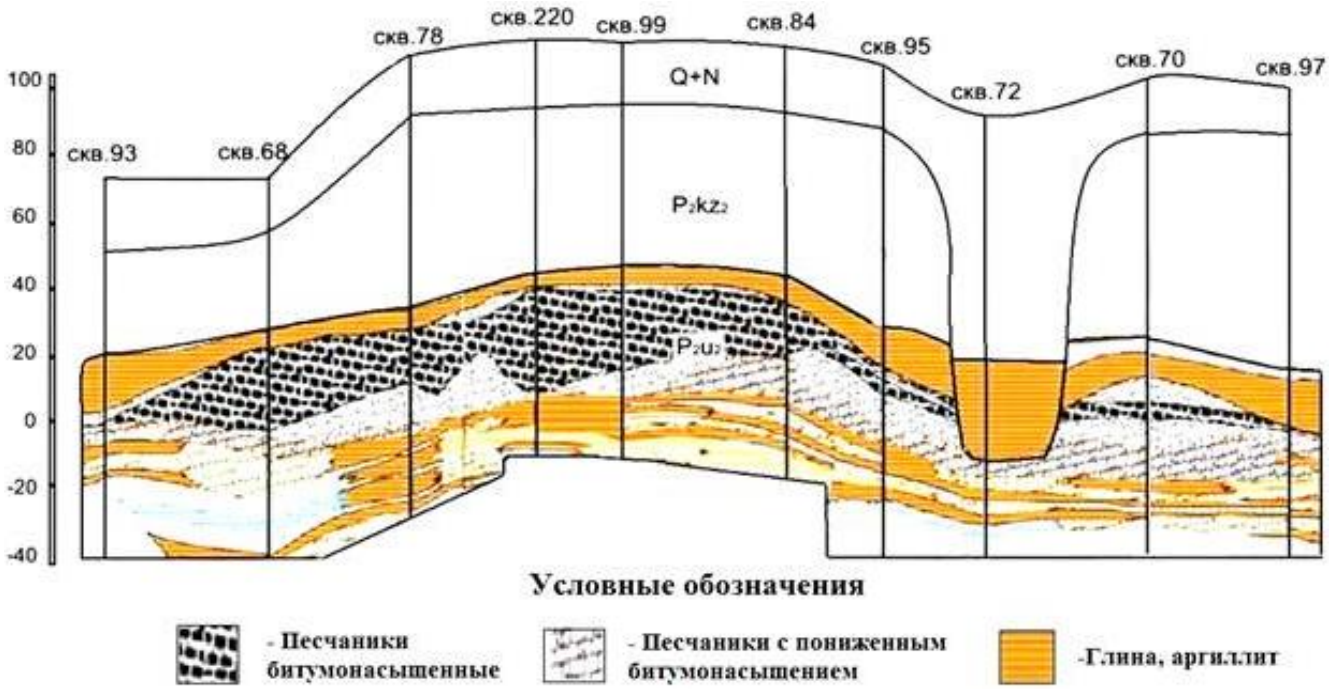


Рисунок 1.1.2 – Геологический разрез Ашальчинского поднятия

Южно-Ашальчинское поднятие представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания, размером 3,5 х 0,8 км, амплитудой 15 метров. Указанное поднятие осложнено тремя небольшими куполами.

Уфимский ярус (P_2u) в пределах Ашальчинского месторождения, представлен шешминским горизонтом (P_2ss). В нем выделяются две пачки: нижняя - песчано-глинистая (P_2ss_1) и верхняя – песчаная (P_2ss_2). К ней на основании данных геофизических исследований скважин (ГИС), керна и результатов опробования скважин приурочены промышленные залежи нефти. В подошве залежей прослеживается водобитумный контакт [4].

Пачка (P_2ss_2) сложена песками и песчаниками различной степени сцементированности: от рыхлых до плотных, сильно известковистых и почти непроницаемых, алевролитами с косой и волнистой слоистостью. В верхней части пачки песчаники рыхлые, обычно интенсивно насыщенны битуминозной нефтью, которая служит цементирующим материалом. В нижней части пачки песчаники плотные, известковистые, участками пиритизированные, насыщение битуминозной нефтью неравномерное, отмечены прослои рыхлых водоносных песчаников [5]. В песчаной пачке встречаются маломощные прослои глин, алевролитов и известняков, расположенные неравномерно по разрезу, в основном

в краевых частях. В гранулометрическом составе песчаников преобладает мелкозернистая фракция с размерами зёрен 0,1-0,2 мм, доля которой составляет 58-81 процент, реже встречается среднезернистая с размерами зёрен 0,2-0,5 мм [6,7]. Пачка представляет собой пластовый резервуар переменной толщины. Она выдержана по площади, практически нигде не выклинивается. За счет участков повышенной толщины образуются песчаные тела в виде локальных куполовидных структур, контролирующих залежи нефти [8]. Из данных Таблицы 1.1.1 видно, по Северо-Ашальчинскому поднятию коэффициент пористости имеет минимальное значение - 29 процентов, при минимальном значении коэффициента проницаемости - $1317 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, начальной нефтенасыщенности - 64 процента, а также минимальном значении коэффициента песчанистости - 48,3 процента. Кроме того Северо-Ашальчинское поднятие осложнено значительной расчлененностью - 1,903 д.ед. При этом среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины аналогично Больше-Каменскому поднятию (11,4 метров), а общая толщина продуктивного горизонта достигает 25,5 метров.

По компонентному составу битуминозной нефти Северо-Ашальчинского поднятия установлено [7] преобладание смол (35,6%).

По исследованиям ряда авторов [6-8] известно, что на Ашальчинском месторождении имеются участки краевых зон с толщинами пластов менее 10 метров, в которых разработка с применением парных горизонтальных скважин по технологии парогравитационного дренирования невозможна.

С учетом интервалов значений эффективных нефтенасыщенных толщин (11,4-14,1 метров) на Ашальчинском месторождении площадь участков, нецелесообразных для применения технологии парогравитационного дренирования, становится более значимой. Очевидно, что для разработки этих запасов требуется применение других технологий.

Региональной покрышкой для залежей битуминозной нефти Ашальчинского месторождения является пачка плотных, часто известковистых, аргиллитоподобных глин, залегающих в нижней части байтуганского горизонта нижнеказанского подъяруса («лингуловые глины»), минимальная толщина которых (2,5 метра)

отмечена на Северо-Ашальчинском поднятии. В сводовых частях песчаных образований P_2ss_2 толщина покрышки минимальна, а на склонах - возрастает до 41,7 метров. То есть толщина продуктивного пласта обратно пропорциональна толщине покрышки, поэтому в краевых зонах пласта проведение ОПР возможно с минимальным риском.

Таблица 1.1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивного горизонта Ашальчинского месторождения

Параметр объекта	Поднятия			
	Больше-Каменское	Северо-Ашальчинское	Ашальчинское	Южно-Ашальчинское
Пластовая температура, °С	8,3	9,3	8	-
Пластовое давление, МПа	0,78	-	0,44	-
Коэффициент пористости, %	30,9	29	32,4	31,2
Коэффициент проницаемости, 10^{-3}·мкм^2	2077,3	1317	1675,4	1592,5
Коэффициент песчанистости, %	61,6	48,3	76,6	59,7
Начальная нефтенасыщенность, %	75	64	69	66
Общая толщина, м				
Минимальное значение	2,5	9,5	3,2	6,3
Среднее значение	16,1	25,5	20	21,6
Максимальное значение	29,7	41,5	36,6	37
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
Минимальное значение	1,1	3,4	1,8	2,2
Среднее значение	11,5	11,4	14,1	13,9
Максимальное значение	24,1	24,1	32,5	25,3
Коэффициент расчлененности, д.ед.				
Минимальное значение	1	1	1	1
Среднее значение	1,235	1,903	1,35	1,73
Максимальное значение	2	4	4	4
Массовое содержание компонентов нефти, %				
Асфальтены	2,8	7,9	8,74	12,2
Парафины	3,1	1,4	0,288	0,9
Сера	3,1	3,9	3,98	3,86
Смолы	19,7	35,6	24,4	11,3

Таким образом, на Ашальчинском месторождении для добычи битуминозной нефти выделена песчаная пачка шешминского горизонта (P_2ss) уфимского яруса (P_2u) пермской системы. Установлено, что на Ашальчинском месторождении имеются протяженные участки краевых зон с толщинами пластов менее 10 метров, в которых разработка с применением парных горизонтальных

скважин по технологии парогравитационного дренирования невозможна. Учитывая особенности геологического строения Ашальчинского месторождения, предлагается применение пароциклических горизонтальных скважин с использованием растворителя.

1.2. Обзор технологий разработки месторождений битуминозной нефти

Определяющую роль в обеспечении эффективной разработки месторождений битуминозной нефти играют современные технологии, обобщение применения которых изложено ниже. Известно [9-12], что для добычи битуминозной нефти применяются рудничные (шахты, карьеры) и скважинные способы. При этом добыча битуминозной нефти скважинными методами с высокими технологическими показателями возможна только в случае снижения вязкости в пластовых условиях до уровня традиционно добываемых нефтей [13,14].

Автором по результатам ретроспективного обзора научно-технической литературы предложено классифицировать методы добычи битуминозной нефти с учётом проявления соответствующих механизмов (Таблица 1.2.1).

Холодная добыча тяжелой нефти с песком (Cold Heavy Oil Production with Sand - CHOPS) [15] применяется для добычи тяжелой нефти, залегающей в продуктивных пластах неконсолидированного песчаника толщиной от 1 до 7 метров. При использовании этого метода осуществляют добычу битуминозной нефти в вертикальной скважине вместе с породой коллектора. Метод не применяется для добычи месторождений с подошвенной водой. Коэффициент извлечения нефти (КИН) при добыче методом CHOPS не достиг 10 процентов [16].

В работе [9] рассмотрен опыт разработки высоковязких нефтей Ярегского месторождения, разрабатывавшегося в течение 30 лет шахтным методом на естественном режиме по сверхплотной сетке скважин, с расстоянием между забоями от 15 до 25 метров. КИН при использовании этой технологии составил менее 5 процентов.

Таблица 1.2.1 – Классификация методов добычи битуминозной нефти

<table>
<tr><th colspan="5">Методы добычи битуминозной нефти</th></tr>
<tr><th rowspan="2">«Холодные»</th><th colspan="3">«Горячие»</th><th rowspan="2">«Физические»</th></tr>
<tr><th>Тепловые</th><th>Химические</th><th>Гибридные</th></tr>
<tr><td>CHOPS</td><td>CSS</td><td rowspan="12">Н-СОЛВ</td><td>SAGD с расширяющимся растворителем</td><td>ИДТВ</td></tr>
<tr><td>Шахтный</td><td>SAGD</td><td>SAGD Vapour Extraction</td><td>ТЦВП</td></tr>
<tr><td>VAPEX</td><td>Термошахтный</td><td>ES-SAGD</td><td>ПИВ</td></tr>
<tr><td>MEOR</td><td>Термогравитационное дренирование</td><td>SAP</td><td>Электрофизическое воздействие</td></tr>
<tr><td>Холодное заводнение</td><td>Внутрипластовое горение</td><td>SAS</td><td>Вибрационно-волновое воздействие</td></tr>
<tr><td rowspan="6">Холодные растворители</td><td>Бинарные смеси</td><td>Парощелочное воздействие</td><td rowspan="6">Микроволновое воздействие</td></tr>
<tr><td rowspan="5">Забойные теплогенераторы</td><td>Теплоноситель с теплоизолирующим составом</td></tr>
<tr><td>Парогазовый теплоноситель</td></tr>
<tr><td>Термополимерное воздействие</td></tr>
<tr><td>Теплоноситель с окислителем</td></tr>
</table>

Также к группе «холодных» методов добычи битуминозной нефти отнесён способ с применением растворителей (VAPorEXtraction - VAPEX), закачиваемых в пласт в режиме гравитационного дренажа. Этот способ воздействия предполагал использование парных горизонтальных скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю скважину, создается камера с растворителем. Вследствие использования углеводородных растворителей удалось существенно снизить энергозатраты. Данной технологией успешно разрабатываются пласты с повышенным глиносодержанием, в которых неприменимы методы с использованием пара. Романовым Г.В. были выделены основные критерии для применения технологии VAPEX: толщина продуктивного пласта превышает 12 метров, вязкость битуминозной нефти в пластовых условиях более 600 мПа·с, горизонтальная проницаемость более $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, вертикальная - более $200 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 [17].

Известен опыт применения микробиологического метода повышения нефтеотдачи (Microbial Enhancement of Oil Recovery - MEOR) месторождений битуминозной нефти [18], в основе которого лежит превращение тяжелых углеводородов в легкие фракции непосредственно в пласте за счет размножения

внесенных в пласт микроорганизмов, использующих нефть в качестве источника питания. Вместе с такими бактериями в пласт закачивали водно-воздушную смесь с минеральными солями, активизирующую жизнедеятельность бактерий, питающихся нефтью, что приводило к разложению длинных цепочек углеводородов на органические кислоты и спирты. Вследствие этого стало возможным разложение до метана и углекислоты, приводящее к снижению вязкости нефти [19]. Кроме того, по данным Р.Р. Ибатуллина была опробована возможность проведения циклического микробиологического воздействия на пласт с существенным снижением концентрации парафинов и смол в добываемой нефти [20].

Эффективность технологии холодного заводнения оценена специалистами Ухтинского государственного технического университета (УГТУ) в лабораторных условиях. По результатам исследований было выявлено, что фильтрация нефти в процессе разработки залежи на естественном режиме и при холодном заводнении в коллекторах с проницаемостью менее $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 трудно реализуема [21].

В статье [10] приведены результаты экспериментальных и промысловых исследований эффективности применения растворителей для увеличения нефтеотдачи пермь-карбоновой залежи Усинского месторождения. При лабораторных исследованиях для вытеснения нефти из насыпных моделей пласта использовали растворители. Группой исследователей определена оптимальная концентрация растворителя в смеси, превышение которой может привести к преждевременному прорыву смеси на выходе из модели и снижению эффективности вытеснения. Это дало основание рекомендовать применение растворителя в качестве одного из перспективных методов увеличения нефтеотдачи.

Таким образом, в группе «холодных» методов разработки месторождений битуминозной нефти автором были установлены следующие преимущества: низкие энергозатраты, отсутствие необходимости проведения специальных коммуникаций. При этом по анализируемой группе отмечен ряд недостатков: ограничения по максимальным значениям вязкости нефти, высокие величины

фильтрационных сопротивлений частей пласта, насыщенных малоподвижной нефтью, приводящих к низким темпам разработки [22].

Эффективная технология разработки месторождений битуминозной нефти должна строиться на использовании таких способов извлечения нефти, которые позволяют вовлечь в разработку низкопроницаемую часть пласта, содержащую основные запасы нефти. Для реализации этой цели, в большинстве проектов разработки месторождений битуминозной нефти предусмотрено применение «горячих» методов воздействия на пласт [23,24], которые автором настоящей работы объединены в три подгруппы: «тепловые», «химические» и «гибридные».

Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителя достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует увеличению коэффициента охвата и повышает коэффициент вытеснения [25].

Среди технологий извлечения битуминозной нефти, основанных на использовании пара, выделены методы с применением циклической закачки пара в одну скважину (Cyclic Steam Stimulation – CSS) [26] и парогравитационного дренирования (SAGD) [22,27-29] с применением системы горизонтальных скважин. Закачка пара в верхний горизонтальный ствол нагнетательной скважины обеспечивает прогрев нефти и снижение ее вязкости до 300—400 раз [30].

В России опыт применения технологии парогравитационного дренирования и использования технических средств для закачки пара с температурой выше 300°С на глубину до 1500 метров впервые был получен на Усинском месторождении. В сочетании с пароциклической обработкой скважин с радиальными отводами это позволило в три раза повысить нефтеотдачу пласта по сравнению с традиционными технологиями [31].

Пономаревым А.И с соавторами предложен другой вариант реализации технологии парогравитационного дренирования [32], основанный на использовании многозабойных скважин. Способ предусматривал одновременную закачку в пласт теплового агента через верхний горизонтальный ствол, с отбором нефти через параллельно расположенный нижний горизонтальный ствол,

смещенный по вертикали от нагнетательного ствола на расчетное расстояние. Такая система разработки обеспечивала увеличение охвата пласта воздействием. Кроме того, за счёт теплообмена достигалось поддержание температуры продукции при движении вверх по вертикальной части скважины, что упрощало процесс транспортировки битуминозной нефти.

Авторами [33] отмечено, что эффективность технологии парогравитационного дренажа снижается в неоднородных слоистых коллекторах, в которых взаимодействие пара с нефтью осложнено из-за значительной расчлененности пласта.

Рузиным Л.М. описан опыт применения термошахтного метода добычи битуминозной нефти на Ярегском нефтяном месторождении. Добыча осуществлялось по плотной сетке пологовосходящих скважин с длиной ствола до 300 метров, пробуренных из шахты [9]. Нагнетание пара через сгущенную сетку скважин позволяло нагревать нефтяной пласт при малых расходах тепловой энергии. При этом обеспечивалось значительное снижение вязкости нефти, ее термическое расширение, создавались условия для гравитационного притока продукции. Согласно данным Табакова В.П., термошахтная разработка на этом месторождении производилась в нескольких вариантах: двухгоризонтной, одногоризонтной, двухъярусной, одногоризонтной и двухъярусной с оконтуривающими нагнетательными выработками, панельной [34,35]. Наибольшее распространение получила двухгоризонтная система. В небольших объемах применялась одногоризонтная и аналогичный вариант с оконтуривающими нагнетательными галереями, которые прошли ОПР [36]. Сложность применения термошахтного метода заключалась в необходимости максимального повышения температуры для эффективного нефтеизвлечения, что негативно отражалось на состоянии персонала шахты.

Наряду с применением термошахтного метода на Ярегском месторождения в течение 20 лет проводились ОПР по испытанию различных вариантов технологий добычи битуминозной нефти, одной из которых является термогравитационное дренирование пласта [22]. Низкая приемистость

вертикальных скважин не позволяла закачивать пар необходимыми темпами. Прогрев нефтеносного пласта осуществлялся через подстилающий водоносный горизонт. Группой ученых во главе с Липаевым А.А, отмечено, что только после предварительного прогрева пласта возможно создание условий для фильтрации вытесняющего агента по продуктивному пласту при гидродинамическом вытеснении битуминозной нефти.

В качестве развития рассмотренного выше способа, авторами [37] было предложено проводить закачку пара по нескольким скважинам одновременно, преобразовав циклическую закачку пара в площадную. К реализации было рекомендовано однорядное размещение горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка ствола 300 метров и расстоянием между рядами 100 метров при одновременной закачке пара по двум скважинам с отбором нефти из третьей. В дальнейшем осуществлялась смена направлений фильтрационных потоков за счёт перевода добывающей скважины в нагнетательную, а нагнетательной - в добывающую. Применение площадной пароциклической закачки позволило увеличить коэффициент продуктивности добывающих скважин, коэффициент охвата и, следовательно, КИН [38]. Высокая эффективность технологии, полученная по результатам ОПР, позволила группе исследователей рекомендовать её в качестве перспективной технологии для внедрения в условиях месторождения Кантангли [39].

По результатам предшествующих исследований технологии термогравитационного дренирования пласта и проведенных численных экспериментов для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения Жангабыловым Р.А. [40] были сделаны следующие выводы:

– наличие непроницаемых прослоев отрицательно влияет на показатели разработки при применении технологии термогравитационного дренирования, так как это препятствует нормальному образованию паровой камеры;

– наличие разрывов (трещин) между непроницаемыми прослоями приводит к заметному увеличению коэффициента извлечения нефти и снижению паронефтяного отношения.

Таким образом, очевидно, что наличие различных геологических неоднородностей, являющихся характерной особенностью большинства месторождений битуминозной нефти, в пласте-коллекторе может оказывать существенное влияние на развитие паровой камеры и снижать эффективность термогравитационного дренирования.

Авторами работы [41] описан опыт освоения технологий добычи битуминозной нефти в Республике Татарстан. С помощью вертикальных скважин испытывались методы внутрипластового горения, паротеплового и парогазового воздействия. Апробируемые технологии показали низкую эффективность и не преодолели статуса ОПР, так как себестоимость добычи существенно превысила затраты на добычу в том числе и для высоковязкой нефти [33].

При использовании паротепловых методов воздействия на пласт, в традиционных вертикальных скважинах возможна быстрая миграция пара к добывающим скважинам через прикровельную часть продуктивного пласта, в которой скапливаются его значительные объемы. Для решения данной проблемы институтом «ТатНИПИнефть» была разработана конструкция горизонтальной скважины, позволяющая управлять процессом нагнетания теплоносителя в пласт [42]. Распределение теплоносителя по горизонтальному стволу скважины обеспечивалось с помощью системы клапанов, с более равномерным распространение теплового фронта по пласту. Это позволило вовлечь в разработку неохваченные воздействием участки пласта и увеличить КИН.

Помимо случаев прорыва теплоносителей в вышележащие отложения, возможно проникновение газообразных продуктов реакций в покрывающую залежь толщу, вплоть до дневной поверхности. Для предотвращения возникновения осложнений экологического характера авторами статьи [43] рекомендовано применение импактного мониторинга на участках разработки битуминозной нефти, включающего режимные гидрохимические наблюдения родников, артезианских скважин, эколого-гидрогеологических скважин, водопостов, электротомографические исследования и газогеохимическую съемку.

«Тепловой» метод добычи нефти с применением внутрипластового горения использовался для увеличения нефтеизвлечения на месторождениях с вязкой и высоковязкой нефтью. Известно, что внутрипластовое горение − физико-химический окислительный процесс, при котором происходят химические превращения веществ с выделением большого количества тепла и образованием продуктов реакций. Процесс внутрипластового горения обладает всеми преимуществами термических методов вытеснения нефти горячей водой и паром. Он также приемлем при смешивающемся вытеснении, происходящем в зоне термического крекинга, в которой углеводороды переходят в газовую фазу [44].

Проведенные теоретические и практические исследования [45-52] позволили определить основные закономерности процесса внутрипластового горения:

– процесс может осуществляться в виде сухого, влажного внутрипластового горения при температурах 350-500 °С, а также сверхвлажного внутрипластового горения протекающего при температурах 200-300 °С;

– главным параметром для влажного и сверхвлажного внутрипластового горения является отношение объема закачиваемой в пласт воды к объему закачиваемого в пласт воздуха (водовоздушный фактор), увеличение которого позволяет повысить скорость распространения тепла по пласту, снизить расход воздуха, уменьшить концентрацию сгорающего в процессе химических реакций топлива;

– в узкой зоне продуктивного пласта на фронте горения происходят интенсивные экзотермические реакции окисления нефти; значительное влияние на ход реакции оказывают пластовое давление, тип породы и нефти, начальная нефтенасыщенность.

Эффективность применения внутрипластового горения на Мордово-Кармальском месторождении Республики Татарстан описана в работах ряда авторов [53-56].

В качестве усовершенствованного варианта реализации технологии внутрипластового горения применялся циклический режим эксплуатации,

предусматривающий изменение во времени темпов закачки воздуха и отбора жидкости. Это позволило создавать знакопеременные градиенты давлений между зонами различной проницаемости и флюидонасыщенности, интенсифицируя капиллярную пропитку и увеличивая зону тепло- и массопереноса. Изменение направления фильтрационных потоков между скважинами позволило повысить охват пласта при проведении внутрипластового горения [53,56,57].

Механизм паротеплового воздействия рассмотрен в работах ряда авторов [54,58-61].

ОПР с различными вариантами паротеплового воздействия на опытных участках залежи Мордово-Кармальского месторождения не позволили достичь ожидаемого результата из-за снижения пластового давления по мере охлаждения и конденсации пара. Переход на большеобъемную закачку пара затруднялся из-за падения приемистости пласта, и «ухода» пара в водонасыщенную часть пласта [46,54,58-61].

По результатам ОПР по пароциклическому воздействию установлена зависимость эффективности технологии от объема закачиваемого пара. С его ростом возможно повышение добычи нефти и снижение удельного расхода пара. Кроме того было отмечено также, что добыча была осложнена частыми ремонтами скважин из-за образования песчаных пробок на забое, для недопущения образования которых использовались фильтры против выноса песка [53,56,57].

В работах [62,63] показано, что технология парогравитационного дренирования может быть усовершенствована путем разогрева пласта теплом химических реакций бинарных смесей, представляющих собой жидкие растворы химических реагентов, которые движутся по двум отдельным каналам и реагируют в зоне продуктивного пласта под пакером, с выделением тепла и газа, уходящего в пласт под давлением, создаваемым при реагировании составляющих бинарных смесей. Авторами [62,63] данный механизм назван «напорным дренажом». В отличие от гравитационного дренажа паротепловой технологии, напорный дренаж, поддерживаемый энергией реакции бинарных смесей,

считается управляемым по интенсивности и направлению. Кроме этого, газ, выделившийся в реакции бинарных смесей, растворяется в пластовой нефти, делая её менее вязкой и более легкой.

Одним из вариантов бинарных смесей являются водные растворы селитр (аммиачной или органической) и инициаторов реакции их разложения (гидридов металлов или нитрита натрия). Александровым Е.Н при тепловом воздействии рекомендовано поддерживать для вытеснения нефти минимально необходимую температуру, так как её повышение может привести к росту энергетических затрат и практически не способствует снижению вязкости нефти. Как установлено автором, применение методов регулирования температуры режима совместно с новыми методами добычи горизонтальными скважинами и тепловых способов нефтеизвлечения в комплексе позволит в значительной мере повлиять на успешность извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти [63].

Интерес также представляет использование высокотемпературных теплоносителей с температурой до 450°С при тепловой обработке призабойной зоны скважины с использованием забойных теплогенераторов [64]. Использование данного метода позволит обеспечить одновременно и прогрев пласта, и отбор продукции из одной скважины при снижении затрат. При использовании этого метода высокотемпературный теплоноситель, проходя через теплообменник, может прогреть, вплоть до кипения, продукцию пласта, находящуюся в горизонтальном стволе скважины.

Авторами работы [65] в лабораторных условиях изучена возможность использования перекиси водорода в качестве высокоэнергетического вещества для тепловой обработки призабойной зоны пласта с забойным теплогенератором, воздействуя на весь продуктивный интервал без теплопотерь на нагрев труб в верхней части скважины, как при стандартной паротепловой обработке.

По данным Мельниковой Е.Е. перспективным направлением развития термических методов добычи также является разработка забойных теплогенераторов [66], отличительной особенностью которых является простота конструкции изготовления, монтажа и эксплуатации. С целью дальнейшего

совершенствования забойных нагревателей и парогенераторов мощностью свыше 500 киловатт разработаны и запатентованы электротермические комплексы [67,68]. Их применение позволило снизить потери энергии и повысить качество теплоносителей, нагнетаемых в пласт, обеспечивая тепловое воздействие на призабойные зоны добывающих и нагнетательных скважин [69,70].

Систематизацией результатов лабораторных исследований и многолетней эксплуатации нескольких десятков ионных нагревателей, использующих электролиты ТЭПИОН, на ряде месторождений нефти Татарстана доказана их высокая эффективность, способствующая увеличению суточной добычи нефти до 30 процентов и существенным снижением количества отказов насосно-компрессорного оборудования и связанных с этим затрат на ремонт [71].

Эффективность традиционных тепловых методов повышения нефтеотдачи с технологической и экономической точек зрения не всегда является удовлетворительной [72], что проявляется при низкой теплопроводности горных пород, высокой вязкости и плотности нефти, а также низкой проницаемости коллекторов. Особенности географического расположения месторождения Жыланкабак предопределили применение тепловой технологии с использованием модернизированной конструкции «Самотлорнефтепромхим-твердотопливный нагреватель» (СНПХ-ТТН) [72]. Маргулис Б.Я. показано, что СНПХ-ТТН можно использовать как с целью прогрева призабойной зоны пласта, так и для инициирования очага внутрипластового горения и получения продуктов внутрипластового крекинга.

Таким образом, к положительным сторонам подгруппы «тепловых» методов добычи битуминозной нефти автором настоящей работы были отнесены: широкий диапазон условий применения; упрощение транспортировки добываемой нефти и отсутствие необходимости отделения применяемых химических реагентов от нефти; высокие значения коэффициентов охвата и вытеснения; относительно высокая экологичность по сравнению с добычей с применением химреагентов. Кроме того, автором отмечено, что зачастую наибольшую эффективность «тепловые» методы разработки битуминозной нефти

могут обеспечить при повторении циклов воздействия.

К отрицательным сторонам подгруппы «тепловых» методов добычи битуминозной нефти автором настоящей работы отнесены: высокие энергетические затраты, а также необходимость прокладки специальных коммуникаций для подачи теплоносителя.

К «химическим» методам в группе «горячих» технологий добычи битуминозной нефти автором отнесена технология, эффект в которой достигается, в первую очередь, за счёт применения различных химреагентов.

Так, Малюковым В.П. и Алибековым М.Э. была предложена технология Н-СОЛВ, подразумевающая закачку нагретых растворителей без применения пара, что позволит снизить энергозатраты [73]. Размер молекул используемых химреагентов играет ключевую роль в снижении вязкости. Минимальный размер молекул, или использование молекул с правильными физическими и химическими характеристиками позволит снизить вязкость нефти в большей степени. В отличие от керосина при использовании углеводородных растворителей (толуол, ксилол) – вязкость нефти может быть снижена на 50 процентов. Дополнительное преимущество состоит в том, что толуол и ксилол имеют низкую температуру кипения и могут быть отделены из сырой нефти до обработки. Чем выше полярность или параметр водородной связи растворителя, тем выше степень снижения вязкости сырой нефти. Общеизвестно, что только применение полярных растворителей с небольшим количеством водородных связей может позволить в значительной мере снизить вязкость нефти [74].

Таким образом по результатам изучения источников научно-технической литературы к положительным сторонам подгруппы «химических» методов добычи битуминозной нефти автором были отнесены: сниженные энергозатраты по сравнению с паровым воздействием, возможность сравнительно легкого отделения из продукции скважин используемых химреагентов.

К отрицательным сторонам подгруппы «химических» методов добычи битуминозной нефти автором отнесены: высокие затраты с учетом стоимости и объемов применяемых растворителей, специальные требования к наличию

оборудования и сравнительно небольшой коэффициент извлечения, в связи с чем такие технологии не получили широкого распространения.

«Гибридные» методы в группе «горячих» технологий добычи битуминозной нефти представляют собой варианты различных сочетаний «тепловых» методов с применением химреагентов.

Известны варианты модификации паротеплового воздействия в сочетании с растворителями [73]:

– циклическая закачка пара с растворителем предусматривает добавление 2-4 процентного растворителя (C_{5+}) в пар с целью снижения паронефтяного соотношения и увеличения нефтеотдачи на поздних циклах;

– SAGD с расширяющимся растворителем включает одновременную закачку бутана или пропана с паром;

– SAGD Vapour Extraction – предусматривает извлечение нефти посредством парообразного растворителя (Vapex) [17,75];

– Expanding Solvent SAGD – основан на парогравитационном воздействии с добавкой растворителя (ES-SAGD) [76];

– Solvent Aided Process – аналогичный предыдущему процесс с добавкой растворителя (SAP) [77];

– Steam Alternating Solvent – предусматривает чередование закачки пара и растворителя (SAS) [78].

Модификации парогравитационного дренирования условно поделены на следующие группы:

– Технологии, в которых водяной пар полностью заменяется растворителем;

– Совместное нагнетание пара и растворителя [79,80];

– Последовательная (циклическая) закачка пара и растворителя.

Помимо применения пара и растворителей, исследователями РФ [81-83] было изучено влияние добавления щелочи к закачиваемому пару в различных вариантах комбинирования тепловых процессов при добыче высоковязкой нефти. По одному из вариантов технологии парощелочного воздействия

предусматривалась закачка оторочки щелочного раствора в предварительно прогретый паром пласт с последующим ее продвижением горячей водой. В другом варианте предложена реализация закачки пара с концентрацией щелочи 0,1-1 процента по массе, способствующей увеличению коэффициента вытеснения нефти на десять и более процентов. Кроме того, добавка щелочи к пару может позволить увеличение эффективности теплового воздействия за счёт снижения паронефтяного соотношения. Благоприятными факторами для применения данной технологии являются пониженный pH нефти и длительный контакт щелочи с нефтью при высоких температурах, так как это может привести к образованию эмульсии, снижению поверхностного натяжения на границе «нефть - раствор щелочи» и повышению эффективности вытеснения. В качестве неблагоприятного фактора для парощелочного воздействия авторами публикаций отмечено наличие более десяти процентов глин в продуктивных пластах [84,85].

Характерным для месторождений битуминозной нефти является наличие в пределах продуктивного пласта, как подстилающей воды, так и водоносных прослоев, встречающихся внутри и над битуминозной толщей [22]. Одним из факторов, осложняющих воздействие, является наличие мощной толщи практически непроницаемых плотных высокотеплопроводных пород известковистого песчаника подстилающей водоносный пласт. С учетом этой особенности группой ученых Татарстана предложена технология одновременной закачки теплоносителя и теплоизолирующего состава в водоносные пласты, прилегающие к битумонасыщенному, что может привести к повышению эффективности разработки вследствие сокращения тепловых потерь в пласте.

Результаты выполненных работ на Усинском месторождении нефти со специальным скважинным парогазогенератором и парогазовым теплоносителем доказали возможность добычи тяжелой нефти таким способом [44,86]. Однако из-за низкой надежности и нестабильности работы парогазогенератора приемистость скважин была снижена, а оборудование интенсивно корродировало из-за агрессивности рабочего агента [53,54,56,57].

Абдуллаевым М.Г. в работе [87] предложен способ добычи битуминозной нефти из пласта нагнетанием в пласт теплоносителя на основе воды, содержащей 35 процентов сильного окислителя - хромового ангидрида, 24 процента метанола и 0,15 процента сульфонола. Данный теплоноситель обладал высокой ингибирующей эффективностью, малым межфазным натяжением, снижая вязкость нефти и улучшая процесс вытеснения битуминозной нефти в пласте. По данным автора [87] реакция хромового ангидрида с некоторыми органическими веществами протекает с выделением большого количества тепла. В результате образуются различные кислые эфиры, альдегиды, кетоны, которые уменьшают межфазное натяжение, проявляют ингибирующее действие, и увеличивают нефтеотдачу.

Таким образом, к положительным аспектам по подгруппе «гибридных» технологий добычи битуминозной нефти автором отнесены: сниженные энергозатраты по сравнению с «тепловыми» методами; сниженная себестоимость добычи по сравнению с чисто «химическими» методами; наибольший коэффициент извлечения нефти по сравнению с «тепловыми» и «химическими» методами благодаря синергии технологий. Кроме того автором отмечено, что зачастую, как и в случае с «тепловыми» методами, дополнительный эффект от технологий возможно получить с помощью повторения циклов воздействия.

К отрицательным аспектам по подгруппе «гибридных» технологий добычи битуминозной нефти автором отнесены: повышенная сложность применения по сравнению с тепловыми методами, а также необходимость отделения из скважинной продукции применяемых химреагентов.

По данным анализа источников научно-технической литературы к группе «физических» методов добычи природных битумов автором были отнесены те методы, положительный эффект от применения которых достигался в основном в результате проявления соответствующего механизма физического воздействия на пласт.

Кудиновым В.И. [88] было научно обосновано применение технологий термополимерного воздействия на залежи вязкой нефти [89], импульсно-

дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ), комбинированного теплоциклического воздействия на пласт через системы нагнетательных и добывающих скважин (ТЦВП).

С учетом возможного охлаждения пласта при закачке полимерных растворов в нагнетательные скважины ряда месторождений «Удмуртнефть» автором [90], предложена закачка нагретого полимерного раствора со сниженной (в 2,5-3 раза) вязкостью, по сравнению с нормальными условиями, при повышенном давлении закачки, что позволило увеличить приемистость нагнетательных скважин.

По технологии ИДТВ предусмотрена циклическая закачка в скважину теплоносителя и холодной воды в объемах, обеспечивающих создание и поддержание в пласте эффективной температуры в соответствии с геологическими условиями. Сущность предложенной Кудиновым В.И. технологии ТЦВП заключается в площадном применении технологии ИДТВ по группе скважин, позволяющем значительно увеличить охват пласта тепловым воздействием и повысить конечный КИН [90].

Опыт применения технологии плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) на месторождениях Российской Федерации показал [90], возможность получения длительного эффекта увеличения дебита скважин и снижения обводненности при низких коллекторских свойствах продуктивных пластов. Механизм полученного эффекта объяснен авторами возможностью гидрофобизации коллектора и изменением характера смачиваемости пористой среды пласта при ПИВ.

Авторами [91] определена перспективность применения технологии ПИВ для месторождений высоковязких нефтей Татарстана и Республики Коми по следующим критериям:

– снижение интенсивности тиксотропных свойств высоковязких нефтей, достигаемое за счет диспергирующего действия инициируемых упругих волн на основные структурообразующие компоненты нефти – асфальтены;

– гидрофобизирующее воздействие на пористую среду коллектора, способствующее снижению капиллярных давлений и улучшению фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта;

– перестройка структуры нефтей, сохраняющейся продолжительное время.

Исследователями [92], обобщая результаты применения ПИВ, доказана необходимость продолжения исследований с увеличением значений интенсивности обработки, а также изучения процессов фильтрации аномальной (неньютоновской) нефти при комбинировании с физико-химическим и тепловым воздействиями.

Эффективность применения электрофизических методов увеличения нефтеотдачи месторождений для многолетнемерзлых пород большой толщины подтверждена по данным работ [93,94], в которых предложен нагрев воды на забое скважин Тазовского месторождения с использованием высокочастотного электромагнитного комплекса. Это позволило исключить капитальные и текущие затраты на строительство и эксплуатацию нагревательных установок и обеспечить безаварийную работу нагнетательных скважин, а также предупредить отложение асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и устьевом оборудовании.

Мифтаховым Ф.И. [95] отмечена растущая популярность различных вариантов модификаций вибрационно-волновых технологий, связанная с достаточной простотой внедрения, чистотой выполнения работ пригодностью метода практически для любых геологических условий и дополнительным воздействием на близлежащие скважины.

Микроволновой гравитационный дренаж в условиях высокой водонасыщенности пластов по данным [96] позволил повысить нефтеизвлечение на месторождениях битуминозной нефти юга Турции при непрерывном микроволновом нагреве за счёт применения новой конструкции графитового сердечника.

Таким образом к положительным аспектам группы «физических» методов добычи битуминозной нефти автором были отнесены: простота применения;

низкие энергетические и материальные затраты; отсутствие необходимости отделения химических реагентов от нефти; высокая экологичность.

К отрицательным сторонам группы «физических» методов добычи битуминозной нефти автором отнесена низкая эффективность таких методов добычи – возможность достижения КИН до 0,3 д.ед.

Таким образом, в мировой практике наибольшее распространение получили «горячие» методы добычи битуминозной нефти. Всё большую популярность приобретают «гибридные» технологии, сочетающие в себе положительные стороны теплового и химического воздействия, и позволяющие достичь высокого коэффициента извлечения за счёт взаимовлияния технологий [97]. При этом «холодные» и «физические» методы обладают низкой эффективностью, а чисто «химические» методы значительно удорожают процесс добычи битуминозной нефти. Кроме того, для подгрупп «тепловых» и «гибридных» методов разработки битуминозной нефти автором отмечено, для повышения технологической эффективности добычи битуминозной нефти целесообразно повторение циклов воздействия.

1.3 Совершенствование технологий добычи битуминозной нефти в условиях Ашальчинского месторождения

Известно, что Татарстан располагает крупными запасами битуминозной нефти, которые достигают по разным оценкам до 7 миллиардов тонн. При этом в структуре добычи нефти в России доля добычи тяжелого сырья постепенно возрастает. За период с начала разработки Ашальчинского нефтяного месторождения, нефтяниками приобретен значительный опыт, ежегодно снижается себестоимость добычи битуминозной нефти и увеличивается добыча. В качестве основной проблемы отмечена высокая себестоимость теплоносителя – пара [98].

Успешные испытания технологии добычи битуминозной нефти с применением парных двухустьевых горизонтальных скважин и закачкой пара для снижения вязкости нефти в пластовых условиях, позволили перейти к

промышленному этапу добычи на Ашальчинском месторождении. В настоящее время ведется добыча нефти с применением парных горизонтальных скважин и закачкой пара [99].

При реализации указанного проекта были разработаны и успешно применены следующие технологические приемы: расположение парных горизонтальных скважин при нефтенасыщенных толщинах более 10 метров, одиночных пароциклических горизонтальных скважин при меньших значениях толщин пласта. Это позволило охватить воздействием большую часть продуктивного пласт, изолировать водопроявления термоустойчивым управляемо разрушаемым составом в интервале фильтровой части ствола. Для повышения дебита скважин и снижения паронефтяного соотношения рекомендовано применение углеводородных растворителей вместе с паром [30].

Одним из направлений повышения степени извлечения нефти при применении парогравитационного метода на месторождениях сверхвязкой нефти является уплотнение сетки скважин. Так, в работе [100] рассмотрены варианты бурения и освоения новых вертикальных скважин, введение в эксплуатацию контрольного фонда, а также уплотнение сетки горизонтальных добывающих скважин. Бурение новых вертикальных и введение в эксплуатацию контрольных скважин было признано неэффективным по данным многих исследователей [100] из-за нерентабельности вложенных затрат на бурение и обустройство. Уплотнение сетки горизонтальных скважин также приводило к снижению экономической эффективности разработки элементов залежи, а бурение и обустройство - не окупались. Принимая во внимание эти факторы, актуальна необходимость поиска альтернативных методов повышения нефтеотдачи, в том числе третичных [101].

Хисамовым Р.С. [102], оценивая показатели эксплуатации скважин опытного участка Ашальчинского месторождения на базе анализа измерений температуры в контрольных скважинах, пробуренных вдоль горизонтального ствола скважин, работающих по технологии парогравитационного дренирования, установлено, что при отношении закачки пара к объемам пор пласта, равном 1,4-

1,5, и отношении дебитов жидкости к объему пор пласта, равном 3,2 – 3,5, применение технологии парогравитационного дренирования на пласт может обеспечить достижение КИН до 0,7 д.ед.

С применением методики расчета давления разрыва покрышки пласта на примере Ашальчинского месторождения, описанной в работе [103] установлено, что предельная величина забойного давления закачки пара на Ашальчинском месторождении составляет 1,85 МПа. Кроме того отмечено, что прорыв пара происходит через локально ослабленные зоны вблизи стволов скважин при их некачественной цементации.

Авторами работы [104] с учетом термобарических условий, при которых отсутствует опасность прорыва пара на Ашальчинском месторождении, выявлены закономерности добычи сверхвязких нефтей методом парогравитационного дренирования. Так, при термобарических условиях на приеме насоса, близких к условиям в паровой камере, повышается температура продукции скважины, и, происходит прорыв пара к добывающей скважине. В случае существенного снижения температуры в скважине по сравнению с паровой камерой, дебит нефти уменьшается.

В работе [105] была проведена технико-экономическая оценка различных технологий добычи битуминозной нефти: за счет термической обработки паром через горизонтальные и вертикальные скважины и подземно-поверхностного термошахтного метода для условий Ашальчинского нефтяного месторождения. Исследователями скважинный метод добычи битуминозной нефти признан более эффективным по сравнению с шахтным способом.

Методика сопоставления эффективности различных растворителей для снижения вязкости нефти в условиях роста температур в ходе освоения скважин при парогравитационном воздействии описана в статье [106]. На основе экспериментальных данных по влиянию различных растворителей в диапазоне исследуемых концентраций на вязкость тяжелой нефти авторами оценены процессы диффузионного массообмена для условий Ашальчинского нефтяного

месторождения. Наиболее существенное удельное снижение вязкости для анализируемых растворителей возможно при концентрациях в 0,05-0,1 процента.

Особенности добычи высоковязкой нефти с применением тепловых методов для условий Ашальчинского месторождения описаны в работе [107]. К преимуществам паротеплового воздействия авторами отнесена большая энтальпия пара, нейтральность к скважинному оборудованию, возможность использования поверхностно-активных веществ (ПАВ) и растворителей. Одним из вариантов дальнейшего совершенствования технологий, применяемых на Ашальчинском месторождении, является нестационарное или циклическое воздействие на битуминозный коллектор, совместимое с традиционными способами добычи битуминозной нефти.

В работе [108] для условий шешминского горизонта уфимского яруса пермской системы Мордово-Кармальского и Ашальчинского нефтяных месторождений, установлено, что между парами горизонтальных скважин, эксплуатируемыми по технологии парогравитационного дренирования, на уровне добывающих скважин образуется зона, не охваченная воздействием. Зариповым А.Т. предложено в неохваченной воздействием зоне пласта дополнительное бурение уплотняющих одиночных горизонтальных скважин с пароциклической обработкой пласта.

Рахимовой Ш.Г. [109] рассмотрено применение растворителей совместно с тепловым воздействием для условий Ашальчинского и Мордово-Кармальского нефтяных месторождений. Установлено, что первичный коэффициент вытеснения зависит от температуры при паротепловом воздействии, а увеличение объема закачки углеводородного растворителя влияет на величину конечного коэффициента вытеснения.

Ввод в разработку новых залежей битуминозной нефти на территории Республики Татарстан компанией ПАО «Татнефть», государственная поддержка на добычу битуминозной нефти и высокая стоимость эксплуатационных затрат на выработку пара оказывают существенное влияние на общее развитие компании. В этих условиях одним из методов существенного увеличения прибыли компании

является повышение эффективности разработки залежей битуминозной нефти ПАО «Татнефть» за счет увеличения добычи нефти и снижения затрат на выработку пара, которое может быть достигнуто с применением «гибридных» технологий, позволяющих увеличивать эффективность вытеснения битуминозной нефти.

Одним из методов повышения эффективности разработки залежей битуминозной нефти паротепловыми методами является добавление растворителя к закачиваемой оторочке пара. Добавление растворителя в паровую камеру может создать дополнительный эффект за счет гравитационного вытеснения нефти и довытеснения остаточной нефти под действием растворителя, снижая вязкость битуминозной нефти. Эффективность «гибридной» технологии определяется объемом и свойствами применяемых химреагентов.

На основании анализа особенностей геологического строения Ашальчинского нефтяного месторождения, мирового опыта разработки месторождений битуминозной нефти, а также опыта разработки Ашальчинского месторождения автором установлено, что циклическая закачка пара с оторочками растворителей является перспективной технологией добычи битуминозной нефти из зон пласта с нефтенасыщенной толщиной менее 10 метров, а также недренируемых зон между соседними парами скважин, работающих по технологии парогравитационного дренирования. Кроме того, такое воздействие может сократить время ввода в эксплуатацию новых горизонтальных скважин, что является предметом отдельного исследования.

Выводы по главе 1:

- По геологическим условиям Ашальчинского месторождения песчаная пачка шешминского горизонта (P_2ss) уфимского яруса (P_2u) пермской системы выделена в качестве перспективного объекта для добычи битуминозной нефти.
- На Северо-Ашальчинском поднятии начальная нефтенасыщенность, а также коэффициенты пористости, проницаемости и песчанистости имеют минимальные значения среди всех поднятий Ашальчинского нефтяного месторождения, кроме того Северо-Ашальчинское поднятие осложнено значительной расчлененностью.
- На Ашальчинском нефтяном месторождении установлено наличие протяженных краевых зон сокращенной толщины продуктивного пласта, в которых невозможно применение парных горизонтальных скважин работающих по технологии парогравитационного дренирования.
- Между соседними парами горизонтальных скважин, эксплуатируемых по технологии парогравитационного дренирования, образуется недренируемая зона на уровне добывающих скважин.
- Предложена классификация методов добычи битуминозной нефти с учётом проявления соответствующих механизмов.
- В мировой практике наибольшее распространение получили «горячие» методы добычи битуминозной нефти, по подгруппам «тепловых» и «гибридных» методов разработки автором отмечено, что для повышения технологической эффективности целесообразно повторение циклов воздействия.
- «Гибридные» технологии, сочетающие в себе положительные стороны «тепловых» и «химических» способов добычи битуминозной нефти, позволяют достичь высокого КИН за счёт взаимовлияния применяемых технологий.
- Перспективной технологией добычи битуминозной нефти из недренируемых зон Ашальчинского нефтяного месторождения является циклическая закачка пара с оторочками растворителей, которая может применяться, в том числе для сокращения времени ввода в эксплуатацию новых горизонтальных скважин.

ГЛАВА 2. Методические основы проведения фильтрационных экспериментов при пароциклическом воздействии с растворителем

Рентабельная выработка месторождений битуминозной нефти невозможна без применения современных методов их добычи, при этом важную роль играет корректность постановки лабораторных фильтрационных экспериментов по определению коэффициента вытеснения нефти, масштабирование результатов которых при проведении ОПР способствует повышению КИН.

2.1 Анализ существующего опыта проведения фильтрационных экспериментов

В настоящее время определение коэффициента вытеснения нефти путем проведения фильтрационного эксперимента регламентируется ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» (далее по тексту – Стандарт), в соответствии с которым для этих целей используется насыщенный керосином керн, предварительно полностью экстрагированный и высушенный [110]. При этом регламентировано восстановление смачиваемости производить в течение 16-24 часов. Исследованиями [111], выполненными группой авторов в 2012 году, установлено, что этого времени достаточно для восстановления смачиваемости, так как значительные изменения происходят в первые 24 часа при условиях, близким к пластовым. Дальнейшее увеличение времени выдержки образцов под давлением несущественно влияет на изменение смачиваемости.

Учеными во главе с Хижняк Г.П. [112] было установлено, что длительность «старения» керна может занимать от нескольких недель до нескольких месяцев. Авторами было показано, что применение методов «мягкой» экстракции с использованием растворителей, не влияет на изменение поверхностных свойств пород, что дало основание авторам рекомендовать гептан, алкан и аналогичные растворители, в отличии от ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород» [113], в котором рекомендовано использование спирто-бензольной смеси или четыреххлористого углерода при

экстрагировании. Хижняк Г.П. было доказано, что применение неэкстрагированного керна для сохранения естественной смачиваемости снижает достоверность определения коэффициента вытеснения, так как нефть, содержащаяся в породе, после длительного хранения, «теряет» большинство легких углеводородов, и происходит процесс её окисления. Кроме того, из-за испарения пластовой воды происходит осаждение кристаллов солей в поровом пространстве. В результате проведения фильтрационных экспериментов указанным способом снижается динамическая пористость керна и увеличивается вязкость нефти, что особенно важно при проведении исследований с тяжёлой битуминозной нефтью.

Стандарт [110] разработан, когда фильтрационные эксперименты в России проводились только на установке УИПК-1М (Рисунок 2.1.1).

Исследования проводят при воссоздании пластовых условий. Через керн помещаемый в кернодержатель прокачивают нефть, затем производят выдержку керна для восстановления смачиваемости и вытесняют нефть водой. К существенным недостаткам данной схемы относятся: применение оборудования аналогового типа, отсутствие регулятора противодавления, отсутствие термостабилизирования всей системы, велико влияние человеческого фактора.

На сегодняшний день все ведущие производители фильтрационных установок, как отечественные, так и зарубежные для подобных экспериментов используют схожую принципиальную схему компоновки оборудования, но, по сравнению с УИПК-1М, последовательность выполнения эксперимента задается оператором установки с помощью соответствующего программного обеспечения. В современных компьютеризированных установках имеется возможность задать точные давления, скорость и температуру, которые будут поддерживаться автоматически, тем самым позволяя достигнуть высокого уровня воспроизводимости экспериментов. Кроме того, наличие в современных установках различных уставок безопасности позволяет обеспечить нормальную эксплуатацию, предотвращая аварийные ситуации. В целом, значительная

автоматизация позволила исключить большинство указанных недостатков фильтрационных установок первого поколения.

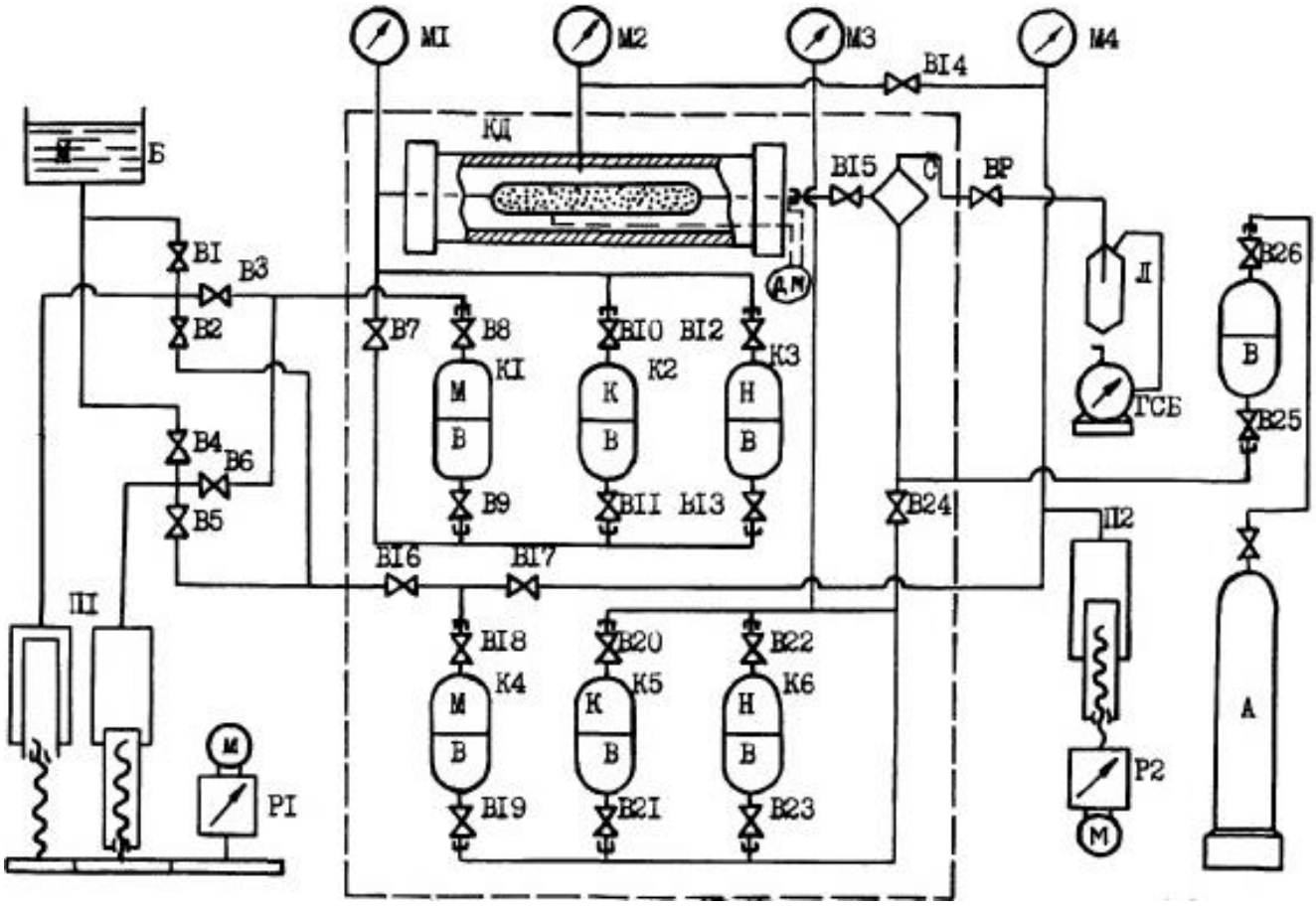


Рисунок 2.1.1 – Принципиальная схема соединения узлов установки для определения коэффициента вытеснения нефти водой по ОСТ 39-195-86: КД − кернодержатель; К1−К6 − контейнеры жидкостные; М1−М4 − манометры образцовые; В1−В26 − вентили игольчатые; ВР − вентиль регулируемый; С − контейнер жидкостный специальный (или бюретка высокого давления); Л − мерная бюретка-сепаратор; ГСБ − газовый счетчик барабанный; III − пресс с регулируемым редуктором и реверсивным электродвигателем; П2 − пресс с реверсивным электродвигателем; Б − масляный бачок; Р1 − редуктор регулируемый; Р2 − редуктор; М − масло; К − керосин; Н − нефть; В − вода; А − азот; м − мотор; дм − дифманометр

На европейском рынке одним из лидирующих производителей является Vinci Technologies и разработанные ими лабораторно-измерительные комплексы серии CFS, предназначенные для проведения фильтрационных исследований образцов керна, используется при обосновании данных при проектировании разработки месторождений [114]. Комплексы позволяют проводить исследования начальной фазовой проницаемости по нефти, остаточной нефтенасыщенности, фазовой проницаемости по воде, коэффициента вытеснения нефти [115].

На американском рынке лидером в производстве петрофизического оборудования является Core Lab Instruments, фильтрационные установки которого автоматизированы и позволяют проводить исследования в пластовых условиях, для оценки проницаемостей по жидкости, закачки химикатов и растворителей, а также тестирования относительной проницаемости систем «жидкость/жидкость» и «жидкость/газ» при нестационарном заводнении [116].

На отечественном рынке ведущей компанией в производстве оборудования для исследования керна является АО «Геологика». Установка по исследованию керна в условиях высоких температур в кислотостойком исполнении ПИК-ОФП/ЭП-К-Т (Рисунок 2.1.2), может работать в автоматическом и ручном режимах, и предназначена для проведения как стандартных, так и специализированных экспериментов [117] в условиях, максимально приближенных к пластовым условиям месторождений битуминозной нефти, в том числе Ашальчинского месторождения. Кроме того установка позволяет работать с неконсолидированными образцами керна и проводить вытеснение паром в сочетании с различными химическими реагентами [118].

В существующие регламентирующие положения Стандарта [110], автором предлагается корректировка по нескольким направлениям [119].

1. Требования к растворителям для экстрагирования керна и используемой воде.

2. Погрешности измерения температуры.

3. Замена материалов, используемых при производстве элементов контактирующих с флюидами.

4. Постановка эксперимента.

5. Замена части составных элементов (бюретки высокого давления и специальные жидкостные контейнеры).

6. Добавление требований к неконсолидированным кернам и методики проведения экспериментов с ними.

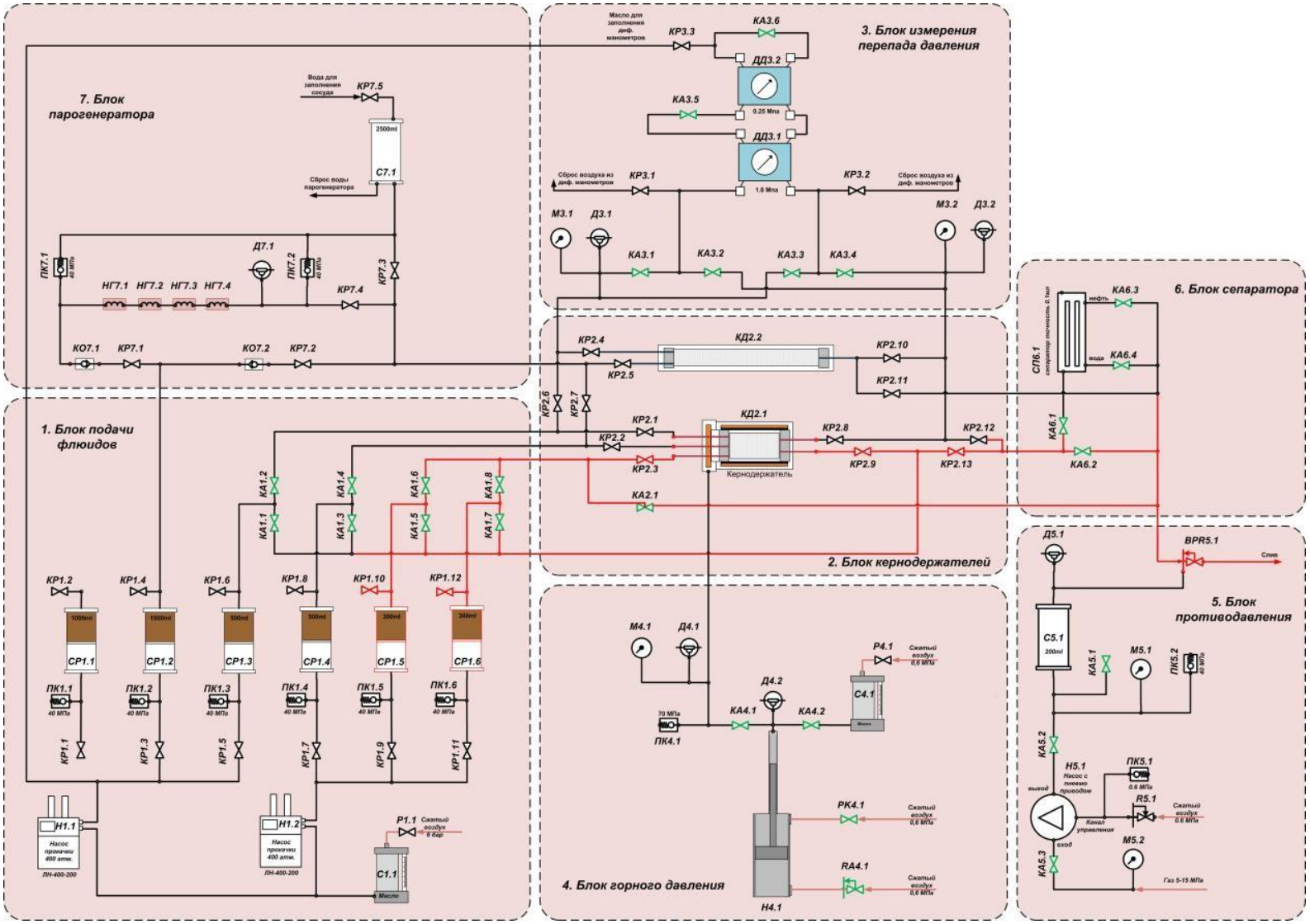


Рисунок 2.1.2 – Гидравлическая схема фильтрационной установки Геологика ПИК-ОФП/ЭП-К-Т: КД2.1–КД2.2 – кернодержатели; СР1.1–СР1.6 – контейнеры жидкостные; М3.1–М5.1 – манометры образцовые; Д3.1–Д7.1 – манометры электронные; КР1.1–КР7.5 – краны ручные; КА1.1–КА6.4 – краны автоматические; СП6.1 – ультразвуковой сепаратор; ПК1.1–ПК7.2 – предохранительные клапаны; НГ7.1–НГ7.4 – электронагреватели; Н1.1–Н5.1 – насосы; С1.1–С7.1 – масляные и воздушные бачки; ДД3.1–ДД3.2 – дифманометры

Ранее при проведении фильтрационных исследований рекомендовалось использовать пластовую воду, либо ее модель. Однако при этом не учитывался тот факт, что вода, применяемая для заводнения нефтяных пластов, согласно действующим нормативно-техническим документам [120-129], может оказывать негативное влияние на конечный результат проводимого эксперимента, снижая динамическую пористость в результате кольматирования каналов фильтрации механическими примесями, частицами эмульгированной нефти, выпадением осадков и солей. Все перечисленные факты могут привести к искажению результатов проведенного эксперимента или привести к порче используемого оборудования. В связи с этим автором настоящей работы предлагается изменение требований к используемой модели воды, в части отсутствия содержания механических примесей, которые могут полностью заблокировать пустотное пространство модели и ускорить износ используемого оборудования.

Также автором предлагается ужесточение требований к погрешности измерения температуры. Указанная в Стандарте [110] погрешность в ±1 ^{0}C является довольно существенной в отдельных случаях, что может изменить вязкость нефти, и, как следствие, значение коэффициента вытеснения. К тому же, за 30 летний период после утверждения этого документа, вследствие значительного технологического прорыва, современное оборудование позволяет поддерживать стабильную температуру с погрешностью ±0,1 ^{0}C. Уточнение интервала погрешности температуры позволит улучшить сходимость результатов фильтрационных экспериментов.

Кроме того автором предлагается изменение требований к материалам, из которых изготавливаются части оборудования, контактирующие с флюидами. В отличие от рекомендаций Стандарта [110], в соответствии с которыми применялись медные трубки и трубки из сплава никеля, предлагается исключить использование меди, которая при контактировании с углеводородами, окисляется с последующим выпадением окислов в осадок, что, в свою очередь, может также заблокировать пустотное пространство модели и ускорить износ используемого оборудования.

В качестве методической основы при составлении Стандарта [110], по мнению авторов [130], были учтены рекомендации [131] по десятикратному увеличению скорости фильтрации при исследовании единичного образца керна или короткой насыпной модели пласта. При этом не была учтена зависимость относительной проницаемости от градиента давления при проведении фильтрационного эксперимента. По данным других исследователей [132] не рекомендовалось увеличение градиента давления из-за появления эффектов, приводящих к формированию турбулентных потоков при большой скорости вытеснения и отклонению от закона Дарси. Очевидна необходимость актуализации методики постановки фильтрационного эксперимента, в том числе и с насыпными моделями.

Предлагается исключить из набора оборудования для фильтрационных экспериментов бюретки высокого давления и специальный жидкостный контейнер в связи с отсутствием необходимости применения перечисленного оборудования и внедрением автоматических регуляторов противодавления, позволяющих исключить лишние единицы оборудования, снижая погрешность измерения. Предлагается использование мерных бюреток-сепараторов с ценой деления не более 0,2 миллилитра и применение ультразвуковых, оптических и других автоматических сепараторов, исключающих влияние человеческого фактора при измерениях.

Развитие современных тенденций физического моделирования процессов разработки месторождений битуминозной нефти, керновый материал которых может быть как неконсолидированным, так и легкоразрушаемым в ходе проведения экспериментов, также не учтено в Стандарте [110]. Поэтому предлагается дополнение его методикой, содержащей требования к насыпной модели, неконсолидированному керну и рабочим агентам (в том числе к пару), а также к проведению эксперимента в таких условиях.

Известен опыт проведения подобных экспериментов. В ТатНИПИнефть, специалистами которого проводились работы по изучению влияния пара на эффективность вытеснения битуминозной нефти из насыпной модели пласта на

основе физического моделирования. Исследование процесса вытеснения битуминозной нефти осуществлялось при повышенных температурах на линейных моделях пласта, в качестве которых использовались прямые холодильники (Либиха), состоящие из стеклянных трубок, впаянных в стеклянные рубашки. Внутренняя стеклянная трубка заполнялась песчаником с битуминозной нефтью из коллектора шешминского горизонта Ашальчинского месторождения. При проведении опытов насыпные модели устанавливались вертикально и соединялись резиновым шлангом с термостатом. Начальное нефтесодержание было принято 11,6 весовых процентов. Опыты качественно имитировали технологию парогравитационного дренирования. Вода, подаваемая сверху в нагретую до 150 °С модель пласта, превращалась там в пар, так как давление в стеклянной трубке с нефтесодержащим песком не превышало 0,1 МПа. Процесс вытеснения паром сверху вниз проводили до практического отсутствия нефти на выходе из насыпной модели пласта. Итоговый коэффициент вытеснения, по данным экспериментов проведенных в ТатНИПИнефть, составил 68,2 процента.

Специалистами ИОФХ им А.Е. Арбузова КазНЦ РАН также проводилось физическое моделирование процессов нефтевытеснения паром, в том числе с применением химических реагентов, с использованием лабораторного стенда, состоящего из модельной ячейки (кернодержателя) и парогенератора, в качестве которого использовался лабораторный автоклав с возможностью программируемого нагрева и обеспечения постоянного потока пара. Модельная ячейка представляла собой герметичную камеру из металла со стеклянными стенками. Модельная ячейка, расположенная строго вертикально, имела объем внутренней камеры 175 см^3 с толщиной 20 мм, и диаметром 100 мм. Пар с температурой 115-120 ºС и избыточным давлением 0,2 атм. через резиновый шланг поступал в модельную ячейку. Ввод пара осуществлялся через верхнее отверстие, а отбор проб вытесняемого флюида - через нижнее отверстие.

Для физического моделирования процесса нефтевытеснения в каждом эксперименте готовилась смесь песка и битуминозной нефти, с

десятипроцентным массовым содержанием нефти. Песок предварительно промывался водой, высушивался и фракционировался на ситах с получением фракции с размером частиц 0,250-0,315 мм. Во всех экспериментах в модельную ячейку помещалось одинаковое количество смеси песка с нефтью, которое составило 359г. В парогенератор помещали 200 см^3 дистиллированной воды из расчета три поровых объема модельной ячейки, после чего включали нагрев и осуществляли эксперименты по нефтевытеснению. В случае использования химреагентов, их дозировали шприцом в количестве 3,59 г (10 процентов от массы нефти) в верхнее отверстие модельной ячейки перед началом подачи пара. Отбор проб вытесняемых флюидов осуществлялся в градуированные пробирки объемом по 10 мл. Фиксировалось время наполнения каждой пробирки. После выкипания воды в парогенераторе подача пара прекращалась, что сопровождалось падением давления в системе и прекращением процесса выхода флюидов из нижнего отверстия модельной ячейки. Далее модельная ячейка остывала до комнатной температуры. Для извлечения остаточной нефти весь объем песка из модельной ячейки извлекался и промывался в стеклянном стакане бензолом. Бензольный раствор декантировали, отгоняли растворитель и высушивали песок под вакуумом до постоянной массы. Для пробирок с вытесненной нефтью и водой фиксировали их общую массу. Затем в каждую пробирку добавляли по 0,05 мл ПАВ для разрушения эмульсии. Далее пробирки выдерживали 2 часа при 90 ºС в сушильном шкафу и после этого в них измеряли объем воды. Отсутствие остаточной воды в верхнем слое нефти определяли визуально под микроскопом при 140-кратном увеличении. Масса вытесненной нефти определялась как разница между массой пробирки со смесью нефти и воды и массой воды, отделившейся от смеси.

Сотрудниками УГТУ для проведения исследований использовали насыпную модель пласта (длиной 450 мм) [10], её заполняли пластовой водой, которую потом вытесняли дегазированной тяжелой нефтью Усинского месторождения до появления на выходе безводной нефти. Затем модель термостатировали при заданной температуре. После этого в модель закачивали

определенное количество растворителя, в качестве которого была использована девонская легкая нефть Усинского месторождения. В последующем переходили к закачке воды, которую вели до практически полного обводнения добываемой продукции. Скорость вытеснения нефти в период закачки растворителя и воды была постоянной. При начальной температуре пласта оптимальный размер оторочки составил 0,2 порового объема пласта. При этом нефтеотдача достигала 57,4 процента, что в 1,7 раза больше, чем при гидродинамическом вытеснении нефти только водой той же температуры. При температуре 40 ^{o}C нефтеотдача достигала максимального значения (77 процентов) при размере оторочки легкой нефти 0,5 порового объема пласта. Таким образом, был определен оптимальный размер оторочки растворителя, превышение которого может привести к преждевременному прорыву растворителя на выходе из модели. В результате этого в пласте создаются каналы с пониженным фильтрационным сопротивлением, по которым в дальнейшем может двигаться вытесняющий агент. Это приводит к снижению коэффициента охвата и нефтеотдачи пласта. Увеличение размера оторочки при повышенной температуре обусловлено тем, что при этих условиях уменьшается соотношение вязкостей нефти и растворителя, что может привести к повышению КИН.

Таким образом, автором в существующем Стандарте [110], регламентирующем исследования по определению коэффициента вытеснения нефти, предлагаются следующие изменения:

- дополнение Стандарта методикой, содержащей требования к проведению эксперимента с насыпной моделью, неконсолидированным керном, различными рабочими агентами (в том числе и с паром).
- дополнение Стандарта требованиями к оборудованию, применяемому при фильтрационных экспериментах:

а) исключением применения меди при изготовлении элементов оборудования, непосредственно контактирующих с флюидами;

б) исключением из набора оборудования для фильтрационных экспериментов бюреток высокого давления и специальных жидкостных

контейнеров в связи с отсутствием необходимости применения перечисленного оборудования и внедрением автоматических регуляторов противодавления, позволяющих исключить лишние единицы оборудования, снижая погрешность измерения. Предлагается использование мерных бюреток-сепараторов с ценой деления не более 0,2 миллилитра;

в) применение ультразвуковых, оптических и других автоматических сепараторов, исключающих влияние человеческого фактора при измерениях.

- изменить требования к растворителям для экстрагирования керна и применяемой модели воды:

а) замена спирто-бензольной смеси и четыреххлористого углерода, применяемых при экстрагировании образца керна, на гептан, алкан и аналогичные растворители, не влияющие на поверхностные свойства пород, что позволит предотвратить изменение смачиваемости породы;

б) исключение применения пластовой воды без предварительной подготовки по удалению механических примесей, солей, эмульгированной нефти и др., которые могут заблокировать пустотное пространство модели и ускорить износ используемого оборудования.

Введение перечисленных изменений позволит более качественно проводить эксперименты на стадии воссоздания пластовых условий, с более высокой точностью оценивать коэффициент вытеснения нефти, снизить погрешности при проведении экспериментов [119].

2.2 Методика определения коэффициента вытеснения битуминозной нефти по фильтрационным экспериментам

Как было показано выше, в настоящее время отсутствует единая методика проведения фильтрационных исследований по определению коэффициента вытеснения битуминозной нефти из насыпной модели пласта с применением пара и композиций растворителей. В рамках выполнения ПНИЭР по соглашению о предоставления субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195 на базе ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» при непосредственном

участии автора настоящей работы была разработана методика определения коэффициента вытеснения нефти в лабораторных условиях на фильтрационной установке «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» (производство АО «Геологика»). Известно, что насыпные модели пласта используются для физического моделирования условий тех месторождений, керн которых легко разрушается при нормальных условиях. Поэтому для моделирования условий Ашальчинского нефтяного месторождения использована насыпная модель пласта, так как роль цемента в породе выполняет непосредственно битуминозная нефть.

Для подготовки насыпной модели немолотый кварцевый песок, насыщенный битуминозной нефтью, отобранной из скважин Ашальчинского нефтяного месторождения, из расчета 11,6 процентов нефтенасыщенности по объему, равномерно заполнялся в кернодержатель, с постепенным уплотнением насыпаемого материала. По завершению процесса заполнения кернодержателя объемная плотность насыпной модели должна составлять 1,6-2,0 кг/м^3. Это соответствует плотности реального образца керна Ашальчинского нефтяного месторождения. Кроме того, предварительно измерялся внутренний объем кернодержателя и рассчитывался геометрический объем модели по формуле 2.2.1

$$V_{\text{мод}} = \frac{\pi d^2}{4} \cdot l, \qquad (2.2.1)$$

где d – диаметр модели, см; l – длина модели, см; $V_{\text{мод}}$ – объем модели, см^3.

Определялся вес нефтенасыщенного песка в модели по формуле 2.2.2

$$\mathrm{P}_{\text{п}} = \mathrm{P}_2 - \mathrm{P}_1, \qquad (2.2.2)$$

где P_1 – вес остатка смеси песка и нефти, г; P_2 – вес приготовленной смеси песка и нефти, г; $\mathrm{P}_{\text{п}}$ – вес нефтенасыщенного песка в модели, г.

Рассчитывалось содержание нефти в этом песке по формуле 2.2.3

$$S_{\text{Н}} = \text{Р}_{\text{п}} \cdot 11{,}6/100, \tag{2.2.3}$$

Рассчитывался объем песка в модели по формуле 2.2.3

$$V_{\text{п}} = (P_{\text{п}} - S_{\text{н}})/2{,}65, \tag{2.2.4}$$

где 2,65 – истинная плотность утрамбованного песка, г/см^3.

Объем пор модели определялся по формуле 2.2.5

$$V_{\text{пор}} = V_{\text{мод}} - V_{\text{п}}, \tag{2.2.5}$$

где $V_{\text{пор}}$ – объем пор модели, см^3.

Фильтрационная установка готовилась к измерениям в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Перед началом эксперимента ручные краны и автоматические клапаны должны быть закрыты. Термобарические условия в модели должны соответствовать условиям реального месторождения.

С использованием насыпной модели длиной 100 см и диаметром 3 см на фильтрационной установке Геологика «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» (Рисунок 2.1.2) был выполнен ряд экспериментов по вытеснению битуминозной нефти паром и различными композициями растворителя. Программным обеспечением установки предусмотрена регистрация в автоматическом режиме данных с датчиков давления и температуры. После подготовки фильтрационной установки к измерениям в соответствии с инструкцией по эксплуатации, был произведен замер объема модели методом пролива дистиллированной воды. Объем модели составил 706,8 см^3.

Термостатирование насыпной модели пласта путем включения электронагревателей, установленных на поддержание температуры до 150 °С, позволило сократить время проведения эксперимента, так как и в лабораторных и в пластовых условиях требуется значительное время для прогрева пласта с помощью энергии пара. Кроме того, это позволило нивелировать воздействие внешних негативных факторов, например кратковременного отключения подачи пара, связанного с ограниченным объемом водяной емкости парогенератора. В пласте подобные проблемы несущественны в связи с масштабом зоны воздействия.

Фильтрационные эксперименты по вытеснению битуминозной нефти с применением пара выполнялись при заданной скорости закачки пара 1 мл/мин, с постоянным контролем перепада давления. Количество воды, использованной для приготовления пара, составило пять объёмов пор насыпной модели.

По мере заполнения цилиндра на выходной трубке установки, по шкале определялся объем вытесненной нефти. После прокачки паром пяти поровых объёмов модели начинали закачку композиции растворителя. Количество растворителя, используемого при закачке с паром, составило 10% от объёма пор насыпной модели. После прокачки композиции растворителя выходной конец модели перекрывался и выдерживался в течение 30 минут.

Реализация экспериментов в пароциклическом режиме вытеснения битуминозной нефти паром и растворителями с ПАВ на насыпной модели пласта (без моделирования «связанной» воды) заключалась в выполнении следующей последовательности этапов:

1 этап – первичное вытеснение битуминозной нефти паром (закачка пяти поровых объемов модели пласта пара при температуре 150 °С) и отбор продукции $V_{н1}$;

2 этап – закачка оторочки композиции растворителя (размером 10 процентов от объема пор модели пласта) и отбор продукции $V_{н2}$;

3 этап – перекрытие одного конца трубки (выход), выдержка модели при 150 °С в течение 30 минут;

4 этап – прокачка пара в количестве пяти поровых объемов модели пласта и отбор продукции $V_{нз}$.

Поскольку растворитель легко смешивается с нефтью, возможно, что в вытесненной нефти может содержаться какое-то количество растворителя, который отделить от нефти на выходе из модели не представляется возможным, хотя и предполагается, что летучие фракции выходят первыми во время вытеснения паром. Вследствие этого, рассчитанный коэффициент вытеснения нефти может иметь несколько завышенное значение. Для исключения этой ошибки песок после окончания экспериментов удаляется из модели, тщательно разравнивается и сушится при комнатной температуре. Высушенный песок взвешивается, и по разнице массы до и после эксперимента определяется количество извлеченной нефти. Коэффициент вытеснения нефти из насыпной модели рассчитывался по формуле 2.2.6

$$К_{выт.кон} = \frac{M_{нп(исх)} - M_{нп(кон)}}{M_{н(исх)}} \cdot 100, \quad (2.2.6)$$

где $К_{выт.кон}$ – конечный коэффициент вытеснения, %; $M_{нп(исх)}$ – исходная масса нефтенасыщенного песка в модели, г; $M_{нп(кон)}$ – конечная масса нефтенасыщенного песка в модели, г; $M_{н(исх)}$ – исходная масса нефти в модели, г.

Данная методика позволяет с высокой точностью оценить эффективность различных химических реагентов, так как воссоздание пластовых условий в лаборатории позволяет смоделировать предполагаемые процессы наиболее близко к происходящим в продуктивном пласте, при этом имея возможность управления параметрами процесса воздействия. Кроме того, лабораторные фильтрационные эксперименты, в условиях максимально приближенных к пластовым, позволяют эффективнее масштабировать результаты лабораторных исследований, сокращая риски при проведении ОПР на реальном месторождении. [133].

Выводы по главе 2:

▪ В настоящее время определение коэффициента вытеснения нефти путем проведения фильтрационного эксперимента регламентируется ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях», устаревшим за более чем три десятилетия с момента введения.

▪ Автором предлагается корректировка ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» по нескольким направлениям:

1. Требования к растворителям для экстрагирования керна и используемой воде:

▪ замена спирто-бензольной смеси и четыреххлористого углерода, применяемых при экстрагировании образца керна, на гептан, алкан и аналогичные растворители, не влияющие на поверхностные свойства пород, что позволит предотвратить изменение смачиваемости породы;

▪ исключение применения пластовой воды без предварительной подготовки по удалению механических примесей, солей, эмульгированной нефти и др., которые могут заблокировать пустотное пространство модели и ускорить износ используемого оборудования.

2. Погрешности измерения температуры:

▪ снижение интервала погрешности температуры с в ±1 ^{0}C до ±0,1 ^{0}C, что позволит улучшить сходимость результатов фильтрационных экспериментов.

3. Замена материалов, используемых при производстве элементов контактирующих с флюидами:

▪исключение применения меди при изготовлении элементов оборудования, непосредственно контактирующих с флюидами.

4. Постановка эксперимента:

▪ не рекомендуется увеличение градиента давления из-за появления эффектов, приводящих к формированию турбулентных потоков при большой скорости вытеснения и отклонению от закона Дарси.

5. Замена части составных элементов:

- исключение из набора оборудования для фильтрационных экспериментов бюреток высокого давления и специальных жидкостных контейнеров в связи с отсутствием необходимости применения перечисленного оборудования и внедрением автоматических регуляторов противодавления, позволяющих исключить лишние единицы оборудования, снижая погрешность измерения. Предлагается использование мерных бюреток-сепараторов с ценой деления не более 0,2 миллилитра;
- применение ультразвуковых, оптических и других автоматических сепараторов, исключающих влияние человеческого фактора при измерениях.

6. Добавление требований к неконсолидированным кернам и методики проведения экспериментов с ними:

- Предложена методика проведения фильтрационных экспериментов для определения коэффициента вытеснения битуминозной нефти с применением пара и химических реагентов из насыпных моделей пласта.

ГЛАВА 3. Физическое моделирование пароциклического воздействия с закачкой растворителя

Разработка месторождений битуминозной нефти сопряжена с решением серьезных технологических и экономических вызовов. Для извлечения запасов битуминозной нефти из краевых зон Ашальчинского месторождения в Татарстане технология парогравитационного дренирования не может быть использована из-за небольших толщин пласта и невозможности размещения парных добывающих и нагнетательных скважин для реализации паро-гравитационного воздействия на пласт. В качестве технологически возможного решения предложена закачка оторочки растворителя, способствующая дополнительному отмыву нефти от породы, увеличению зоны дренирования скважин при выработке запасов, не подверженных воздействию паром.

На практике с целью снижения вязкости добываемой нефти, зачастую применяют ароматические (толуол, ксилол, бензол и т.д.) и алифатические (петролейный эфир, ШФЛУ, газовый бензин, нефрасы, ацетон и т.д.) углеводородные растворители. Ароматические растворители, кроме изменения вязкости, позволяют предотвратить осаждение асфальтено-смолистых веществ из нефти. ПАВ используют для снижения межфазного натяжения и улучшения продвижения флюида по пласту к добывающей скважине. При подборе необходимых концентраций и способов подачи растворителя достигается значительное повышение эффективности теплового воздействия, что приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти [134].

В рамках выполнения ПНИЭР по соглашению о предоставления субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195 сотрудниками ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» разработана «Методика комплексного выбора композиции растворителя для воздействия на битуминозную нефть» (заявка № 2018137783, приор. 25.10.18). В методику включены: определение степени диффузии композиции растворителя в керновый материал, определение степени отмыва, испытания на термостабильность, реологические и спектрофотометрические исследования[135].

Рассмотренные сотрудниками ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» одиннадцать вариантов композиций растворителей содержали в своём составе растворитель РП (от 75 до 80 процентов), Толуол (от 0,5 до 19,3 процентов), Нефрас (от 0,5 до 19,3 процентов), ПАВ (0,2 процента). Первичные реологические и спектрофотометрические исследования составов, а также исследования по определению оптимальной концентрации ПАВ проведены сотрудниками лаборатории «Проблем добычи высоковязких нефтей и природных битумов». В результате этих работ для дальнейшего изучения по «Методике комплексного выбора композиции растворителя для воздействия на битуминозную нефть» (заявка № 2018137783, приор. 25.10.18) отобраны композиции растворителя № 7, 9 и 10. Для сравнения специалистами ТатНИПИнефть предоставлены композиции № 12, 13 и 14, содержащие в своём составе РП (от 85 до 95 процентов) и Толуол (от 5 до 15 процентов). Исследования по определению степени диффузии композиции растворителя в керновый материал, определению степени отмыва и испытания на термостабильность проведены сотрудниками лаборатории «Нефтепромысловой химии». Реологические и спектрофотометрические [135] исследования проведены сотрудниками лаборатории «Проблем добычи высоковязких нефтей и природных битумов».

По результатам вышеописанных работ, сотрудниками ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» для проведения фильтрационных исследований выбраны композиции №7 и №9. Причем композиция №9 предполагала большую эффективность, чем композиция №7. Кроме того, для дополнительного подтверждения эффективности выбранных составов отобрана композиция №12, применяемая специалистами ТатНИПИнефть.

3.1. Разработка требований к проведению экспериментальных работ на насыпных моделях пласта и уточнение методики проведения фильтрационных экспериментов по пароциклическому воздействию с растворителем

Для предварительной «отработки» предложенных технических решений по добыче битуминозной нефти в лабораторных условиях использованы фильтрационные эксперименты, которые дают возможность сократить риски при ОПР, масштабируя полученные результаты на реальное месторождение.

Одним из важнейших показателей технологической эффективности принятой системы и методов разработки месторождения [23], является коэффициент нефтеизвлечения, определяемый по предложению академика Крылова А.П., произведением коэффициента охвата на коэффициент вытеснения. При этом факторы, влияющие на коэффициент вытеснения, отнесены к механизмам микроуровня, а факторы, влияющие на коэффициент охвата – к механизмам макроуровня.

Физическое моделирование пароциклического воздействия с закачкой оторочки растворителя позволило глубже изучить главным образом механизм взаимодействия растворителя и пара с битуминозной нефтью и породой на микроуровне в зависимости от термобарических условий разработки пласта, а также оценить его влияние на коэффициент вытеснения на насыпных моделях пластов в лабораторных условиях до проведения промысловых работ в условиях скважин.

Как было показано ранее, определение коэффициента вытеснения нефти при проведении фильтрационного эксперимента регламентируется стандартом ОСТ 39-195-86 [110], в котором отсутствует порядок проведения работ на насыпных моделях пласта, в том числе при применении теплового воздействия с химреагентами [136]. Кроме того, автором был предложен ряд дополнений по положениям стандарта ОСТ 39-195-86, которые позволят повысить качество проведения экспериментов на стадии воссоздания пластовых условий, с более

высокой точностью оценивать коэффициент вытеснения нефти, снизить погрешности при проведении экспериментов.

В работе [137] на основании результатов тестовых экспериментов (Рисунок 3.1.1, Приложение А Рисунок А.1-А.6) разработаны требования к проведению экспериментальных работ по определению параметров закачки пара и растворителя на насыпных моделях пласта, на базе которых верифицированы основные положения методики, позволяющей определить коэффициент вытеснения битуминозной нефти из насыпной модели при воздействии указанных реагентов, без влияния реальной геологической изменчивости пласта.

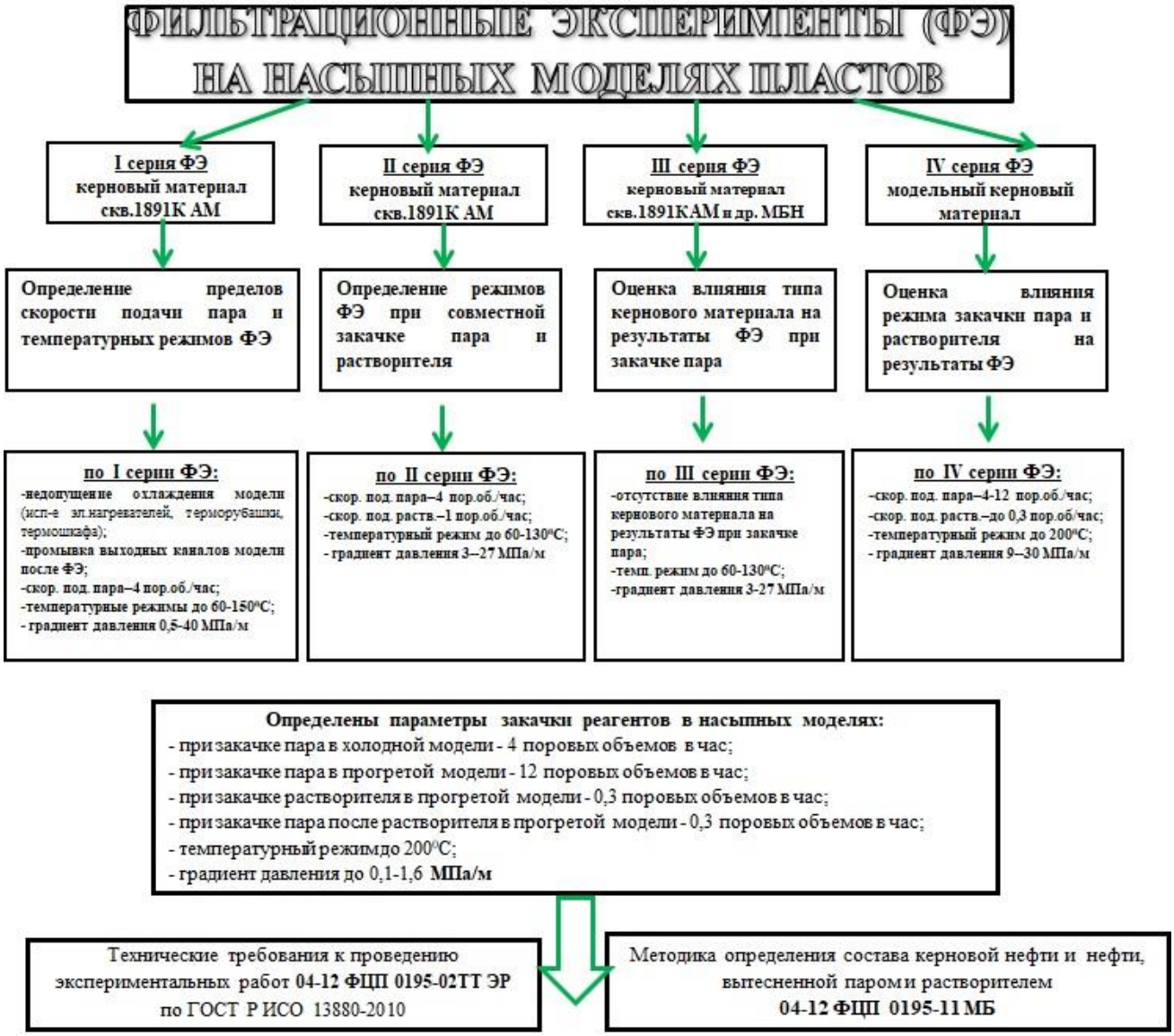


Рисунок 3.1.1 – Блок-схема разработки технических требований к проведению экспериментальных работ

Реализация экспериментов в пароциклическом режиме вытеснения битуминозной нефти паром и композициями растворителей из насыпной модели пласта (без моделирования «связанной» воды) заключалась в выполнении этапов1-4:

1 этап – первичное вытеснение битуминозной нефти паром в количестве пяти поровых объемов модели пласта и отбор продукции;

2 этап – закачка оторочки композиции растворителя (объемом 5, 10, 15 % от объема пор модели пласта) и отбор продукции;

3 этап – перекрытие одного конца трубки (выход), выдержка модели при заданной температуре в течение 30 минут;

4 этап – прокачка пяти поровых объемов модели пласта паром и отбор продукции.

В первой серии экспериментов определяли (Рисунок 3.1.2) пределы скорости подачи пара и допустимые температурные режимы для насыпной модели пласта.

По итогам первой серии экспериментов сделаны следующие выводы:

– для недопущения охлаждения модели в ходе эксперимента рекомендовано использование электронагревателей, терморубашки и термошкафа (для прогрева выходных каналов);

– по завершению эксперимента рекомендована промывка выходных каналов для исключения возможности застывания в них битуминозной нефти;

– для контроля выхода жидкости необходимо использование отдельной емкости в каждом этапе эксперимента;

– определены пределы скорости подачи пара (до 4 поровых объемов в час) и допустимые температурные режимы (до 60-150 ^{0}C) при градиенте давления 0,5-40 МПа/м для насыпной модели пласта.

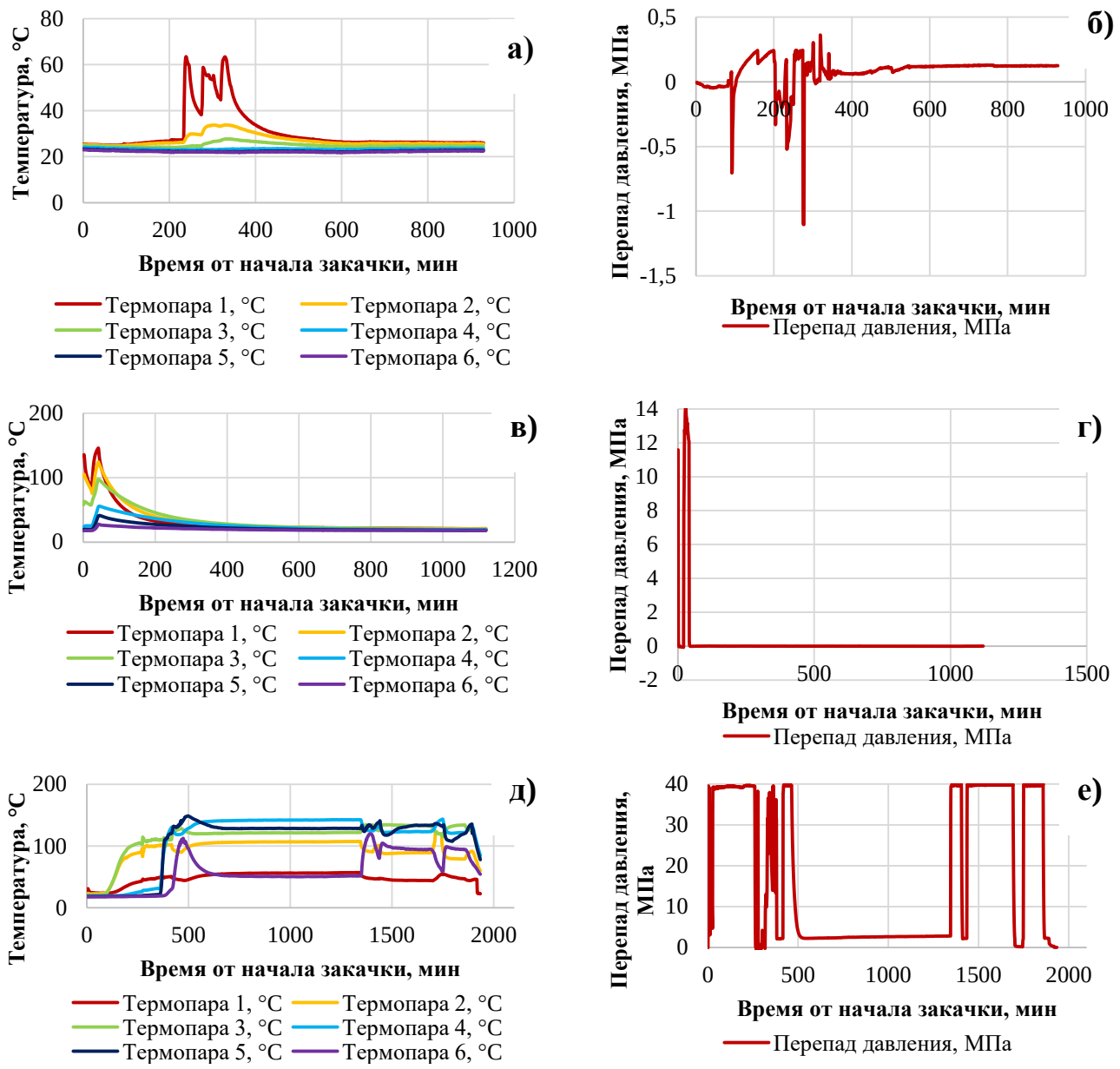


Рисунок 3.1.2 - Данные по 1 эксперименту I серии
Зависимость температуры от времени: а - первый этап; в - второй этап; д - третий этап;
Зависимость перепада давления от времени: б - первый этап; г – второй этап; е – третий этап

Во второй серии фильтрационных экспериментов определяли возможные режимы совместной закачки пара и растворителя для насыпной модели пласта (Рисунок 3.1.3): скорости подачи пара (1-4 поровых объемов в час), скорости подачи растворителя (1 поровый объем в час), допустимые температурные режимы (до 170 ^{0}С) при градиенте давления 0,5-30 МПа/м.

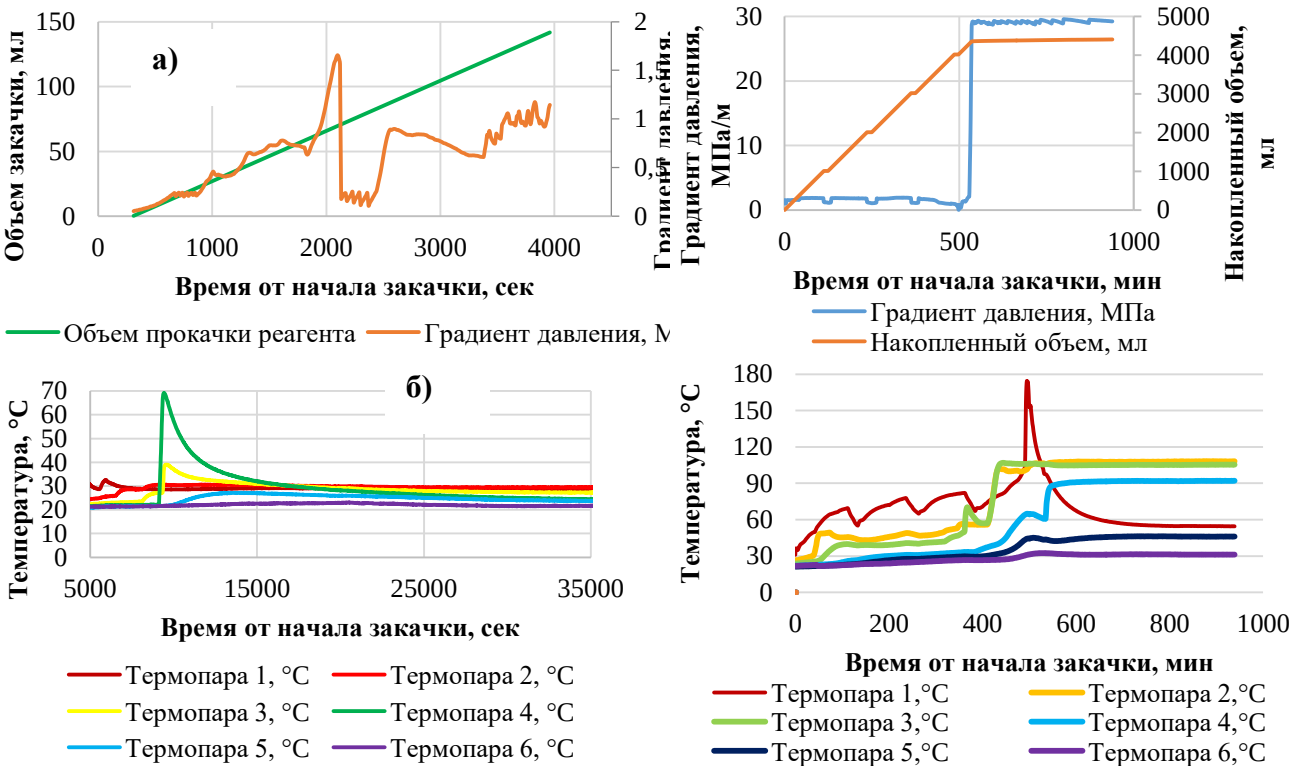


Рисунок 3.1.3 - Данные по II серии экспериментов: а) зависимость градиента давления и объёма прокачанного реагента от времени; б) зависимость прогрева модели от времени;

В третьей серии экспериментов определяли влияние кернового материала на результат фильтрационного эксперимента при закачке пара в насыпную модель пласта. Для сравнения использован керновый материал скважины 1891К (163,4 м – 167,4 м) Северо-Ашальчинского поднятия и керновый материал одной из скважин месторождения битуминозной нефти Республики Татарстан. В ходе экспериментов осуществляли прокачку только пара с температурой 220 °С, с постепенным повышением скорости прокачки от 4 до 8-12 поровых объёмов в час. По итогам третьей серии экспериментов отмечено (Рисунок 3.1.4) отсутствие значительного влияния типа кернового материала на результат фильтрационных экспериментов при закачке пара в насыпную модель со скоростью до 4 поровых объемов в час, температурных режимах до 50-210 ^{0}С и градиенте давления 0,5-6 МПа/м.

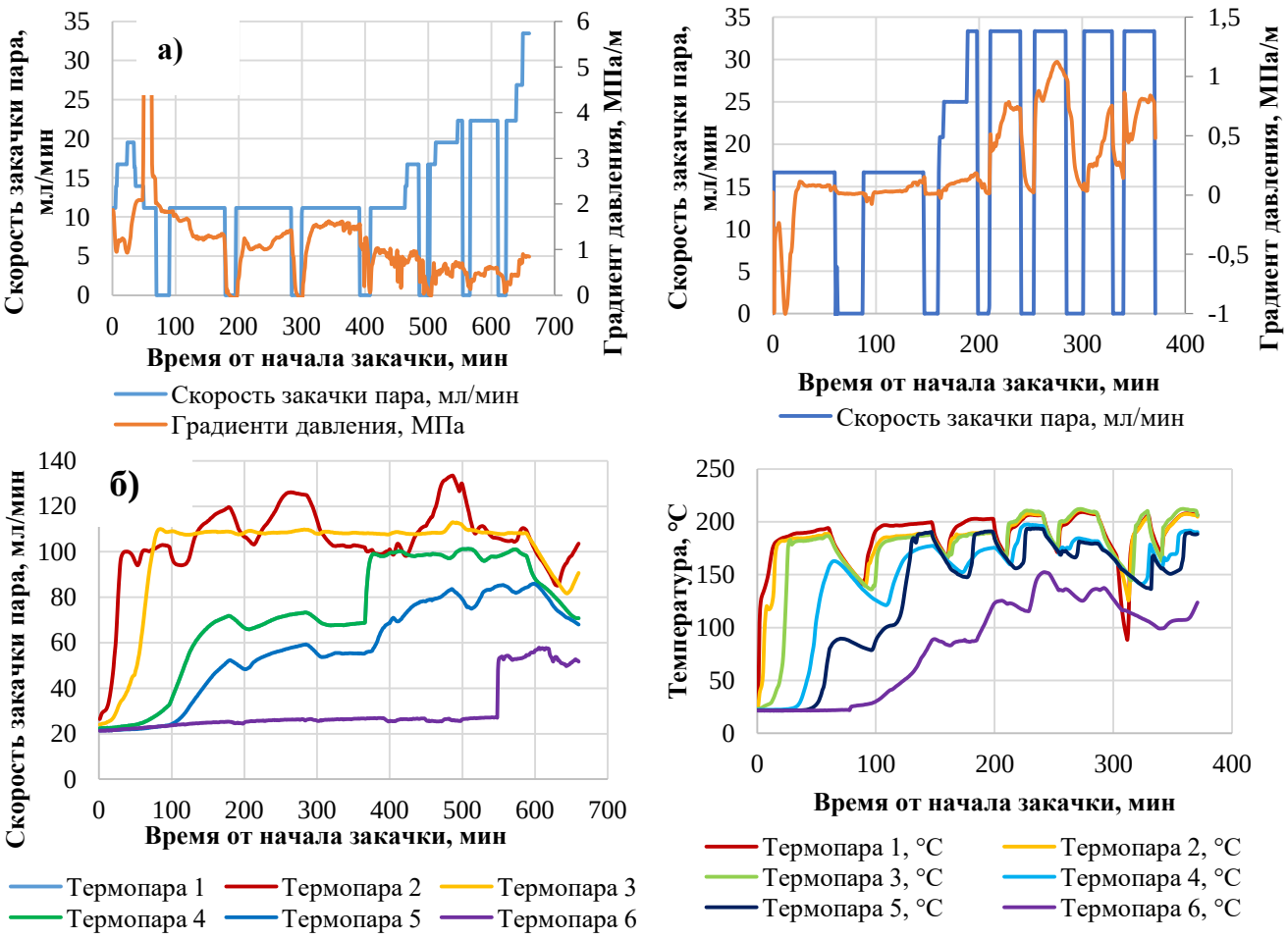


Рисунок 3.1.4 - Данные по III серии экспериментов: а) - зависимость градиента давления и объёма прокачанного реагента от времени; б) - зависимость прогрева модели от времени;

В четвёртой серии экспериментов определяли влияние режима закачки пара и композиции растворителя на результат фильтрационного эксперимента на модели пласта, состоящей из смеси немолотого кварцевого песка и нефти Ашальчинского месторождения.

По итогам четвертой серии тестовых экспериментов определены возможные режимы совместной закачки пара и растворителя на модельном керновом материале: скорости подачи пара (1-12 поровых объемов в час), скорости подачи растворителя (до 1 порового объема в час), допустимые температурные режимы (до 200 ^{0}С) при градиенте давления 9,0-30 МПа/м (Рисунок 3.1.5).

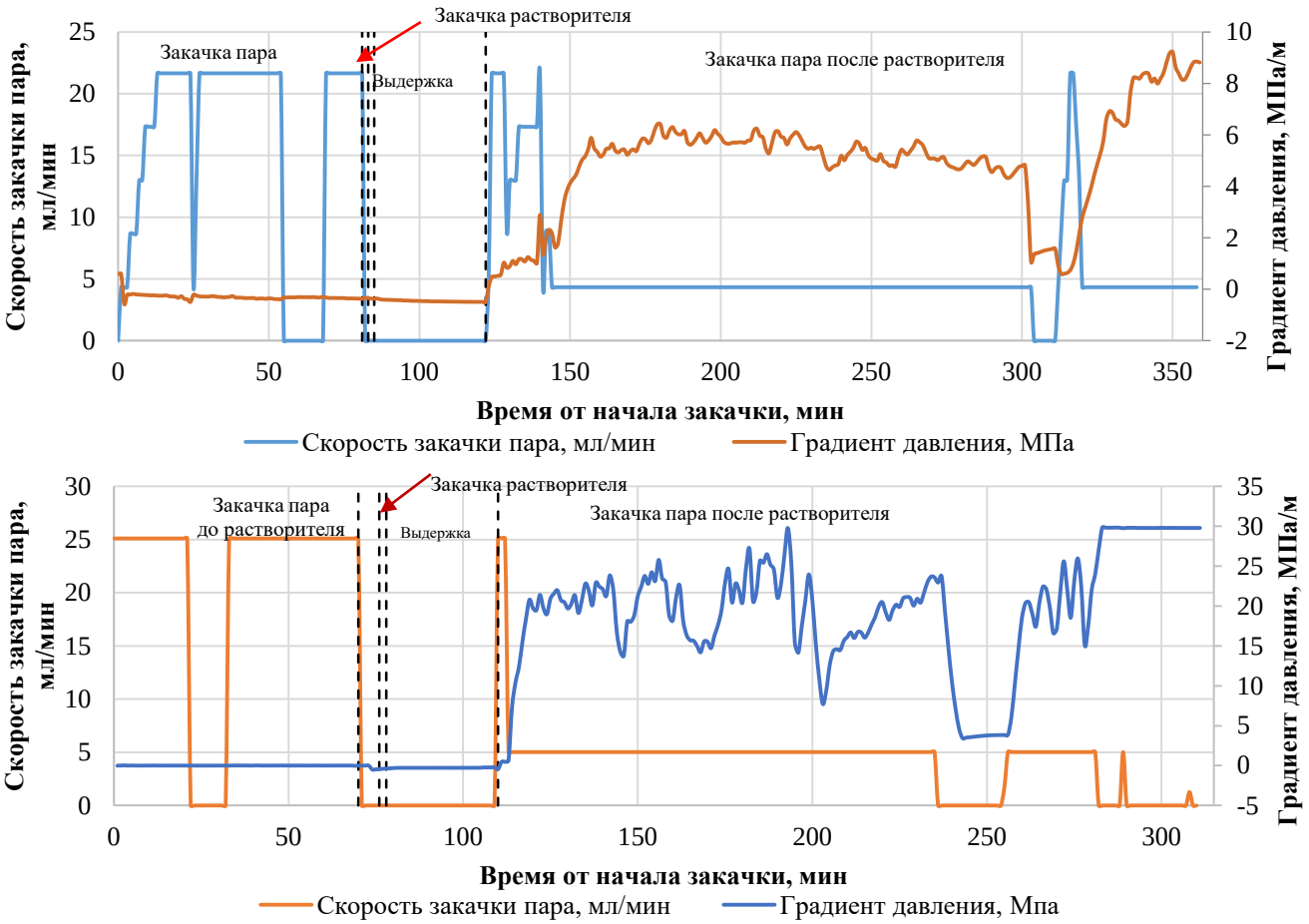


Рисунок 3.1.5 - Зависимость скорости закачки пара и градиента давления от времени по IV серии экспериментов

В результате проведения четырёх серий экспериментов были разработаны требования к проведению экспериментальных работ по определению параметров закачки пара и растворителя в пластовую систему битуминозной нефти [138], в соответствии с которыми рекомендованы следующие режимы закачки:

– температурный режим до 150^{0}С; градиент давления до 0,1-1,6 МПа/м;

– при вытеснении нефти паром в холодной модели - до 4 поровых объемов в час, после прогрева модели выше температуры испарения воды допустимо возрастание скорости до 12 поровых объемов в час;

– при использовании композиций растворителей в прогретой модели выше температуры испарения воды, не рекомендовано повышение скорости закачки более 0,3 поровых объемов в час. Аналогичные режимы рекомендованы во время прогрева модели и закачки пара после использования композиции растворителя.

3.2. Физическое моделирование пароциклического воздействия с растворителем

Выбор оптимального состава химреагентов для различных композиций растворителя проводился на основе комплексной оценки, выполненной сотрудниками ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» [137]. Разработанный состав растворителя предложен к промышленному внедрению на пилотном участке Ашальчинского нефтяного месторождения при пароциклическом воздействии на пластовую систему битуминозной нефти.

В рамках выполнения ПНИЭР [137] сотрудниками ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» были проведены исследования по выбору оптимального состава композиции растворителя (из 14 исследуемых составов) для проведения фильтрационных экспериментов и дальнейшего применения в условиях ОПР на Ашальчинском нефтяном месторождении. В состав выбранных композиций растворителей (составы 7, 9 и 12) были включены химические реагенты, понижающие вязкость битуминозной нефти и предотвращающие возможность выпадения асфальтенов в пласте при совместном воздействии с паром. Кроме этого была доказана способность сохранения свойств по выбранным составам растворителей при воздействии высоких температур.

Комплексный характер выбора заключается в том, что композиция растворителя прошла отбор сотрудниками ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» по степени снижения вязкости в растворе с битуминозной нефтью и должна обладать высокими отмывающими свойствами нефти от породы, способностью снижать поверхностное натяжение, обладать высокой диффузионной способностью. Кроме того, композиция растворителя должна быть термостабильной в широком диапазоне температур и не должна при воздействии на битуминозную нефть приводить к выпадению из нее асфальтенов и образованию стойких эмульсий. Финальный выбор состава растворителя выполнен с учетом результатов фильтрационных экспериментов (Рисунок 3.2.1) на насыпных моделях пласта, насыщенных битуминозной нефтью.

Рисунок 3.2.1 - Алгоритм выбора состава растворителя для ОПР

В качестве базового варианта был выполнен эксперимент с вытеснением битуминозной нефти только паром, в котором необходимость проведения второго и третьего этапов отсутствовала.

Анализ данных фильтрационных экспериментов с композициями растворителя 7, 9 и 12 и паром (Рисунок 3.2.2, Приложение А Рисунок А7-А15) свидетельствует, что значения объемной плотности созданных насыпных моделей варьировали в интервале, соответствующем плотности реального керна (1,8-2,0 г/см^3).

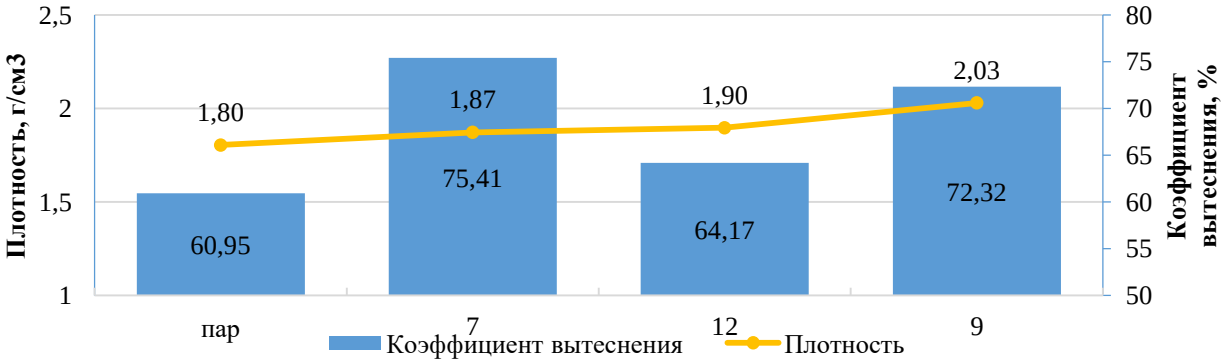


Рисунок 3.2.2 - Данные по фильтрационным экспериментам с нефтью скважины 13012 и композициями растворителя 7, 9, 12

Лучший результат по вытеснению битуминозной нефти из насыпной модели (при вариации объемов оторочек растворителя 5,10,15 %) получен с применением 10 процентов объема оторочки композиции 7 (Рисунки 3.2.3-3.2.4).

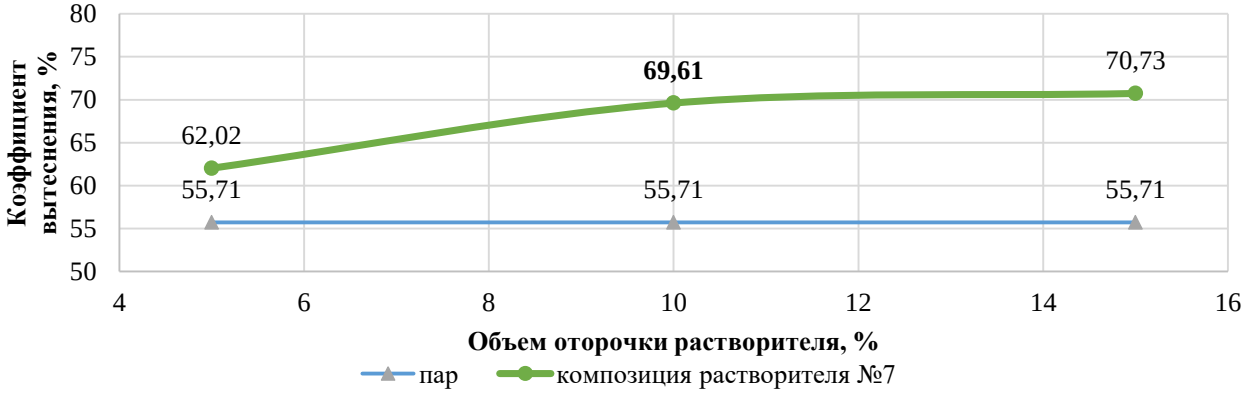


Рисунок 3.2.3 - Зависимость коэффициента вытеснения от объема оторочки растворителя с нефтью скважины 13016

Полученные данные по эффективности составов растворителей на насыпных моделях пласта не совпали с результатами ранее проведенных лабораторных исследований по Методике комплексного выбора композиции растворителя для воздействия на битуминозную нефть (заявка № 2018137783, приор. 25.10.18), в которых по интегрированной оценке с учетом пяти критериев (термостабильность, степень снижения вязкости, изменение содержания асфальтенов, степень диффузии и отмыва кернового материала) была выбрана композиция 9, тогда как по результатам фильтрационных экспериментов - композиция 7. Это может быть объяснено тем, что в ходе проведения фильтрационных экспериментов имитировались условия (давление и температура), приближенные к пластовым.

В результате проведения лабораторных фильтрационных экспериментов было установлено, что совместное воздействие пара и композиций растворителя повышает коэффициент вытеснения до 15 пунктов по сравнению с использованием закачки пара.

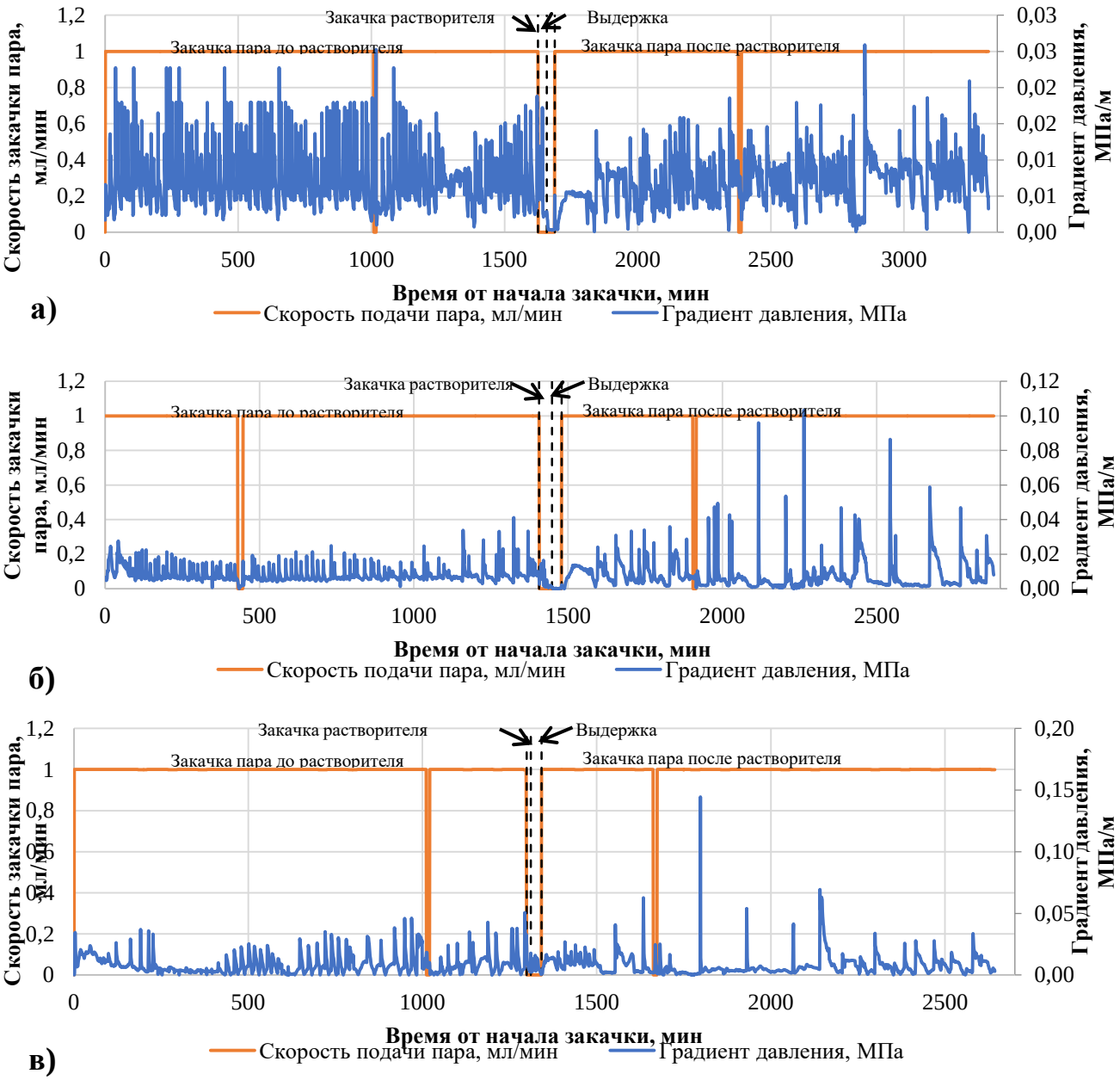


Рисунок 3.2.4 - Данные по фильтрационным экспериментам с композицией 7 при концентрации:
а) 5 процентов; б) 10 процентов; в) 15 процентов

Из рассматриваемых композиций растворителя, наиболее эффективным является состав 7, рекомендованный для проведения ОПР на скважинах-кандидатах Ашальчинского месторождения битуминозной нефти [139].

Выводы по главе 3:

- При добыче битуминозной нефти для участков пласта, не подверженных воздействию пара, обосновано применение растворителей, «отмывающих» тяжелые фракции нефти.
- При вытеснении нефти паром в холодной насыпной модели пласта допустимы скорости до 4 поровых объемов в час, после прогрева модели выше температуры испарения воды, допустимо возрастание скорости до 12 поровых объемов в час.
- При использовании композиций растворителей в прогретой насыпной модели не рекомендовано повышение скорости закачки более 0,3 поровых объемов в час. Аналогичные режимы рекомендованы во время прогрева модели и закачки пара после использования композиции растворителей
- Наиболее эффективное вытеснение нефти из насыпной модели пласта получено с применением композиции растворителя 7 с концентрацией 10 процентов от порового объема, дальнейшее увеличение концентрации растворителя не оказывает существенного влияния на коэффициент вытеснения, среднее значение которого с нефтью скважины 13012 составило 75,4 процента.
- Совместное воздействие пара и композиций растворителя повышает коэффициент вытеснения до 15 пунктов по сравнению с использованием закачки пара.
- Показано, что для окончательного выбора композиции растворителя при промышленном внедрении закачки растворителя необходимо применение фильтрационных экспериментов с воспроизведением пластовых условий.
- При воспроизведении пластовых условий в насыпной модели пласта необходим учет температуры, давления, степени насыщения битуминозной нефтью и насыпной плотности модели.

ГЛАВА 4. Совершенствование технологий пароциклических обработок скважин с применением растворителей на основе гидродинамического моделирования

Повышение эффективности разработки залежей битуминозной нефти в условиях ухудшения ресурсной базы углеводородов является актуальным для многих нефтедобывающих компаний. Одной из основных проблем разработки залежей битуминозной нефти является их неподвижность в пластовых условиях, обусловленная высокими значениями вязкости нефти, и основными механизмами её снижения является тепловое и химическое воздействие. Парогравитационное дренирование парными горизонтальными скважинами стало принятой стратегией разработки участков залежей с нефтенасыщенными толщинами свыше 10 метров применительно к месторождениям, расположенным в Татарстане. При меньших значениях толщин пластов в краевых зонах залежей битуминозной нефти скважины подвергаются циклической обработке паром, чередующейся с циклами отбора подогретой нефти, и характеризуются маржинальной экономической эффективностью.

Для повышения выработки запасов краевых зон залежей битуминозной нефти в условиях высокой неоднородности нефтенасыщенного пласта перспективна закачка оторочки растворителя, которая способствует дополнительному отмыву нефти от породы, снижению вязкости нефти, увеличению зоны дренирования скважин и вовлечению в разработку запасов нефти, не охваченных воздействием пара. В ходе выполнения настоящей работы автором в соавторстве с Гуськовой И.А., Хисамовым Р.С., Гумеровой Д.М., разработан способ извлечения битуминозной нефти из залежи для горизонтальных скважин [140], и в соавторстве с Гуськовой И.А., Хисамовым Р.С., Нургалиевым Р.З., Хаяровой Д.Р., Захаровой Е.Ф. способ извлечения битуминозной нефти из залежи для вертикальных скважин [141], позволяющие реализовывать пароциклическую обработку с применением растворителей [142]. Основные технико-технологические решения, заложенные в эти способы, легли в

основу гидродинамического моделирования, проведенного на пилотном участке Ашальчинского месторождения[143].

4.1. Исследование влияния объемов оторочки растворителя и расположения горизонтальных скважин на эффективность пароциклического воздействия в продуктивном пласте с применением гидродинамического моделирования

Неподвижность битуминозной нефти в пластовых условиях и наличие слабонефтенасыщенных интервалов оказывает негативное влияние на распространение паровой камеры и преждевременную ее конденсацию в условиях работы пароциклических скважин. Для повышения эффективности процесса вытеснения битуминозной нефти теплоносителем, закачиваемым через горизонтальные скважины, предлагается однократная закачка оторочки композиции растворителя.

С целью обеспечения максимальной выработки запасов битуминозной нефти за счёт реализации предлагаемого технического решения выполнены численные эксперименты на неизотермической гидродинамической модели пилотного участка Ашальчинского месторождения, обладающего осредненными значениями геологических свойств Северо-Ашальчинской залежи тяжелой нефти шешминского горизонта. Расчет технологических показателей разработки выполнен на базе трехмерной геолого-фильтрационной модели, созданной специалистами ТатНИПИнефть с использованием программных комплексов Irap RMS и Tempest компании ROXAR.

В компьютерной модели учитывались такие свойства композиции растворителя как: плотность, зависимость вязкости битуминозной нефти от температуры в диапазоне скоростей сдвига от 5 $с^{-1}$ до 300 $с^{-1}$ (Рисунок 4.1.1), коэффициент термического расширения, влияние на коэффициент вытеснения.

Для дальнейших исследований из всего диапазона скоростей сдвига выбрано значение 100 $с^{-1}$, при котором имеются значения вязкости при всех исследуемых температурах. Анализ зависимости вязкости битуминозной нефти от

температуры проведен автором настоящей работы по результатам исследований выполненных инженером центра научно-технических исследований ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» Хабибуллиным Р.А.

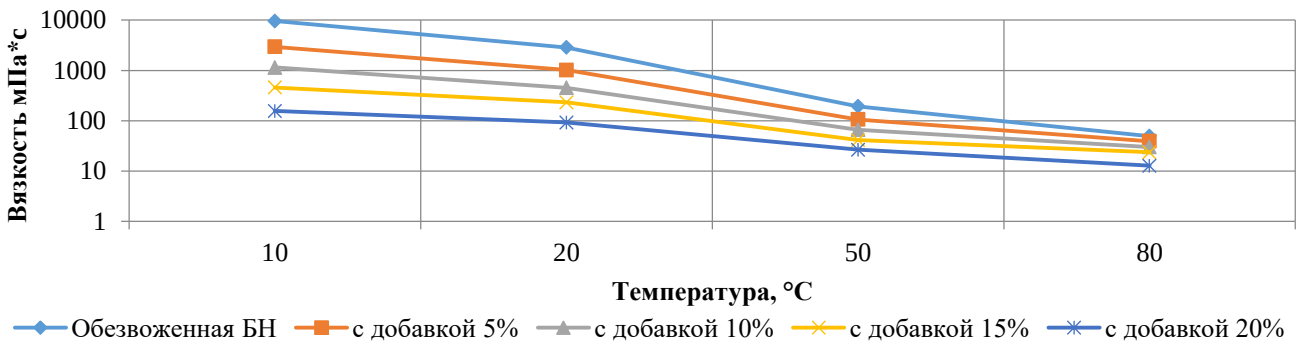


Рисунок 4.1.1 - Вязкость обезвоженной нефти скважины 13016 при скорости сдвига 100 $с^{-1}$ в зависимости от содержания композиции растворителя при разных температурах

При моделировании задавались следующие концентрации нагнетаемой совместно с паром композиции растворителя: 5, 10, 15, 20 процентов.

Таблица 4.1.1 – Зависимость множителя подвижности нефти от концентрации композиции растворителя № 7

Концентрация растворителя, д.ед.	Множитель подвижности нефти
0	1
0,05	1,55
0,1	2,2848
0,15	3,3911
0,2	5,5923

Расчеты опирались на результаты выполненного автором настоящей работы физического моделирования применения композиции растворителя при пароциклической обработке (Таблица 4.1.2), в соответствии с которым выбрана композиция растворителя №7.

Таблица 4.1.2 – Результаты фильтрационных опытов по определению коэффициента вытеснения при закачке в модель пласта пара и композиции растворителя №7 с нефтью скважины 13016

Концентрация и объем растворителя/объем пара	Коэффициент вытеснения	
	для пара	для композиции № 7
5 Vпор пара+5% Vпор растворителя+5 Vпор пара	55,71	62,02
5 Vпор пара+10% Vпор растворителя+5 Vпор пара		69,61
5 Vпор пара+15% Vпор растворителя+5 Vпор пара		70,73

По формуле 4.1.1 были определены множители остаточной нефтенасыщенности, заданные в гидродинамической модели (Таблица 4.1.3).

$$М = \frac{К_{ост2}}{К_{ост1}} = \frac{1 - К_{выт2}}{1 - К_{выт1}} \quad (4.1.1)$$

где: М – множитель коэффициента остаточной нефтенасыщенности, д.ед.; $К_{ост1}$ –коэффициент остаточной нефтенасыщенности при вытеснении паром, д.ед.; $К_{ост2}$ –коэффициент остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти паром с добавлением композиции растворителя, д.ед.; $К_{выт1}$ – коэффициент вытеснения паром, д.ед.; $К_{выт2}$ – коэффициент вытеснения паром с добавлением композиции растворителя, д.ед.

Таблица 4.1.3 – Зависимость множителя коэффициента остаточной нефтенасыщенности от концентрации композиции растворителя №7

Концентрация растворителя, д.ед.	Множитель коэффициента остаточной нефтенасыщенности для композиции № 7
0	1
0,05	0,8575299
0,1	0,6861594
0,15	0,6608715

Для секторного моделирования построена модель с размерами 24x21x39 ячеек. Геометрические размеры модели в направлении Y варьировали от 75 до 375 метров при расстоянии между скважинами от 25 до 125 метров, соответственно. Геометрические размеры модели в направлениях X и Z не менялись и составляют 1200 и 39 метров соответственно. В модели использованы (Рисунок 4.1.2) кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и осредненные по толщине пласта значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности (Рисунок 4.1.3) участка пароциклической скважины №13005 полномасштабной модели Северо-Ашальчинского поднятия.

Для различных типов залегания продуктивного пласта была решена оптимизационная задача по оценке расстояния между соседними горизонтальными скважинами, расположению забоев горизонтальных скважин относительно ВНК и объемов закачки композиции растворителя. Секторное моделирование разработки залежи Северо-Ашальчинского поднятия

Ашальчинского нефтяного месторождения проведено с целью прогнозного расчета технологических показателей в период с 2019 по 2031 годы. В 2019 году смоделирована единовременная закачка композиции растворителя с повторением циклов закачки пара на протяжении всего прогнозного периода.

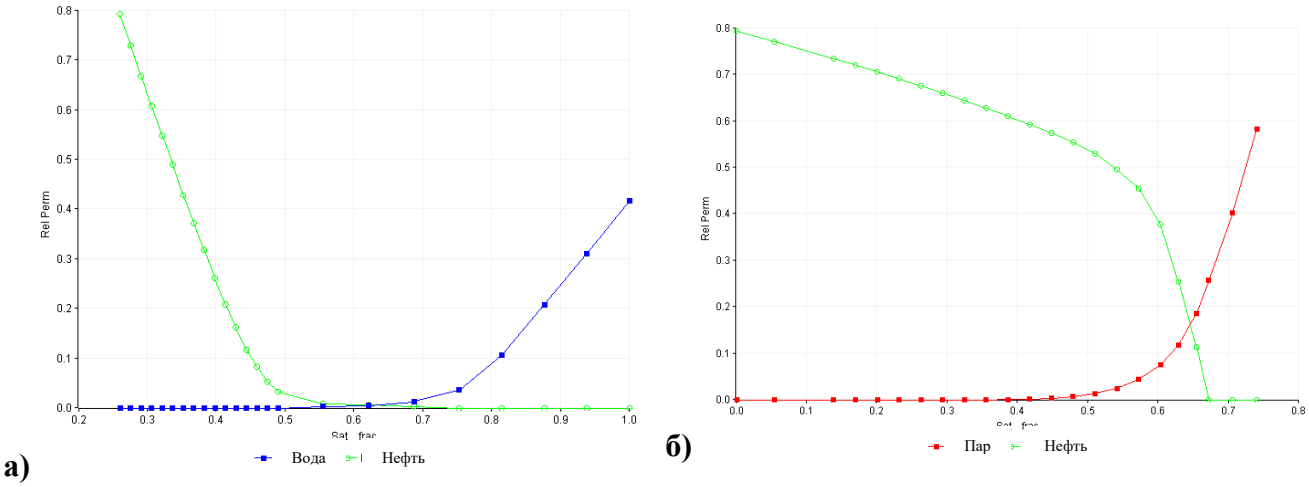


Рисунок 4.1.2 - Относительные фазовые проницаемости: а) нефти и воды; б) нефти и пара

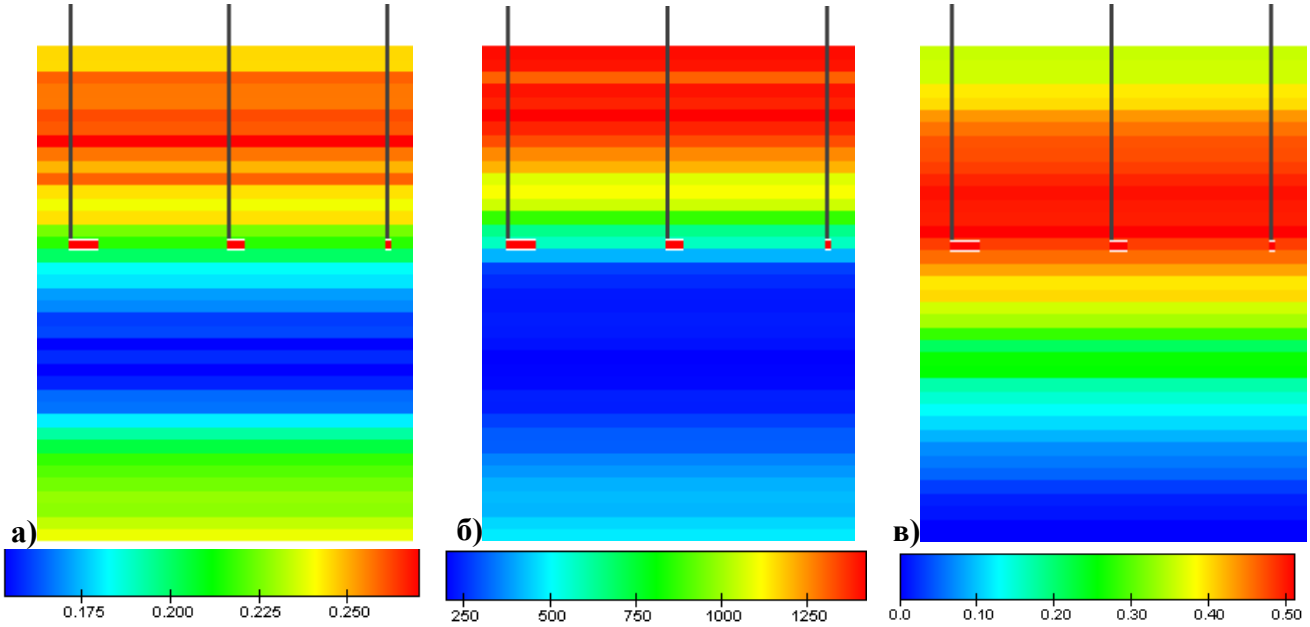


Рисунок 4.1.3 - Осредненные по латерали значения:
а) пористости; б) проницаемости; в) нефтенасыщенности

В качестве области гидродинамического моделирования рассмотрен участок объекта разработки, вскрытый тремя горизонтальными скважинами, с длиной горизонтального участка 1000 метров, для пароциклического воздействия с закачкой оторочки растворителя. Нефтенасыщенная толщина пласта составляет 9,4 метра. Толщина подстилающего водоносного пласта - 25 метров.

По данным исследований ряда авторов [108, 144] внутри одного контура нефтеносности залежей битуминозной нефти Ашальчинского нефтяного месторождения были выделены следующие особенности: неоднородность коллекторских свойств, насыщенности в объеме пласта, наличие глинистых прослоев, различие абсолютных отметок ВНК. Кроме того были выделены закономерности ухудшения коллекторских свойств пластов к периферии залежей и к подошве шешминского горизонта, а также нефтенасыщенности пласта в зависимости от высоты над ВНК и величины пористости.

Прогнозные гидродинамические расчёты выполнены на типовых элементах продуктивного пласта объекта моделирования: горизонтально расположенный пласт – купольная часть месторождения, наклонный пласт – краевые зоны месторождения.

При моделировании рассмотрены следующие варианты:

– горизонтальный продуктивный пласт с одинаковым расстоянием (Рисунок 4.1.4а) забоев горизонтальных скважин от ВНК (вариант 1) и различным расстоянием (Рисунок 4.1.4б) забоев горизонтальных скважин от ВНК (вариант 2);

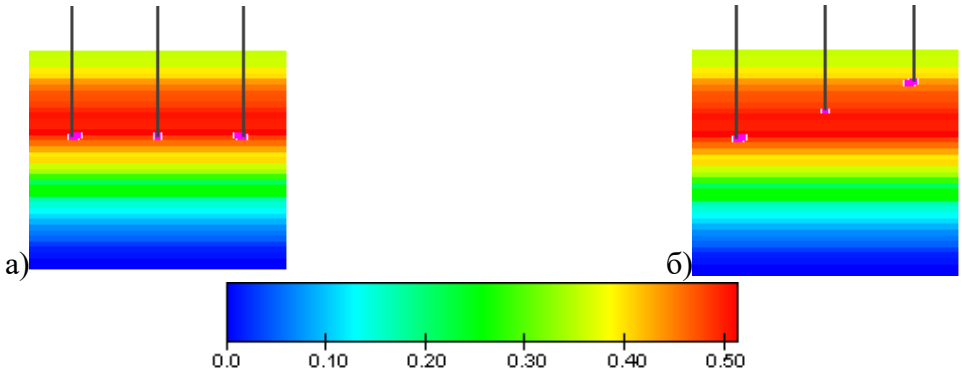


Рисунок 4.1.4 - Начальное распределение нефтенасыщенности и расположение горизонтальных скважин в модели горизонтального продуктивного пласта:
а) с одинаковым расстоянием забоев от ВНК (вариант 1);
б) с различным расстоянием забоев от ВНК (вариант 2)

– наклонный (5 метров высоты на 100 метров длины) продуктивный пласт с одинаковым расстоянием (Рисунок 4.1.5а) забоев горизонтальных скважин от ВНК (вариант 3) и с различным расстоянием (Рисунок 4.1.5б) забоев горизонтальных скважин от ВНК (вариант 4);

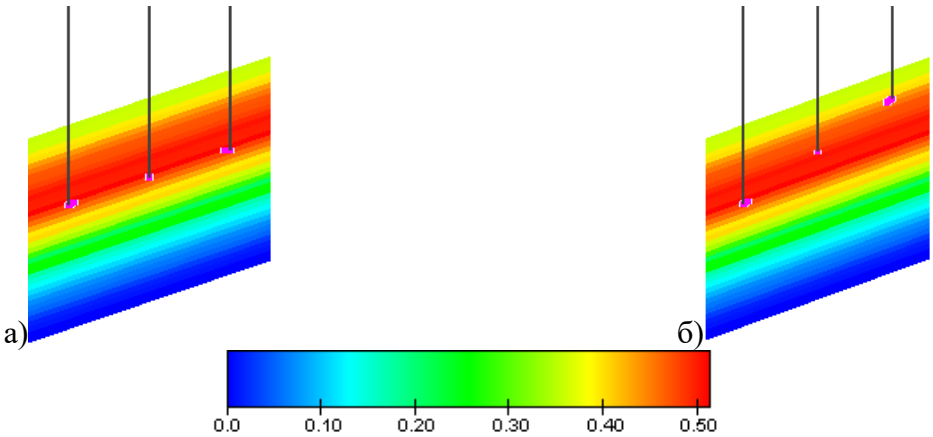


Рисунок 4.1.5 - Начальное распределение нефтенасыщенности и расположение горизонтальных скважин в модели наклонного продуктивного пласта:
а) с одинаковым расстоянием забоев от ВНК (вариант 3);
б) с различным расстоянием забоев от ВНК (вариант 4)

В качестве базового варианта во всех прогнозных расчётах принята закачка пара без растворителя. Прогнозные расчёты проведены при различных объемах закачки композиции растворителя - 20, 50, 75 и 100 м^3. Расстояние между соседними горизонтальными скважинами принималось равным 25, 50, 75, 100 и 125 метров.

При расположении забоев горизонтальных скважин на одинаковом расстоянии от ВНК в горизонтальном продуктивном пласте по варианту 1, определено оптимальное расстояние между скважинами – 100 метров, для которого возможно достижение максимальной величины доли прироста добычи битуминозной нефти - 17 процентов (Рисунок 4.1.6а) - при закачке 75 м^3 композиции растворителя. В результате проведенных исследований в исследуемых пределах была получена логарифмическая зависимость для определения оптимального объема закачки растворителя при различных расстояниях между скважинами в горизонтально расположенном пласте. Определенный объем растворителя обеспечивает максимальный прирост добычи нефти для заданного расстояния между скважинами, которые подвергаются циклическому паротепловому воздействию (рис. 4.1.6б).

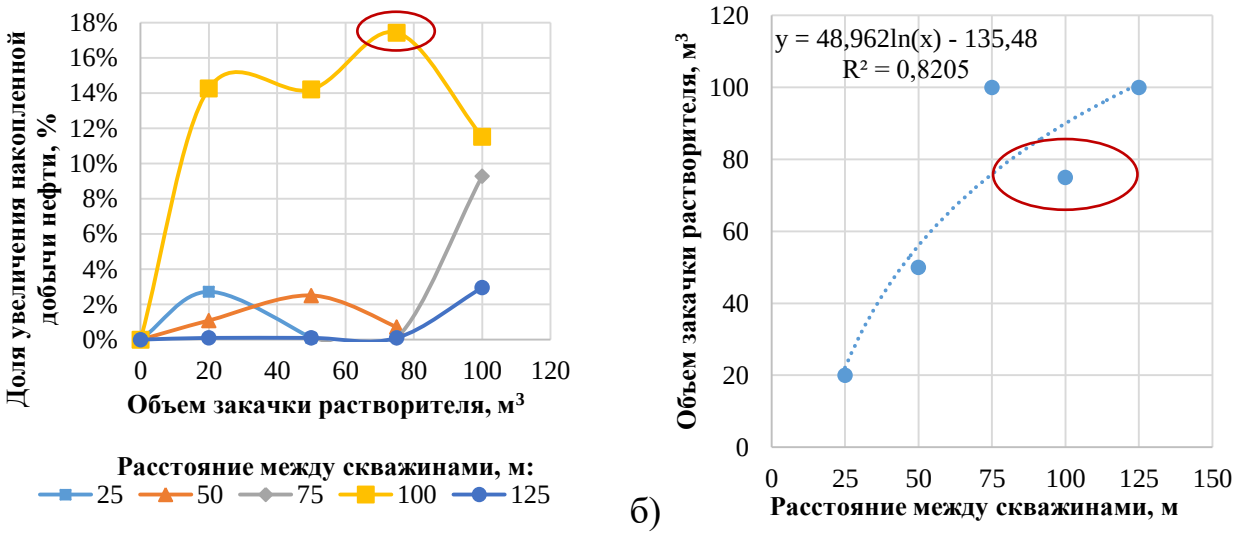


Рисунок 4.1.6 - Результаты прогнозных расчётов в горизонтальном продуктивном пласте по варианту 1:
а) доля увеличения добычи нефти от объема закачки и расстояния между скважинами;
б) зависимость объемов закачки растворителя от расстояния между скважинами

При расположении забоев горизонтальных скважин на различном расстоянии от ВНК в горизонтально расположенном продуктивном пласте по варианту 2 (Рисунок 4.1.7), определена величина оптимума расстояния между скважинами – 100 метров, для которого максимальная величина доли прироста добычи битуминозной нефти больше, по сравнению с вариантом 1 – 25 процентов (Рисунок 4.1.7а) - при закачке 75 м^3 композиции растворителя.

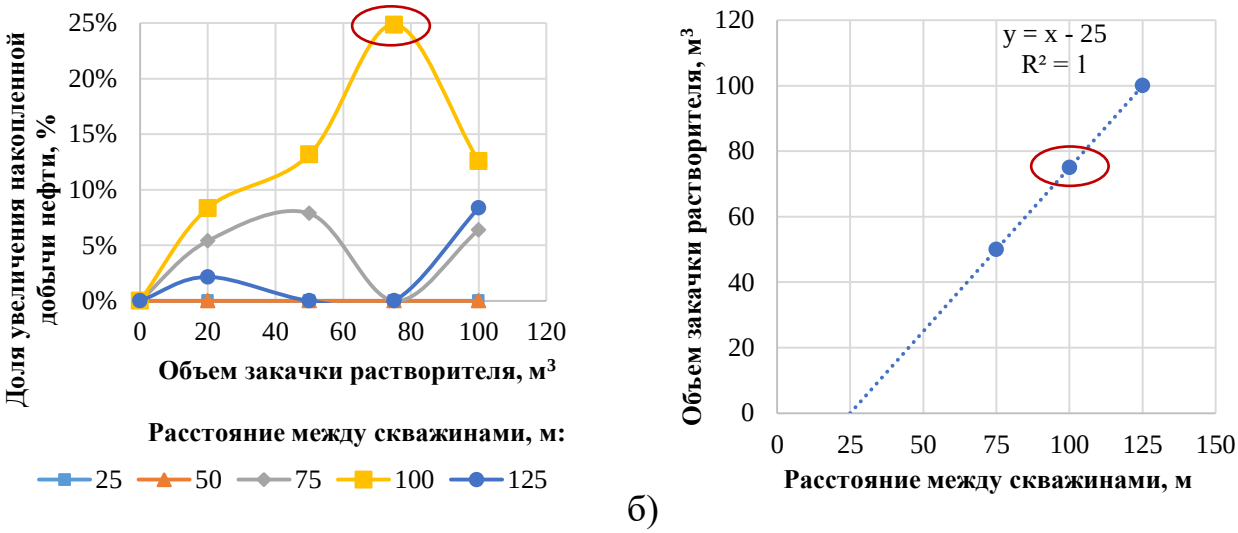


Рисунок 4.1.7 - Результаты прогнозных расчётов в горизонтальном продуктивном пласте по варианту 2:
а) доля увеличения добычи нефти от объема закачки и расстояния между скважинами;
б) зависимость объемов закачки растворителя от расстояния между скважинами

По 2 варианту в исследуемых пределах была получена линейная зависимость для определения оптимального объема закачки растворителя при различных расстояниях между скважинами в горизонтальном продуктивном пласте с различным расстоянием забоев горизонтальных скважин от ВНК (Рисунок 4.1.7б).

При расположении забоев горизонтальных скважин на одинаковом расстоянии от ВНК в наклонном продуктивном пласте по варианту 3 (Рисунок 4.1.8) определено оптимальное расстояние между скважинами, – 100 метров, для которого возможно достижение максимальной величины доли прироста добычи битуминозной нефти – 6 процентов (Рисунок 4.1.8а) - при закачке 75 м^3 композиции растворителя.

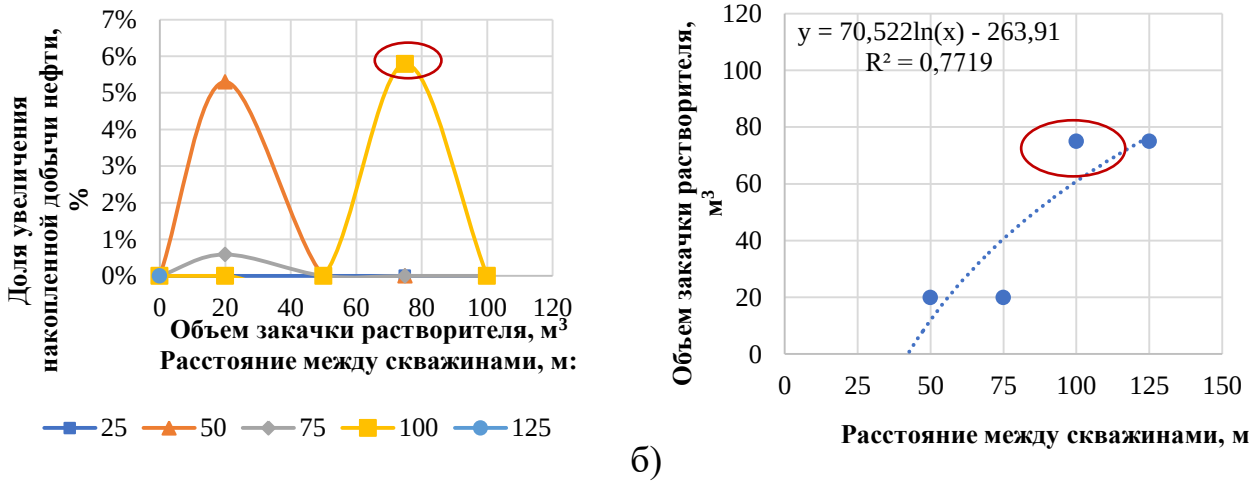


Рисунок 4.1.8 - Результаты прогнозных расчётов в наклонном продуктивном пласте по варианту 3:

а) доля увеличения добычи нефти от объема закачки и расстояния между скважинами;

б) зависимость объемов закачки растворителя от расстояния между скважинами

По 3 варианту в исследуемых пределах получена логарифмическая зависимость для определения оптимального объема закачки композиции растворителя в наклонный продуктивный пласт при одинаковом расстоянии забоев горизонтальных скважин от ВНК (Рисунок 4.1.8б).

При расположении забоев горизонтальных скважин на различном расстоянии от ВНК в наклонном продуктивном пласте по варианту 4 величина оптимального расстояния между скважинами составляет 75 метров, для которого

возможно достижение максимальной величины доли прироста добычи битуминозной нефти – 59 процентов (Рисунок 4.1.9) - при объеме закачки композиции растворителя 75 м^3.

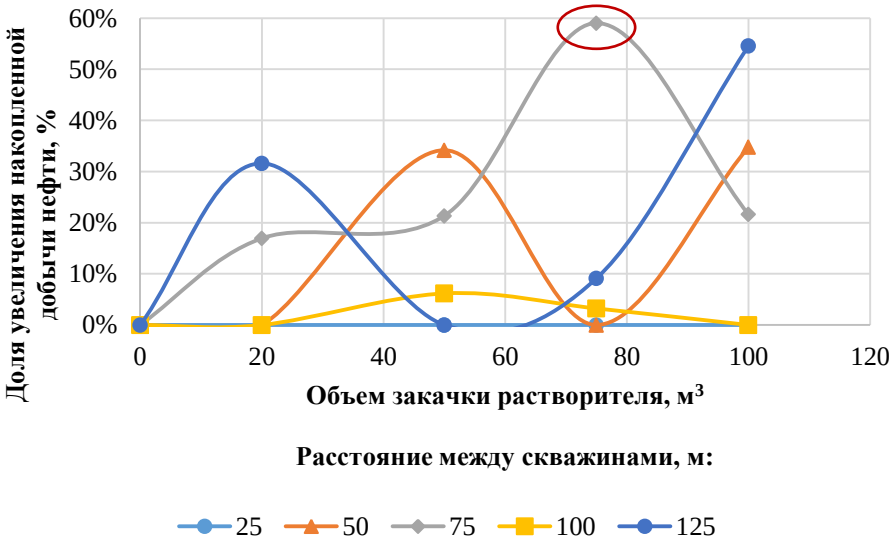


Рисунок 4.1.9 - Доля увеличения добычи нефти от объема закачки и расстояния между скважинами в наклонном продуктивном пласте по варианту 4

Для оценки влияния расположения забоев горизонтальных скважин относительно ВНК на накопленную добычу битуминозной нефти в горизонтальном продуктивном пласте сопоставлены результаты моделирования по вариантам 1 и 2, с одинаковым и различным расстоянием забоев скважин от ВНК (Рисунок 4.1.10).

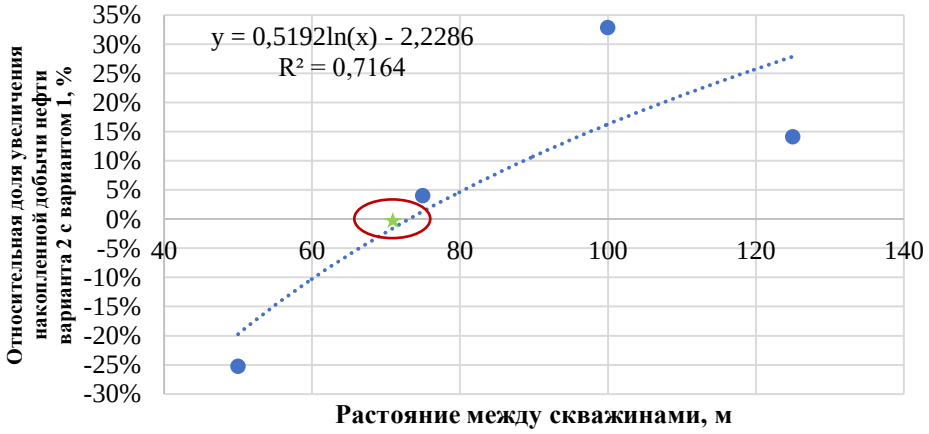


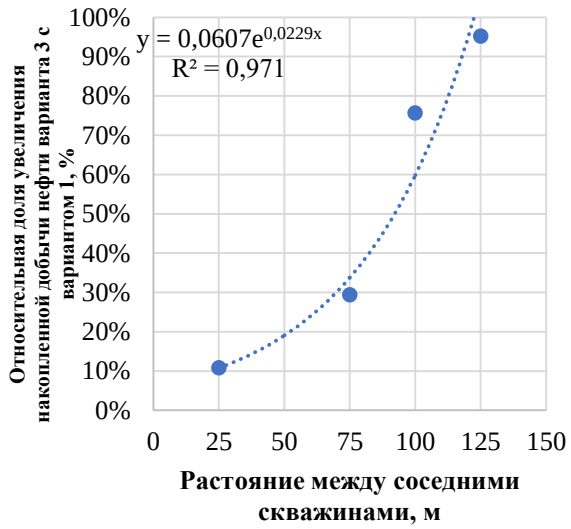
Рисунок 4.1.10 - Оценка влияния расположения забоев горизонтальных скважин относительно ВНК в горизонтальном продуктивном пласте на относительную долю увеличения накопленной добычи нефти

Получено значение максимального разрежения сетки горизонтальных пароциклических скважин с применением растворителя в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения, составившее 74 метра, менее которого расположение забоев горизонтальных скважин на различном расстоянии от ВНК не приводит к получению дополнительной добычи нефти.

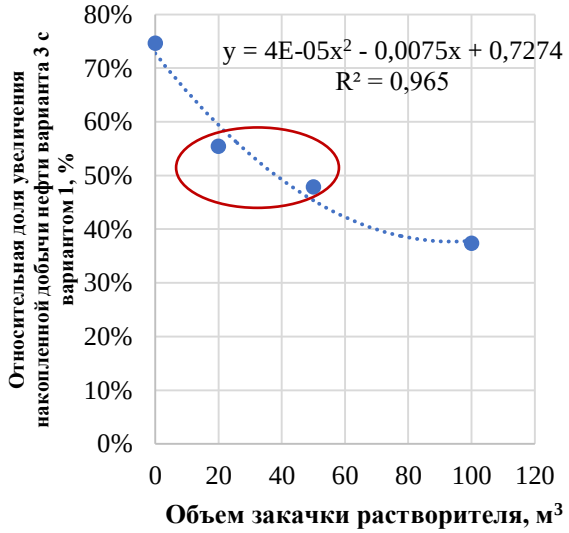
Для оценки влияния угла падения продуктивного пласта на накопленную добычу битуминозной нефти в наклонном продуктивном пласте относительно горизонтального сопоставлены результаты моделирования по вариантам 1 и 3, с одинаковым расстоянием забоев скважин от ВНК (Рисунок 4.1.11).

Получена экспоненциальная зависимость прироста накопленной добычи битуминозной нефти от расстояния между скважинами в наклонном продуктивном пласте относительно горизонтального. Значение относительной доли прироста накопленной добычи нефти при закачке растворителя находится в интервале 11-95 процентов (Рисунок 4.1.11а). Кроме того в наклонном пласте при закачке меньших объемов используемых оторочек растворителя (20 и 50 $м^3$) возможно получение более значимой доли прироста накопленной добычи битуминозной нефти - от 48 до 55 процентов (Рисунок 4.1.11б), по сравнению с горизонтально расположенным продуктивным пластом. Установлено, что в рассмотренных условиях в наклонном продуктивном пласте требуется меньший объем композиции растворителя для достижения максимальной доли прироста добычи нефти по сравнению с горизонтальным продуктивным пластом (Рисунок 4.1.11в).

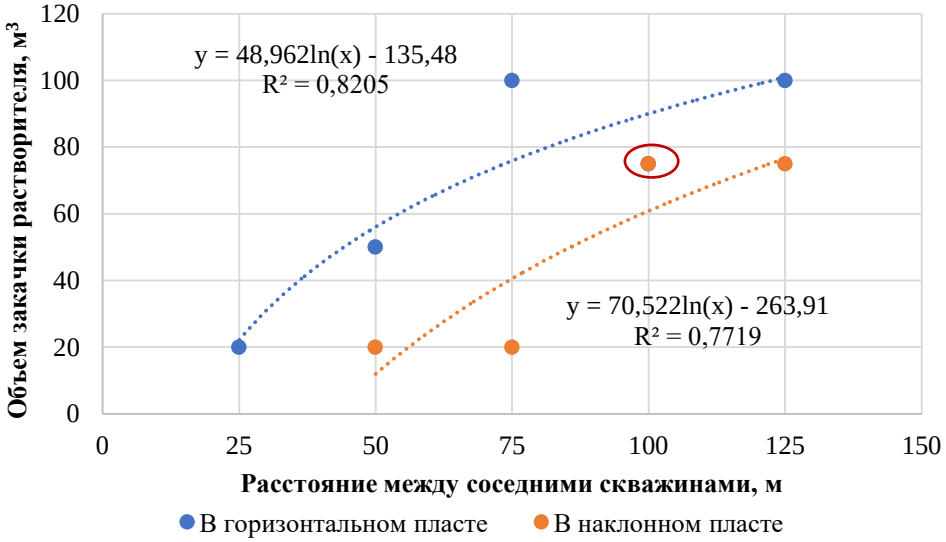
Выявлено преимущество бурения скважин на одинаковом расстоянии от ВНК в наклонном пласте относительно горизонтального. Проанализирована чувствительность расположения гипсометрической отметки горизонтальной скважины на добычу битуминозной нефти. В исследуемых пределах горизонтальные скважины, расположенные гипсометрически выше в продуктивном пласте, испытывают дополнительное влияние воздействия восходящего потока пара с композицией растворителя от соседней скважины.



а)



б)

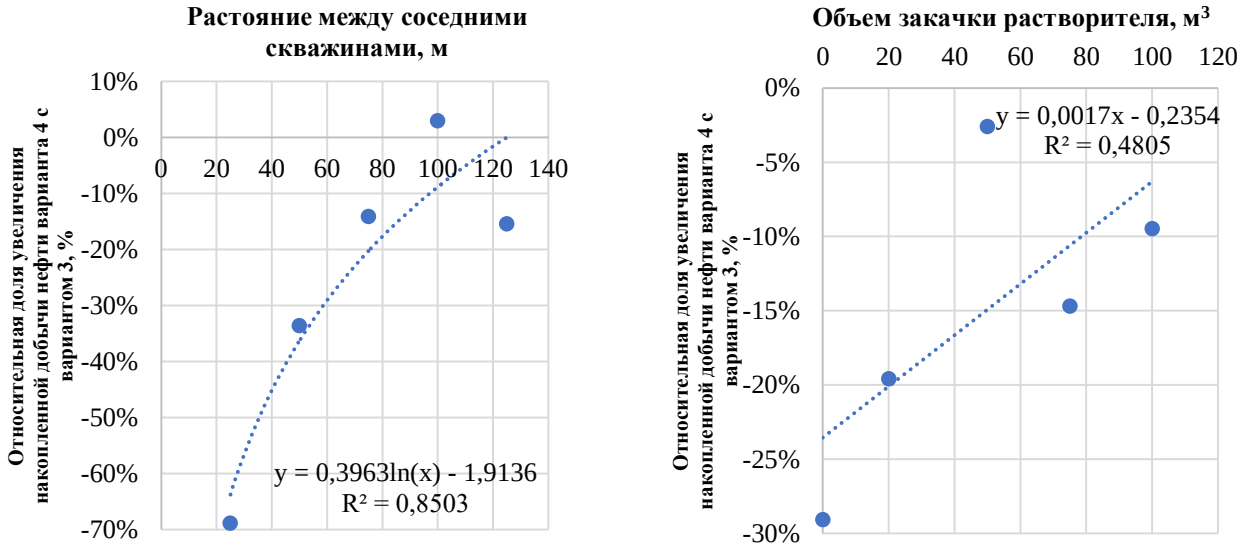


в)

Рисунок 4.1.11 - Сравнение результатов вариантов моделирования 1 и 3 с одинаковым расстоянием забоев скважин от ВНК:
а) относительная доля увеличения накопленной добычи нефти от расстояния между скважинами по 3 варианту в сравнении с вариантом 1;
б) относительная доля увеличения накопленной добычи нефти от объема закачки растворителя по 3 варианту в сравнении с вариантом 1;
в) зависимости оптимальных объемов закачки растворителя от расстояния между скважинами по 3 варианту в сравнении с вариантом 1

Установлен негативный эффект добычи битуминозной нефти в наклонном продуктивном пласте при расположении забоев горизонтальных скважин на различном расстоянии от ВНК (вариант 4) по сравнению с расположением забоев горизонтальных скважин на одинаковом расстоянии от ВНК (вариант 3), независимо от вариации расстояния между скважинами (Рисунок 4.1.12а). Кроме того, увеличение объемов закачки растворителя от 20 до 100 м^3 позволяет

уменьшить отрицательный эффект снижения накопленной добычи битуминозной нефти для варианта 4 по сравнению с вариантом 3 (Рисунок 4.1.12б).



а) б)

Рисунок 4.1.12 - Сравнение результатов вариантов моделирования 3 и 4 с одинаковым и различным расстоянием забоев скважин от ВНК в наклонном продуктивном пласте:
а) относительная доля увеличения накопленной добычи нефти от расстояния между скважинами по 4 варианту в сравнении с вариантом 3;
б) относительная доля увеличения накопленной добычи нефти от объема закачки растворителя по 4 варианту в сравнении с вариантом 3

Таким образом, по результатам гидродинамического моделирования по оценке эффективности закачки композиции растворителя с применением секторной модели продуктивного пласта установлено:

- в горизонтальном продуктивном пласте оптимальным расстоянием между соседними пароциклическими горизонтальными скважинами является 100 метров, с получением максимального прироста добычи битуминозной нефти при закачке 75 м^3 растворителя, как при одинаковом, так и при различном расстоянии забоев скважин от ВНК;
- в наклонном продуктивном пласте максимальный прирост добычи битуминозной нефти достигнут при закачке 75 м^3 растворителя, с оптимальным расстоянием между соседними пароциклическими горизонтальными скважинами 100 метров (по варианту с одинаковым расстоянием забоев скважин от ВНК) и 75 метров (по варианту с различным расстоянием забоев скважин от ВНК);

- в исследуемых пределах получены логарифмические зависимости оптимального объема закачки растворителя от расстояния между соседними горизонтальными пароциклическими скважинами;
- по 4 варианту выявлено отсутствие зависимости оптимального объема закачки композиции растворителя в продуктивный пласт от расстояния между скважинами;
- обосновано значение расстояния между соседними горизонтальными пароциклическими скважинами с применением растворителя, составившее 74 метра, выше которого расположение забоев горизонтальных скважин на различном расстоянии от ВНК приводит к получению дополнительной добычи нефти в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения;
- при оценке влияния угла падения продуктивного пласта получена экспоненциальная зависимость прироста накопленной добычи битуминозной нефти от расстояния между скважинами в наклонном продуктивном пласте относительно горизонтального. Значение относительной доли прироста накопленной добычи нефти при закачке растворителя находится в интервале 11-95 процентов;
- в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения в наклонном продуктивном пласте требуется меньший объем композиции растворителя для достижения максимальной доли прироста добычи нефти по сравнению с горизонтальным продуктивным пластом;
- наибольший эффект в виде дополнительной добычи битуминозной нефти достигается при объеме закачки композиции растворителя 75 $м^3$ в горизонтальные пароциклические скважины, расположенные на расстоянии 100 метров друг от друга.

4.2. Оптимизация объемов закачки растворителя при пароциклическом воздействии на скважинах пилотного участка Ашальчинского месторождения

Для масштабирования данных, полученных с помощью секторной гидродинамической модели, на реальное месторождение, были проведены прогнозные расчеты на полномасштабной модели пилотного участка Северо-Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения (Рисунок 4.2.1). Для полномасштабного моделирования использована созданная специалистами ТатНИПИнефть модель с размерами 43x112x31 ячеек. Геометрический размер ячеек модели в направлениях X, Y и Z составил 50, 25 и 1 метр соответственно. На участке реализуется технология парогравитационного дренирования на парных горизонтальных скважинах и пароциклическое воздействие на одиночных скважинах, три из которых выбраны для проведения ОПР с закачкой композиции растворителя (горизонтальные пароциклические скважины №13003, №13004, №13005 с расстоянием между ними 100 метров и длиной горизонтальных участков 1000 метров).

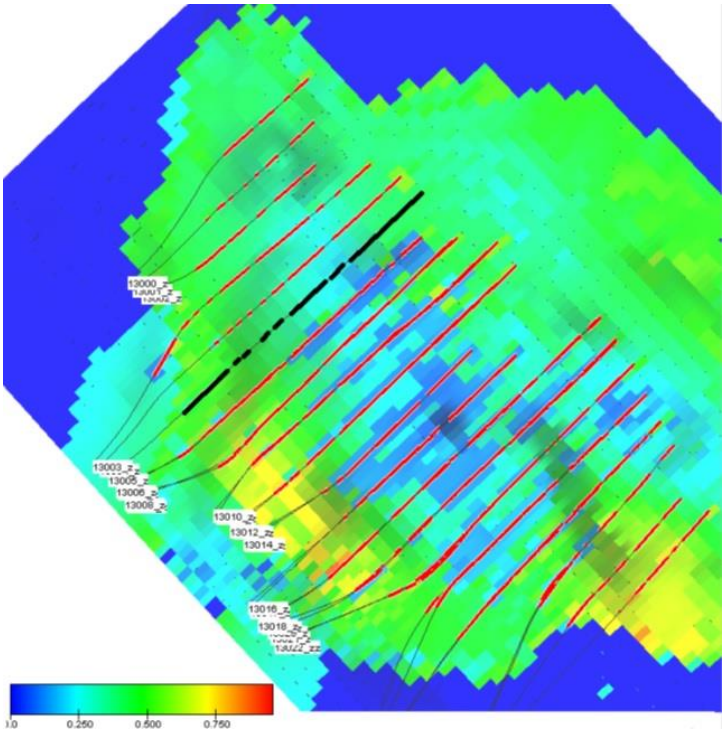


Рисунок 4.2.1 - Распределение нефтенасыщенности в гидродинамической модели на начало прогноза

При моделировании рассматривалась закачка различных объемов оторочек композиции растворителя (20, 50, 75 и 100 м^3) как только в одну скважину – 13005, так и в три скважины пилотного участка одновременно. В качестве базового варианта во всех случаях был принят вариант продолжения пароциклической разработки без закачки химического реагента. Настройка модели была проведена по данным истории разработки, на основе построенной ранее геологической модели (Рисунок 4.2.2). Прогнозные гидродинамические расчеты выполнены до 2031 года.

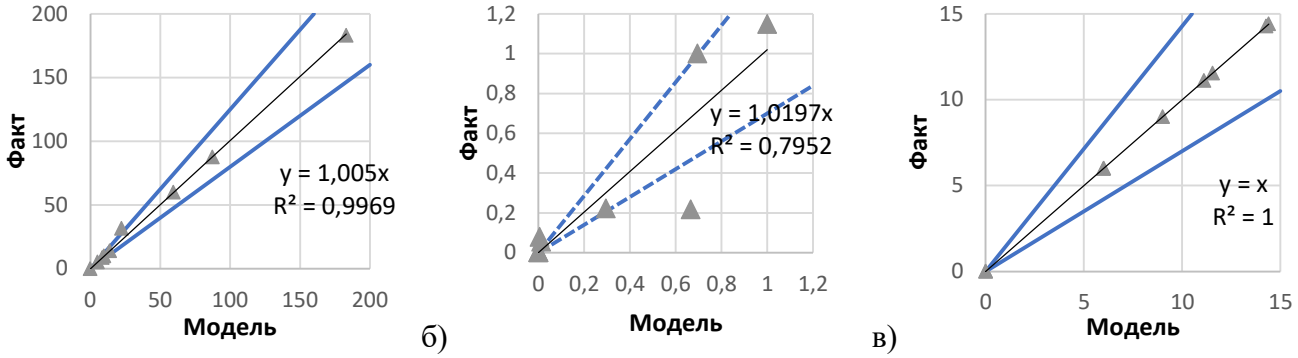


Рисунок 4.2.2 – Адаптация модели: а) отбор жидкости; б) отбор нефти; в) закачка пара

В 2019 году, после предварительного прогрева паром в одну пароциклическую скважину 13005 смоделирована единовременная закачка композиции растворителя с повторением циклов закачки пара на протяжении всего прогнозного периода. Алгоритм работы пароциклических скважин предложен, разработан и внедрен в гидродинамический симулятор в виде дополнительного программного кода специалистами ТатНИПИнефть в области разработки залежей битуминозной нефти Зариповым А.Т., Шайхутдиновым Д.К. и Бисеновой А.А. Переключение режима работы скважины с добычи на закачку осуществляется при достижении обводненности продукции 98 процентов. После достижения расчетного объема закачки, скважина останавливается на термокапиллярную пропитку на расчетное время и далее переводится в добычу. Расчетный объем закачки пара увеличивается от 8,5 тысяч тонн до 12,2 тысяч тонн от цикла к циклу по мере работы скважин и составляет около 1,5-2 месяцев. Расчетное время остановки на термокапиллярную пропитку увеличивается от 25

до 40 дней от цикла к циклу по мере работы скважин. Расчетное время отбора жидкости в цикле составляет от 2 до 4 месяцев.

По данным распределения температуры в пласте в базовом варианте и варианте с закачкой растворителя в одну скважину (Рисунок 4.2.3), очевидно, что при закачке растворителя прискважинная зона прогрета в большем объеме, чем в базовом варианте.

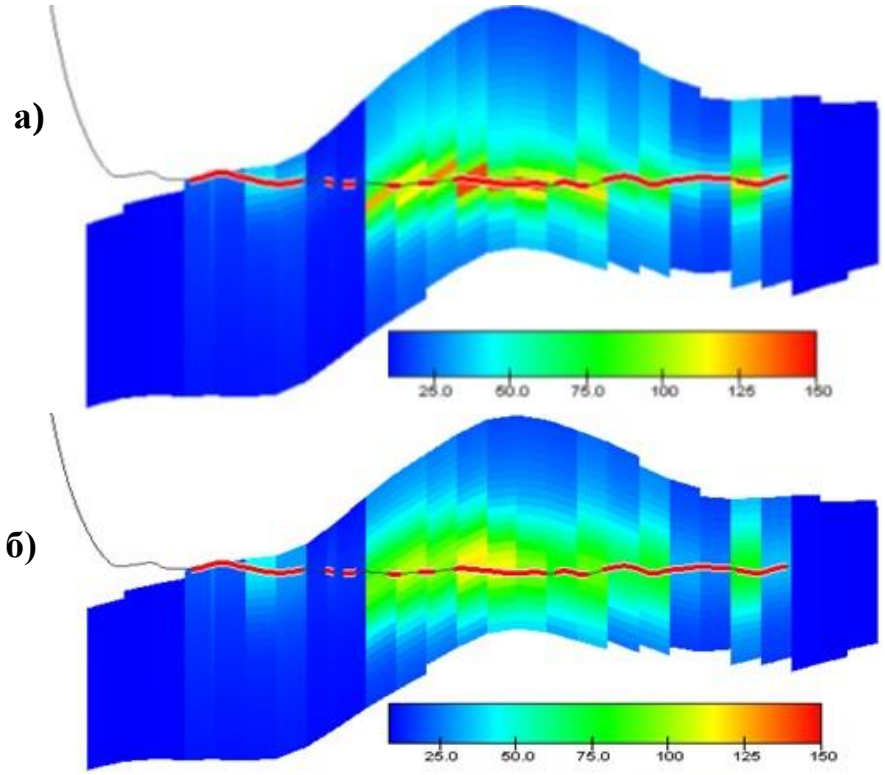


Рисунок 4.2.3 - Распределение температуры в пласте:
а) базовый вариант; б) с закачкой растворителя

Сопоставление накопленной добычи нефти в зависимости от объема закачанного растворителя в скважину 13005, позволило отметить увеличение добычи нефти за счет повышения дебита нефти на 2 - 15 процентов по сравнению с базовым вариантом. Также было установлено (Рисунок 4.2.4), что максимальная дополнительная добыча нефти, около одной тысячи тонн, была получена при объеме растворителя 75 м^3. Дальнейшее увеличение объема закачки композиции растворителя не способствует увеличению накопленной добычи нефти.

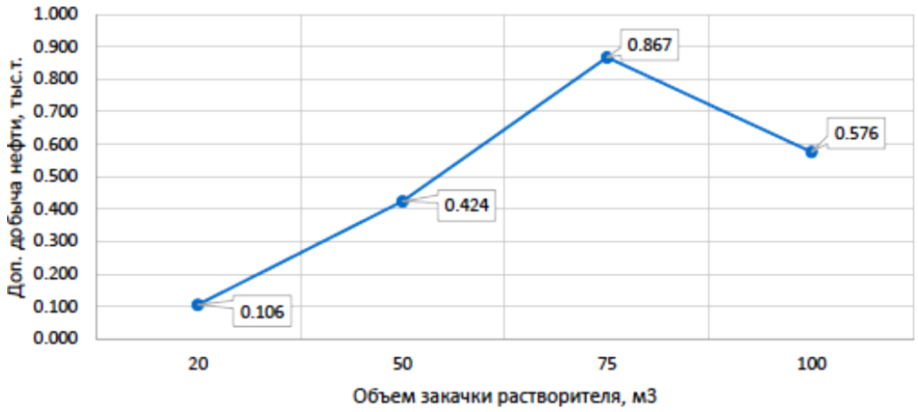


Рисунок 4.2.4 - Сопоставление накопленной добычи нефти с объемами закачки композиции растворителя в скважину 13005

Годовая добыча нефти по прогнозным гидродинамическим расчетам со временем снижается, как при базовом варианте, так и при варианте с закачкой 75 м^3 композиции растворителя в одну скважину (Рисунок 4.2.5). Это объясняется тем, что при пароциклической обработке происходит многократная промывка одной и той же дренируемой зоны продуктивного пласта.

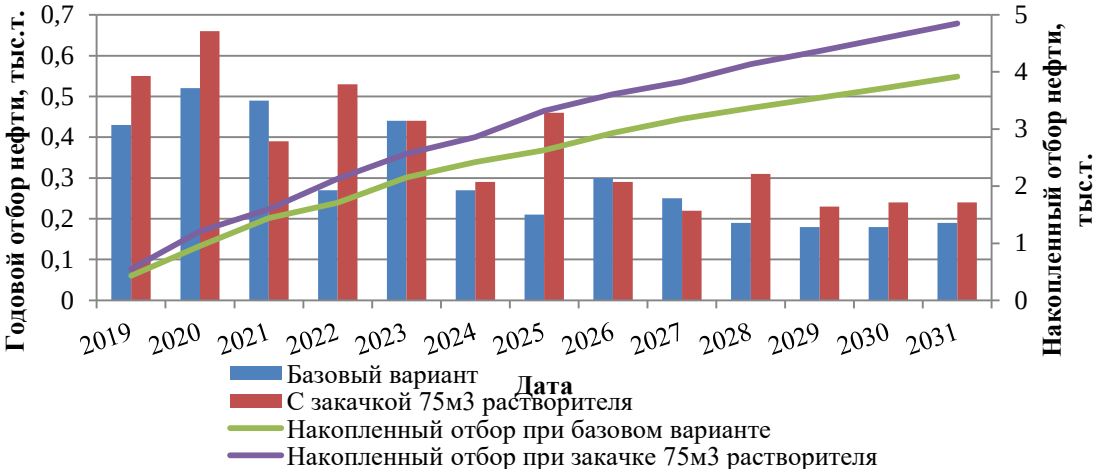


Рисунок 4.2.5 - Изменение отбора нефти в базовом варианте и варианте с закачкой растворителя в скважину 13005

Кроме того, было выполнено моделирование закачки композиции растворителя одновременно в пароциклические скважины №13003, №13004, №13005 при вышеописанных условиях (Рисунок 4.2.6). В 2019 году, после предварительного прогрева паром, смоделирована единовременная закачка композиции растворителя одновременно в три скважины с повторением циклов закачки пара на протяжении всего прогнозного периода.

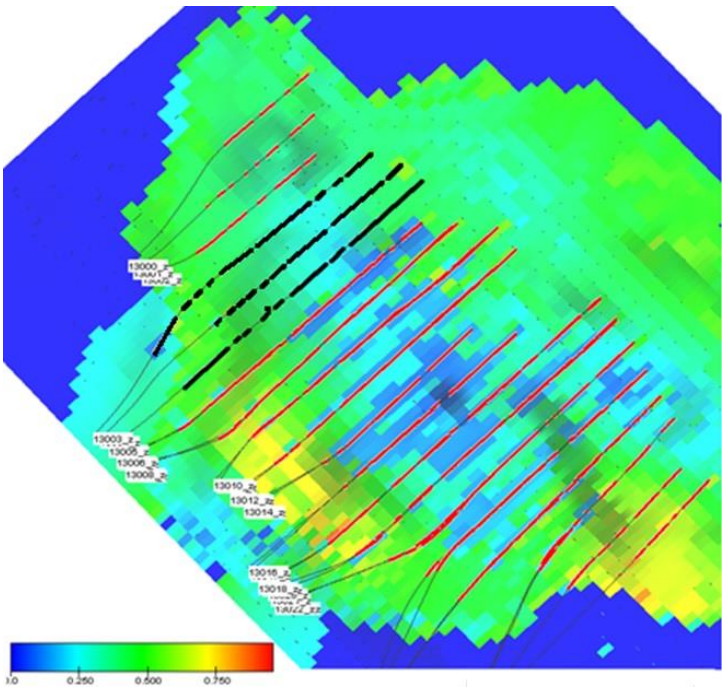


Рисунок 4.2.6 – Распределение нефтенасыщенности в гидродинамической модели на начало прогноза по скважинам 13003, 13004, 13005

Распределение температуры в пласте (Рисунок 4.2.7) свидетельствует, что при закачке композиции растворителя прискважинная зона прогрета в меньшем объеме, чем в базовом варианте, что может быть связано с охлаждением пласта из-за закачки композиции растворителя в пласт. Через год после начала воздействия, композиция растворителя распределилась по пласту и увеличила зону охвата между скважинами, особенно в части пласта, ближе к «носку» скважин (Рисунок 4.2.8).

Сопоставление отобранных объемов композиции растворителя из трёх скважин 13003, 13004, 13005 позволило сделать вывод (Рисунок 4.2.9) о наличии гидродинамической интерференции и срастании паровых камер соседних горизонтальных скважин.

При одновременной закачке в три скважины из-за неоднородности геологического строения нефтенасыщенного пласта, композиция растворителя распространилась по-разному: скважиной №13003 (Рисунок 4.2.9а) с нефтью отобран существенно меньший объем композиции растворителя по сравнению с закачкой; в скважине №13004 композиция растворителя отбиралась последовательно и большая часть её осталась в пласте (Рисунок 4.2.9б); в

скважине №13005 (Рисунок 4.2.9в) большая часть закачанного объема композиции растворителя была отобрана в течение короткого периода времени.

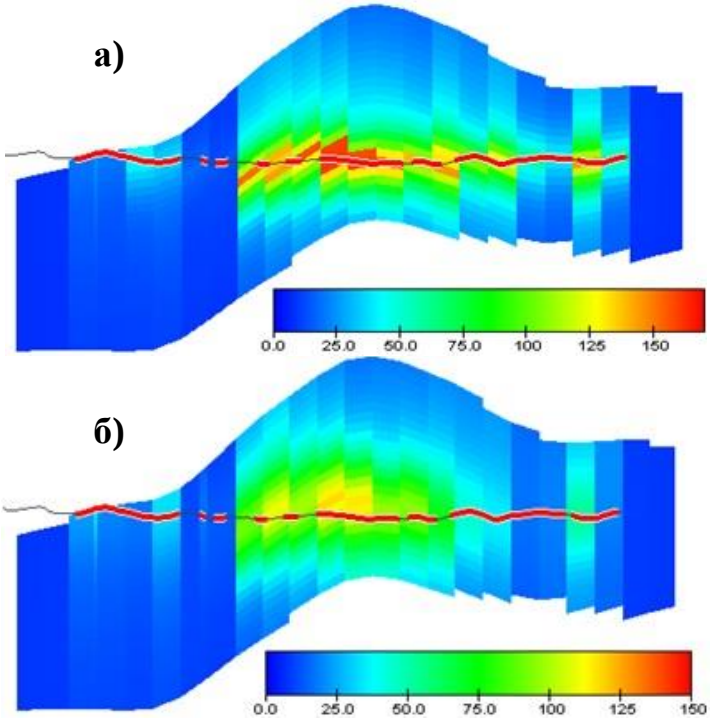


Рисунок 4.2.7 - Распределение температуры в пласте:
а) базовый вариант; б) с закачкой растворителя в три скважины

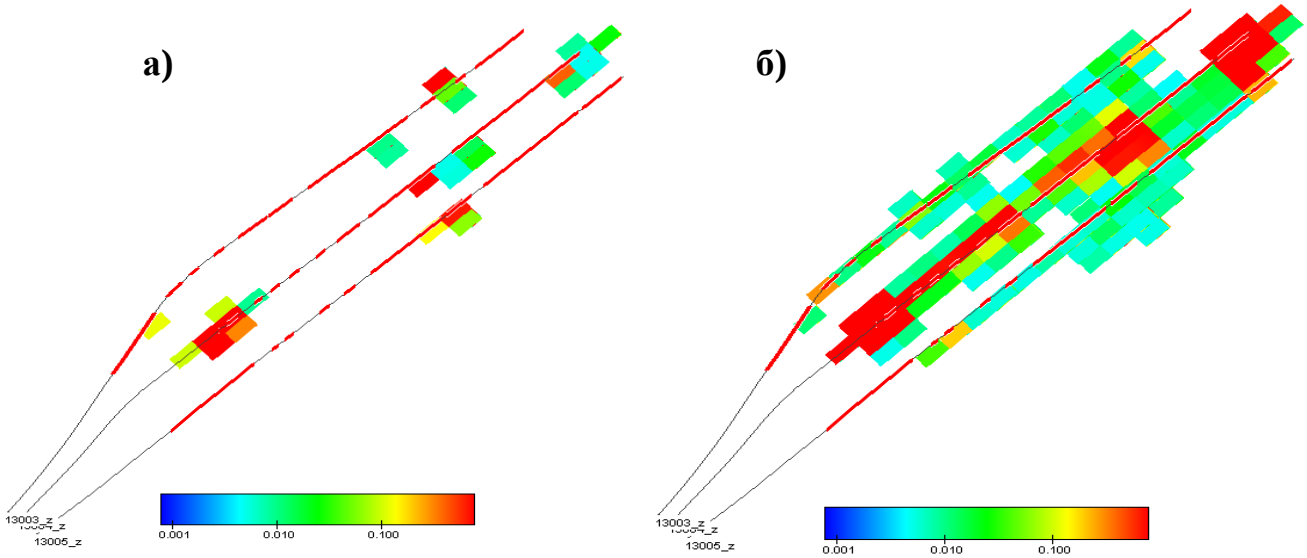


Рисунок 4.2.8 - Распределение закачки растворителя по скважинам 13003, 13004, 13005:
а) на начало закачки; б) через 1 год

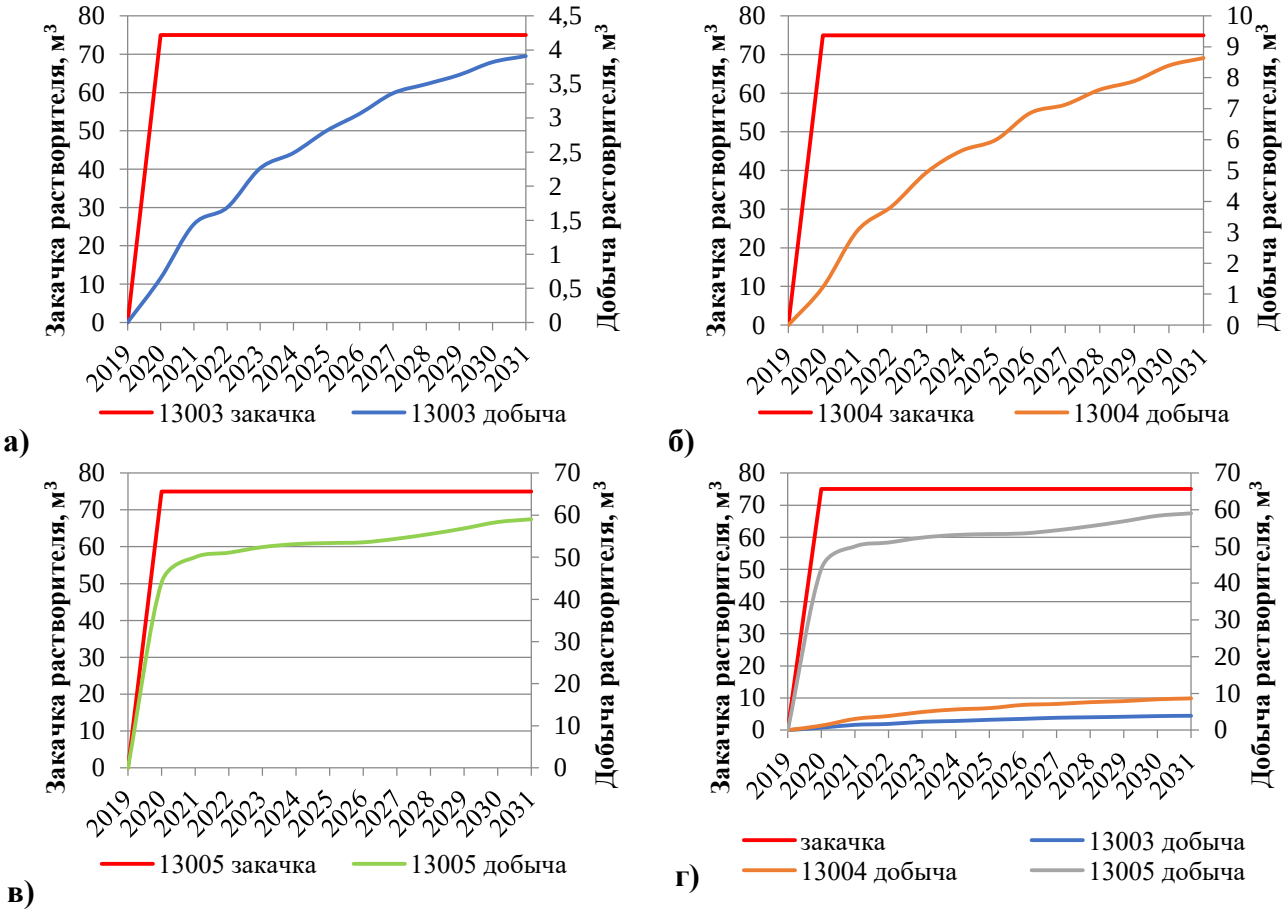


Рисунок 4.2.9 - Сопоставление отбора композиции растворителя при варианте закачки в объеме 75 м^3: а) скв.13003; б) скв.13004; в) скв.13005; г) по трем скважинам

Закачанный растворитель распределяется в призабойной зоне скважин, и с циклами закачки пара распространяется по объему пласта как латерально, так и по направлению к кровле пласта совместно с паром, снижая вязкость битуминозной нефти, и «доотмывая» оставшуюся после прохождения теплового фронта нефть, а также увеличивая зону дренирования скважин и коэффициент охвата пласта. Эффект резкого роста отбора нефти может быть объяснён срастанием паровых камер, обогащенных растворителем, по скважинам №13004 и №13005 (Рисунок 4.2.10).

Сопоставление накопленной добычи нефти в зависимости от объема закачанного растворителя одновременно в три скважины, позволит повысить добычу нефти в интервале значений от 7,66 до 9,06 тысяч тонн по сравнению с базовым вариантом. Также было установлено (Рисунок 4.2.11), что максимальная дополнительная добыча нефти достигается при закачке растворителя в объеме 75

м^3. Дальнейшее увеличение объема закачки композиции растворителя не способствует увеличению накопленной добычи нефти.

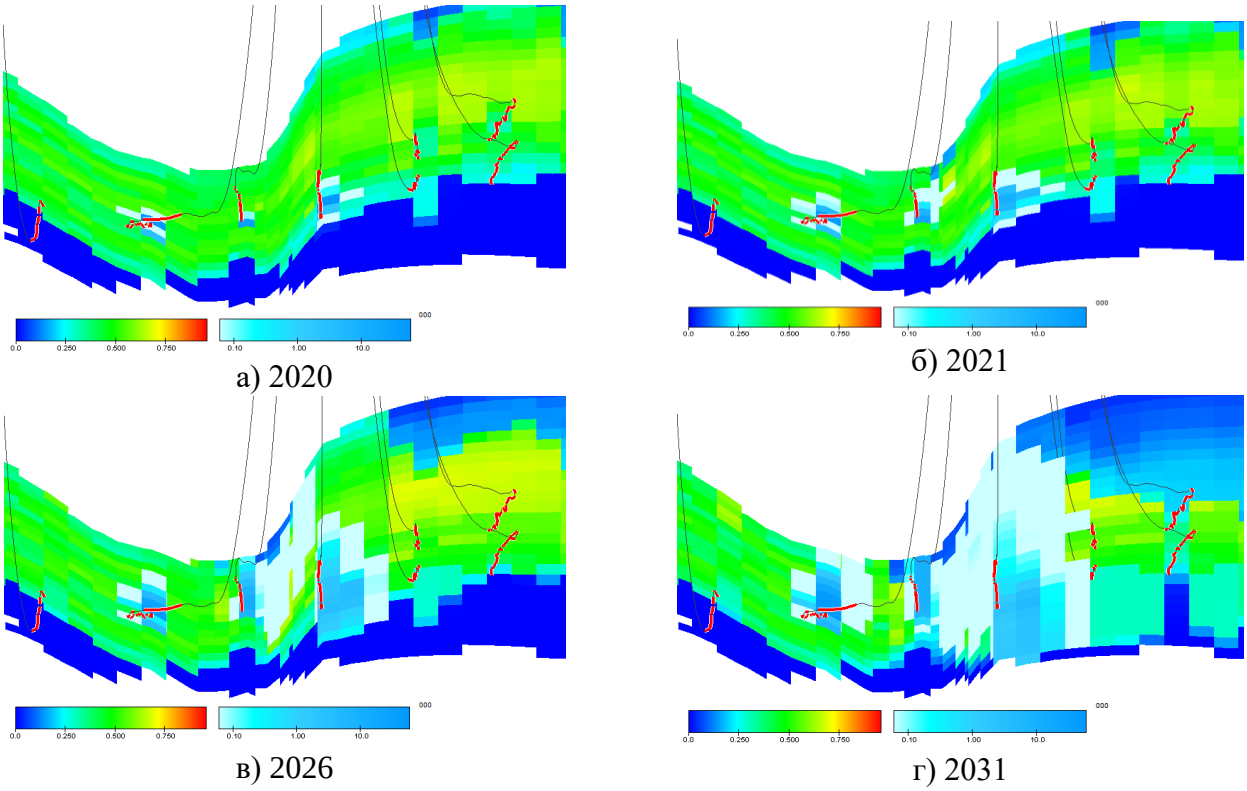


Рисунок 4.2.10 - Распространение растворителя в пласте по группе скважин 13003, 13004, 13005;
левая шкала – нефтенасыщенность, д.ед.;
правая шкала – концентрация растворителя, л/м^3 пласта

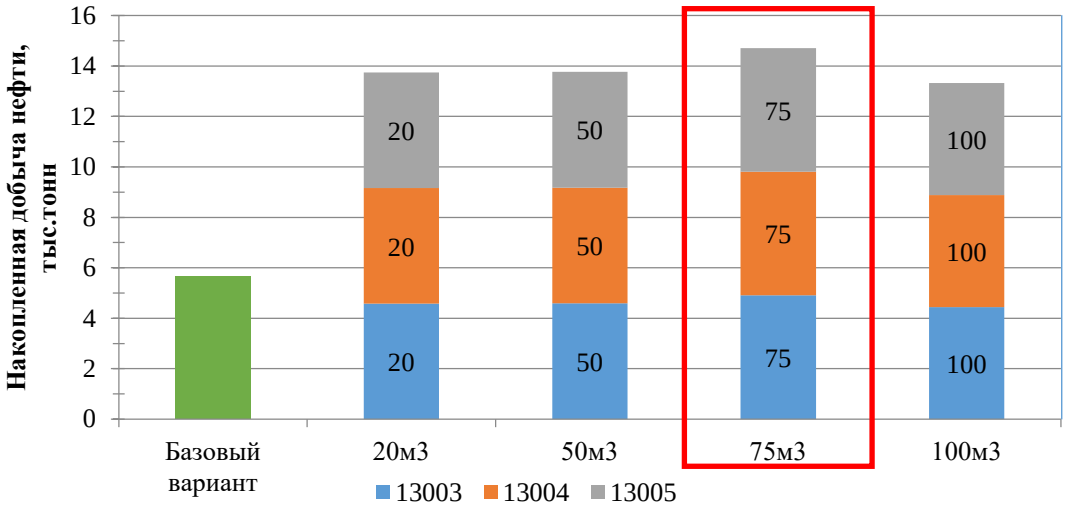


Рисунок 4.2.11 - Сопоставление накопленной добычи нефти по скважине 13005 с объемами закачки композиции растворителя (при одновременной закачке в три скважины)

Накопленный объем дополнительной добычи битуминозной нефти (Рисунок 4.2.12) с закачкой 75 м^3 композиции растворителя одновременно в три горизонтальные скважины за прогнозный период составляет 9,06 тысячи тонн.

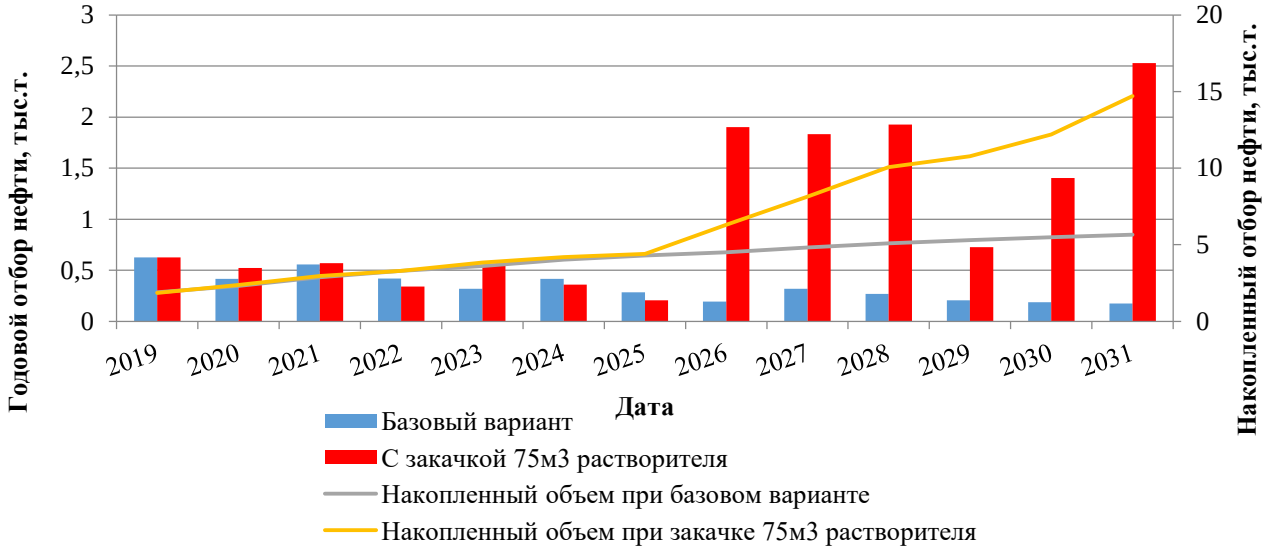


Рисунок 4.2.12 - Изменение отбора нефти в базовом варианте и варианте с закачкой растворителя в скважины 13003, 13004, 13005

Анализируя показатели добычи по скважине 13005 в вариантах с закачкой 75 м^3 композиции растворителя только в данную скважину и в группу скважин 13003, 13004, 13005 установлено, что прирост накопленного объема дополнительной добычи битуминозной нефти по этой скважине при площадном варианте возрастает в 10 раз за прогнозный период (Рисунок 4.2.13), что объясняется взаимовлиянием скважин при площадной закачке композиции растворителя.

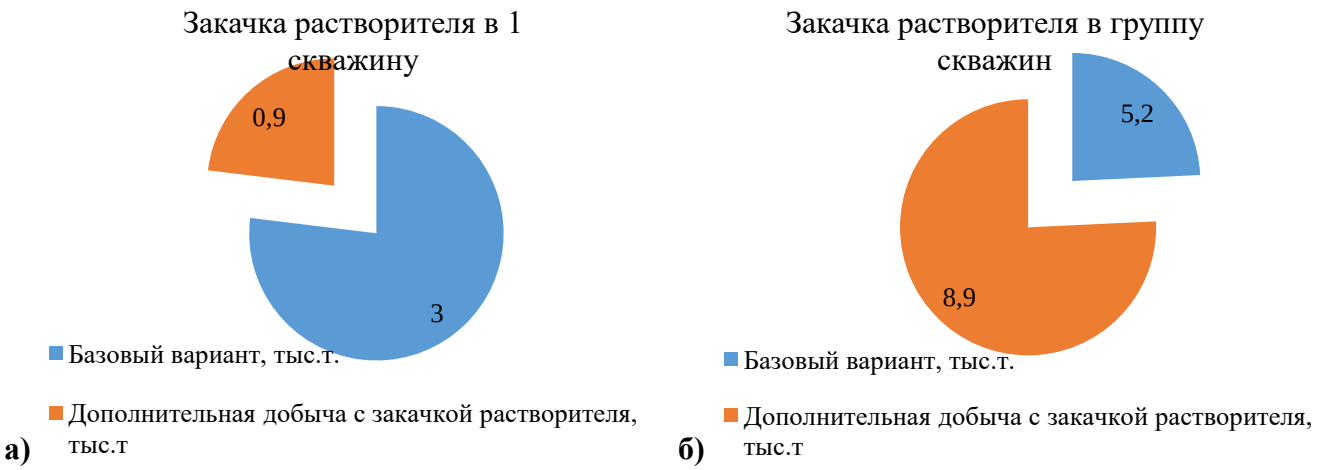


Рисунок 4.2.13 - Сопоставление накопленной добычи нефти для скважины 13005 при закачке в одну скважину и в группу скважин

Для пилотного участка Ашальчинского нефтяного месторождения при закачке композиции растворителя в одну скважину, значение КИН возрастает на 0.5 процентных пункта, тогда как при площадной закачке прирост значения КИН составляет 2.25 процентных пункта за прогнозный период (Таблица 4.2.1). Паронефтяное соотношение при площадном воздействии на группу скважин 13003, 13004, 13005 за расчетный период снижается с 76,2 при базовом варианте до 37 тонн пара на тонну битуминозной нефти для варианта с максимальной технологической эффективностью, которая достигается при закачке 75 м^3 композиции растворителя одновременно в три горизонтальные скважины.

Таблица 4.2.1 – Значения КИН для пилотного участка Ашальчинского нефтяного месторождения за прогнозный период

	КИН, %				
	Базовый вариант	С закачкой композиции растворителя			
		20м^3	50м^3	75м^3	100м^3
Одиночная скважина	1,88	1,95	2,14	2,42	2,23
Группа скважин	1,40	3,41	3,42	3,65	3,31

Таким образом, на основании прогнозных расчетов на полномасштабной гидродинамической модели пилотного участка Ашальчинского месторождения были сделаны следующие выводы:

- оптимальный объем закачки композиции растворителя при пароциклической обработке одиночной скважины составляет 75 м^3, а объем дополнительно добытой нефти, по сравнению с закачкой пара без растворителя - 0.867 тыс.т.;
- оптимальный объем закачки композиции растворителя при пароциклической обработке группы скважин №13003, №13004, №13005 составил 75 м^3, а объем дополнительно добытой нефти, по сравнению с закачкой пара без растворителя, - 9.06 тыс.т.;
- площадная закачка композиции растворителя позволила увеличить зону охвата продуктивного пласта воздействием и повысить дополнительную добычу нефти на 8 тыс.т., за счет создания дополнительной гидродинамической связи между соседними пароциклическими скважинами.

4.3. Оценка экономической эффективности применения пароциклического воздействия с закачкой растворителя

Экономическая оценка проведена для варианта площадной закачки композиции растворителя в пароциклические горизонтальные скважины с максимальной технологической эффективностью (Рисунок 4.2.10) в сравнении с базовым вариантом.

Экономический эффект от внедрения технологии площадной закачки композиции растворителя в пароциклические горизонтальные скважины может быть получен за счет дополнительной добычи нефти по формуле 4.3.1.

$$Э_t = P_t - З_t \qquad (4.3.1)$$

где $Э_t$ - экономический эффект от внедрения мероприятия (равен прибыли от реализации), миллионов рублей; P_t - результаты осуществления мероприятия (выручка от реализации дополнительно добытой нефти), миллионов рублей; $З_t$ - затраты на осуществление мероприятия (производственные расходы на дополнительные закачку пара, добычу нефти и воды, затраты на внедрение технологии), миллионов рублей.

В течение первых 7 лет среднегодовая выручка от внедрения технологии площадной закачки композиции растворителя в горизонтальные скважины с пароциклическим воздействием для трёх скважин оценена на уровне 0,4 миллионов рублей в год. В дальнейшем в результате гидродинамической интерференции и срастания паровых камер соседних горизонтальных скважин (Рисунок 4.2.9), происходит резкий рост годового отбора нефти (Рисунок 4.2.11), благодаря чему прогнозируется рост среднегодовой выручки до 35,5 миллионов рублей в год. Чистый дисконтированный доход мероприятий за расчетный период положительный, что говорит об окупаемости затрат.

Выводы по главе 4:

▪Пароциклическая обработка одиночных скважин характеризуется ограниченным охватом продуктивного пласта воздействием в зоне дренирования скважины и многократные циклы закачки пара не приводят к ее существенному увеличению.

▪При использовании композиции растворителя в процессе пароциклической обработки скважин происходит вовлечение в разработку дополнительных участков продуктивного пласта и снижение вязкости нефти в охваченной воздействием растворителем зоне. Кроме того, наличие растворителя способствует «доотмыву» нефти от породы и увеличению коэффициента вытеснения.

▪При площадном применении композиции растворителя в соседних горизонтальных скважинах, подверженных пароциклическим обработкам, воздействие растворителя оказывает мультипликативный эффект. При расширении зон вокруг скважин, охваченных воздействием растворителя, происходит их слияние и установление гидродинамической связи между скважинами. В ходе циклов прогрева происходит поддержание пластового давления и передача тепла, приводящие к увеличению дебитов скважин в цикле отбора.

▪Исследована закачка различных объемов композиции растворителя на типовых элементах Ашальчинского месторождения. В горизонтальном продуктивном пласте оптимальным расстоянием между соседними пароциклическими горизонтальными скважинами является 100 метров, с получением максимального прироста добычи битуминозной нефти при закачке 75 м3 растворителя, как при одинаковом, так и при различном расстоянии забоев скважин от ВНК.

▪В наклонном продуктивном пласте максимальный прирост добычи битуминозной нефти достигается при закачке 75 м^3 растворителя, с оптимальным расстоянием между соседними пароциклическими горизонтальными скважинами

100 метров (по варианту с одинаковым расстоянием забоев скважин от ВНК) и 75 метров (по варианту с различным расстоянием забоев скважин от ВНК).

- В исследуемых пределах получены логарифмические зависимости оптимального объема закачки растворителя от расстояния между соседними горизонтальными пароциклическими скважинами.
- Установлена экспоненциальная зависимость прироста накопленной добычи битуминозной нефти от расстояния между скважинами, в наклонном продуктивном пласте относительно горизонтального.
- В наклонном продуктивном пласте в условиях Ашальчинского месторождения требуется меньший объем композиции растворителя для достижения максимальной доли прироста добычи нефти по сравнению с горизонтальным продуктивным пластом.
- Обосновано значение расстояния между соседними горизонтальными пароциклическими скважинами с применением растворителя, составившее 74 метра, выше которого расположение забоев горизонтальных скважин на различном расстоянии от ВНК приводит к получению дополнительной добычи нефти в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения.
- .Выявлено отсутствие зависимости оптимального объема закачки композиции растворителя от расстояния между скважинами в наклонном продуктивном пласте при расположении забоев соседних горизонтальных пароциклических скважин на различном расстоянии от ВНК.
- В условиях пилотного участка Ашальчинского нефтяного месторождения наибольший технологический эффект от пароциклической обработки горизонтальных скважин с закачкой композиции растворителя в одиночном и площадном вариантах достигается при объеме закачки 75 м^3. Площадная закачка композиции растворителя позволяет увеличить зону охвата продуктивного пласта воздействием и повысить дополнительную добычу нефти на 8 тыс.т.

Выводы и рекомендации

1. По результатам анализа особенностей геологического строения Ашальчинского нефтяного месторождения и ретроспективного обзора научно-технической литературы установлено, что циклическая закачка пара с оторочками растворителей является перспективной технологией добычи битуминозной нефти из зон пласта с нефтенасыщенной толщиной менее 10 метров, а также недренируемых зон между соседними парами скважин, эксплуатируемых по технологии парогравитационного дренирования.

2. Разработана методика проведения фильтрационных экспериментов, позволяющая оценивать эффективность различных реагентов при пластовых условиях с обеспечением сходимости результатов экспериментов и оценкой коэффициента вытеснения битуминозной нефти с применением пара и растворителей.

3. В результате проведения лабораторных фильтрационных экспериментов установлено, что совместное воздействие пара и рекомендуемой композиции растворителя повышает коэффициент вытеснения нефти до 15 пунктов по сравнению с использованием закачки пара в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения.

4. Получена экспоненциальная зависимость прироста накопленной добычи битуминозной нефти от расстояния между скважинами в наклонном продуктивном пласте относительно горизонтального в условиях Ашальчинского нефтяного месторождения.

5. Получены логарифмические зависимости для определения оптимального объема закачки растворителя в горизонтальном и наклонном продуктивном пластах для заданного расстояниях между соседними горизонтальными пароциклическими скважинами.

6. Установлено значение объемов закачиваемой композиции растворителя и расстояния между соседними горизонтальными пароциклическими скважинами, при которых может быть достигнута максимальная добыча нефти для пилотного участка Ашальчинского нефтяного месторождения.

7. Для геологических условий пилотного участка Ашальчинского нефтяного месторождения площадная закачка композиции растворителя позволяет увеличить зону охвата продуктивного пласта воздействием и дополнительно получить 8 тыс.т. нефти за счет создания дополнительной гидродинамической связи между соседними пароциклическими скважинами.

8. Разработаны технические решения, направленные на повышение эффективности добычи битуминозной нефти одиночными пароциклическими скважинами с закачкой композиции растворителя, признанные изобретениями и защищенные патентами Российской Федерации (№ 2675276 и № 2694983).

9. Предложена к промышленному внедрению комплексная площадная закачка оторочки растворителя при пароциклическом воздействии на пластовую систему битуминозной нефти.

Список использованной литературы

1. Валеев, Р.Н. Битумонефтегазоносные бассейны / Валеев Р.Н., Юдин Г.Т., Гисматуллин Р.М., Штейнгольц В.Л. В сб.: Геология битумов и битумовмещающих пород. М.: Наука, 1979, с. 3-14

2. Гольдберг, И.С. Вопросы классификации, образования и размещения скоплений битумов / Гольдберг И.С., Юдин Г.Т. В сб.: Геология битумов и битумовмещающих пород. М.: Наука, 1979, с. 15-20

3. Малофеев, В.В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Владимир Вячиславович Малофеевв. – Москва, – 2011 г. – 24 с.

4. Гисматуллин, Р.М. Основные типы битумных месторождений / Гисматуллин Р.М., Валеев Р.Н., Штейнгольц В.Л. В сб.: Геология битумов и битумовмещающих пород. М.: Наука, 1979, с. 45-52

5. Жабрева, П.С. Геологические особенности и характеристика битумовмещающих пород месторождений пластового типа / Жабрева П.С. В сб.: Геология битумов и битумовмещающих пород. М.: Наука, 1979, с. 21-44

6. Хисамов Р.С., Шаргородский И.Е., Гатиятуллин Н.С. Нефтебитумоносность пермских отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины / Под. Ред. Проф., д.г.-м.н. Хисамов Р.С. – Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009. – 431 с.

7. Оперативный подсчёт запасов сверхвязкой нефти Больше-Каменского поднятия Ашальчинского месторождения: отчет о НИР/Богова О.А. – Казань: ТГРУ, 2010.

8. Акишев, И.М. Условия залегания, основные закономерности распространения и особенности строения скоплений битумов в пермских отложениях Татарской АССР / Акишев И.М. В сб.: Геология битумов и битумовмещающих пород. М.: Наука, 1979, с. 59-68

9. Рузин, Л.М. Инновационные направления разработки залежей высоковязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №1. - С. 70-73.

10. Рузин, Л.М. Исследования эффективности вытеснения высоковязкой нефти растворителями / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин // Нефтегазовое дело. – 2014. - №6. - С. 408-423.

11. Рузин, Л.М. Методы увеличения нефтеотдачи залежей с высоковязкой нефтью при шахтном способе разработки / Л.М. Рузин, // РНТС, сер. Нефтепромысловое дело. – 1977. - № 4. - С. 408-423.

12. Hanzlik, E.J. Forty Years of steam injection in California – The Evolution of heat management / E.J. Hanzlik, D.S. Mims // Abstracts of the international oil recovery conference in Asia pacific, October 20-21, 2003.

13. Хисамов, Р.С. «Трудные» богатства / Р.С. Хисамов // Нефть и жизнь. — 2014. — №4. — С. 17–19.

14. Муслимов, Р.Х. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 396 с.

15. Dusseault, M. CHOPS in Jilin Province, China / Dusseault M. , Ma Y., Xu B., Chun Xiu Liang, Wu G. // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, 4-7 November, 2002, Calgary, Alberta, Canada.

16. Муслимов, Р.Х. Повышение роли нетрадиционных видов углеводородного сырья для длительного устойчивого развития экономики (на примере Республики Татарстан) / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2013. - №4. - С. 45-53.

17. Романов, Г.В. Экспериментальное моделирование вытеснения сверхвязких нефтей растворителями с визуализацией и исследованием изменений физико-химических свойств нефтяных компонентов / Г.В. Романов, М.Р. Якубов // Георесурсы. - 2010. –№2. - С. 38-41.

18. Илалдинов, И.З. Микробиологическое воздействие на битумный пласт. Ч.I. Формирование фрактальной структуры /И.З. Илалдинов, Д.К. Нургалиев // Вестник технологического университета. 2012. –№6. – С.137-141.

19. Илалдинов, И.З. Микробиологическое воздействие на битумный пласт. Ч.II. Ферментативная фрактальная кинетика /И.З. Илалдинов, Д.К. Нургалиев // Вестник технологического университета. 2012. –№6. – С.144-146.

20. Ибатуллин, Р.Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. / Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. // – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292 с.: ил.

21. Рузин, Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, В.А. Николаев, А.В. Назаров, Н.А. Петров // М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований. - 2015. - С. 9 - 11.

22. Липаев, А.А. Совершенствование системы разработки битумных месторождений на основе геотеплового моделирования пластов / А.А. Липаев, И.И. Маннанов, В.А. Чугунов, В.Д. Шевченко, З.А. Янгуразова // Нефтяное хозяйство. – 2007. - №1. - С. 46-47

23. Ибатуллин, Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.

24. Поконова, Ю.В. Нефтяные битумы С.Пб.: Рикон, 2008. - 154

25. Каширцев, В.А. Месторождения природных битумов на северо–востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) / В.А Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов // Геология и геофизика. – 2010. - Т. 51. – № 1. – С. 93–105.

26. Wilson A. Cyclic Steam Stimulation Results in High Water Retention for Kuwaiti Heavy-Oil Field //Journal of Petroleum Technology. 2018. Vol. 70. - No. 3. – Pp. 80-82.

27. Butler, R.M. SAGD comes of Age / R.M. Butler // JCPT, Jul. - 1998. Vol. 37. No.7.

28. Araque-Martinez, A. Experience on horizontal well application for heavy oil filds. / A. Araque-Martinez, R. Rattia, S.A. Maraven // Papers of International Conference on Horizontal Well Technology, November 18-20, 1996.

29. Butler, R.M. The Solvent analogue model of steam-assisted gravity drainage / R.M. Butler, I.J. Mokrys, S.K. Das // AOSTRA Journal of Research. - 1989. Vol. 5. No.1. P.17-32.

30. Tachautdinov, Sh. Modern SAGD Technology / Sh. Tachautdinov, N. Ibragimov, R. Khisamov, R. Ibatullin, M. Amerkhanov, A. Zaripov. — From Modeling to Field Monitoring: World Heavy Oil Congress (WHOC 14-257) 5–7 March 2014, New Orleans.

31. Морозюк, О.А. Инновационные технологии разработки залежей аномально вязких нефтей / О.А. Морозюк, Л.М. Рузин // Нефтепромысловое дело. - 2012. - № 2. - С. 18.

32. Пономарев, А.И. Многофункциональные скважины для разработки залежей высоковязкой нефти / А.И. Пономарев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 8. – С. 24.

33. Деева, В.С. Эффективность инновационных технологий воздействия на вязкость слоев жидких сред в закрытых пространствах / В.С. Деева [и др.] // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. - 2015. - № 16. – С. 40-56.

34. Табаков В.П., Гуров Е.И., Тюнькин Б.А. Технология термошахтной добычи нефти. Труды 5-ой Международной конференции по тяжелой нефти и битуминозным песчаникам, Венесуэла, Каракас. 1991.

35. Методическое руководство по проектированию термошахтной разработки месторождений с высоковязкими нефтями и природными битумами (применительно к условиям Ярегского месторождения). Рук. работы, к.т.н. В.П. Табаков. Министерство нефтяной промышленности, Москва. 1982.

36. Тюнькин Б.А., Букреев В.М., Груцкий Л.Г. и др. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти. Патент РФ № 2114289, 1997.

37. Сидоров, И.В. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин для добычи высоковязкой нефти месторождения Кантангли [Текст] /И.В. Сидоров, М.Н. О.В. Фоминых, В.А. Коротнеко // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 24.

38. Сидоров, И.В. Технология площадной циклической закачки пара горизонтальными скважинами при разработке месторождений высоковязкой нефти [Текст] / И.В. Сидров, Д.А. Юрьев, В.А. Коротенко // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 12. – С. 44.

39. Сидоров, И.В. Оценка эффективности реализации технологии площадной циклической закачки пара при разработке месторождений высоковязких нефтей / И.В. Сидоров, О.В. Фоминых, Н.Е. Ведерников // Научно - технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 2. – С. 65-67.

40. Жангабылов, Р.А. Исследование эффективности технологии термогравитационного дренирования пласта в условиях неоднородных залежей высоковязкой нефти / Р.А. Жангабылов // Нефтегазовое дело. – 2015. - №3. - С. 143-161.

41. Ибрагимов, Н.Г. Перспективы развития технологии строительства скважин для добычи сверхвязких нефтей и природных битумов / Н.Г. Ибрагимов, Ф.Ф. Ахмадишин, Р.Р. Ибатуллин, Г.С. Абдрахматов, М.И. Амерханов, А.Р. Исхаков // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №7. - С. 52-53.

42. Тахаутдинов, Ш.Ф. Проблемы горизонтального бурения на залежи битумов / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, М.Н. Студенский, Ф.Ф. Ахмадишин, С.А. Оганов, В.И. Зубарев // Нефтяное хозяйство. – 2007. - №7. - С. 30-33.

43. Гареев, Р.М. Эколого-геофизический мониторинг окружающей среды при разработке сверхвязкой нефти / Р.М. Гареев, П.Н. Кубарев, Г.И. Петрова, И.А. Терновская, М.Я. Боровский, С.В. Шакуро // Георесурсы. – 2015. - №4. - С. 39-43.

44. Малофеев, Г. Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи / Г. Е. Малофеев, О. М.

Мирсаетов, И. Д. Чоловская. - М.-Ижевск: ИКИ; НИЦ «Регулярная хаотическая динамика». - 2008. – 224 с.

45. Айзикович, О. М. Тепловой эффект реакций окисления в процессе влажного внутрипластового горения / О. М. Айзикович, М. Г. Булыгин // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. - № 11. - С. 4-6.

46. РД 39-9-68-78. Методическое руководство по проектированию применения теплоносителей в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ, КраснодарНИПИнефть; Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев, М.А. Кузнецов [и др.]. – Введ. с 01.06.1978. - М.: ВНИИ. – 1978. – 265 с.

47. РД 39-9-191-79. Методическое руководство по проектированию и применению внутрипластового горения в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ; Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев, А.А. Боксерман [и др.]. - Введ. с 01.10.1979. – М.: ВНИИ. – 1979. - 172 с.

48. РД 39-9-489-80. Руководство по комплексу термогидродинамических исследований при внутрипластовом горении / ВНИИ, НПО «Союзтермнефть»; И.Д. Умрихин, Н.И. Днепровская, Ю.М. Смирнов [и др.]. – Введ. с 31.12.80. – М.: ВНИИ. – 1980. – 135 с.

49. РД 39-23-1318-85. Регламент на технологический процесс «Влажное внутрипластовое горение с использованием напора законтурных вод на полностью обводненном месторождении маловязкой нефти» / УкрГИПРОНИИнефть, ВНИИ, НПО «Союзтермнефть»; А.А. Боксерман, С.А. Мазга, В.А. Иванов [и др.]. – Введ. с 20.01.1986. – М.: ВНИИ. – 1986. – 10 с.

50. РД 39-0147213-221-86. Методическое руководство по регулированию внутрипластового горения применением колебательных режимов закачки рабочих агентов / АзНИПИнефть, ВНИИ; А.О. Богопольский, А.А. Боксерман, В.В. Полковников [и др.]. – Введ. с 01.01.1987. – Баку: АзНИПИнефть. – 1987. – 71 с.

51. РД 39-0147585-017-86. Инструкция по технологии выработки заводненных залежей нефти нижнего карбона тепловой оторочкой при внутрипластовом горении / ТатНИПИнефть; М.М. Мусин, З.А. Янгуразова. – Введ. с 01.05.1986. – Бугульма: ТатНИПИнефть. – 1986. – 13 с.

52. РД 39-4833207-241-89. Методическое руководство по проектированию применения влажного внутрипластового горения при разработке нефтяных месторождений / МНТК «Нефтеотдача»; О.М. Айзикович, Л.Д. Америка, Т.Б. Баишев [и др.]. – Введ. с 01.06.1989. – М.: ВНИИ. – 1989. – 218 с.

53. Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта / Р.С. Хисамов, М.М. Мусин, К.М. Мусин, И.Н. Файзуллин, А.Т. Зарипов. – Казань: Фэн, 2013. – 232 с.

54. Анализ применения и пути совершенствования технологии внутрипластового горения на примере Мордово-Кармальского месторождения ВВН / Р.К. Сабиров, Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, Р.И. Филин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – Вып. 78. – С. 88-99.

55. Совершенствование системы разработки месторождений ТН на примере залежи Мордово-Кармальского поднятия / Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, Р.И. Филин, С.И. Ибатуллина, И.Ф. Галимов // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть», посвященная 60-летию ОАО «Татнефть». Номинация: геология и разработка нефтяных месторождений / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – С. 6-14.

56. Тахаутдинов, Ш.Ф. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.К. Сабиров, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, А.Т. Зарипов. – Казань: Фэн, 2011. – 189 с.: ил.

57. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. – Казань: Фэн, 2010. – 335 с.: ил.

58. Захаров Я.В., Зарипов А.Т., Амерханов М.И., Шайхутдинов Д.К. Определение оптимального режима освоения парных горизонтальных скважин как одного из важных этапов реализации технологии парогравитационного дренирования // Особенности разведки и разработки месторождений

нетрадиционных углеводородов: Материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 2–3 сент. 2015 г. С. 157–160.

59. Зарипов А.Т. Создание и исследование комплекса технологий для эффективной разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти с применением термического воздействия на продуктивный пласт: дисс. на соиск. уч. степ. д-ра. техн. наук: 25.00.17 / Азат Тимерьянович Зарипов. – Бугульма, – 2015 г. – С.31-57.

60. Совершенствование системы разработки месторождений ТН на примере залежи Мордово-Кармальского поднятия / Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, Р.И. Филин, С.И. Ибатуллина, И.Ф. Галимов // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть», посвященная 60-летию ОАО «Татнефть». Номинация: геология и разработка нефтяных месторождений / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – С. 6-14.

61. Зарипов, А.Т. Развитие и эффективность применения теплоносителей для разработки месторождений природного битума Республики Татарстан / А.Т. Зарипов // Перспективы и эффективность разработки залежей нефти в карбонатных и слабопроницаемых коллекторах: тез. докл. межрегион. науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию начала разработки месторождений нефти в Татарстане и 50-летию г. Альметьевска, 21-23 авг. 2003 г. – Альметьевск, 2003. – С. 65-66.

62. Александров, Е.Н. Технология термохимического стимулирования добычи нефти и битумов с уменьшением количества воды в нефтяном пласте / Е.Н. Александров, Д.А. Леменовский, А.Л. Петров, В.Ю. Лиджи-Горяев // Георесурсы. – 2009. - №1. - С. 2-7.

63. Александров, Е.Н. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей / Е.Н. Александров, Н.М. Кузнецов, С.Н. Козлов, Ю.Г. Серкин, Е.Е. Низова // Георесурсы. - 2016. - Т.18. - № 3. - Ч .1.- С.154-159.

64. Ибатуллин, Р.Р. Исследование эффективности применения высокотемпературных теплоносителей для добычи высоковязкой и битуминозной

нефти / Р.Р. Ибатуллин, В.В. Кунеевский, В.Б. Оснос, А.Т. Зарипов, Р.Ш. Абсалямов // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №1. - С. 62-64.

65. Слюсарев, Н.И. Физико-химическое инициирование термического воздействия на пласт при добыче высоковязких нефтей / Н.И. Слюсарев, Г.Р. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2013. - № 6. – С. 180-192.

66. Мельникова, Е.Е. Забойный электродный теплопарогенератор для термических методов добычи высоковязкой нефти / Е.Е. Мельникова // Записки Горного института. - 2009. - Т. 182.– С. 96-99.

67. Загривный, Э.А. Автоматизация электротермического комплекса с забойным парогенератором для повышения нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью / Э.А. Загривный, В.И. Маларев, В.О. Зырин // Записки Горного института. - 2011. - Т. 192. - С. 125.

68. Загривный, Э.А. Электротермический комплекс на основе скважинного электродного нагревателя мощностью более 500 кВт для теплового воздействия на продуктивный пласт высоковязкой нефти / Э.А. Загривный, А.Е. Козярук, С.Н. Батаев // Электротехника. - 2003. - № 5.

69. Загривный, Э.А. Перспективы развития методов повышения нефтеотдачи пластов с тяжелой высоковязкой нефтью / Э.А. Загривный, Е.Е. Мельникова // Материалы конференции «Наука и новейшие технологии при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых»: сб. науч. работ, 2006.

70. Загривный, Э.А. Система управления электротермическим комплексом на основе забойного скважинного электропарогенератора для термического воздействия на продуктивные пласты высоковязкой нефти /Э.А. Загривный, В.И. Маларев, Е.Е. Васильева // Записки Горного института. - 2011. - Т.192. - С. 203-207.

71. Ившин, Я.В. Ионный нагреватель для нефтедобывающих скважин / Я.В. Ившин, Р.А. Кайдриков // Вестник КГТУ. - 2014. - Т.17. - № 12. - С. 163-165.

72. Маргулис, Б.Я. Новые технологии разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах, высоковязких нефтей и природных битумов / Б.Я. Маргулис [и др.] // Георесурсы. - 2011. - № 2(38). – С. 21-24.

73. Малюков, В.П. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана / В.П. Малюков, М.Э. Алибеков // Вестник РУДН. 2015. –№3. - С.102-110.

74. Воробьёв, А.Е. Влияние эффектов полярности и добавок на снижение вязкости тяжелой нефти / А.Е. Воробьёв, М. Агхамохаммадигалехджуги, Д.Н. Хабаров // Вестник РУДН. Серия Инженерные исследования. - 2014. - № 1. - С. 103-107.

75. Das, S.K. VAPEX: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen//SPE Journal. - September 1998. - Vol. 3. - No. 3. - Pp. 232-237.

76. Nasr T. and Ayodele O. New Hybrid Steam - Solvent Processes for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen // SPE Paper 101717, SPE International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, U.A.E., November 5 - 8, 2006.

77. Gupta S. et al. Field Implementation of Solvent Aided Process; Journal of Canadian Petroleum Technology. - November 2005. -Vol. 44. - No. 11. - Pp. 8 - 13.

78. Zhao L. et al. Steam Alternating Solvent process: lab test and simulation // Journal of Canadian Petroleum Technology. - 2005. - Vol. 44. -No.9.-Pp. 37-43.

79. Gupta S. et al. Christina Lake Solvent Aided Process Pilot; paper 2005 - 190, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, AB, June 7 - 9, 2005.

80. Ибатуллин, Т.Р. Повышение эффективности технологии парогравитационного воздействия и оптимизация её параметров на основе управления компонентным составом закачиваемого флюида: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук: 25.00.17 / Таир Равилевич Ибатуллин. – Москва, – 2010. – 24 с.

81. Морозюк, О.А. Изучение влияния добавки щелочи к закачиваемому пару на эффективность теплового воздействия при добыче высоковязких нефтей / О.А. Морозюк, С.А. Калинин, А.С. Скворцов // Булатовские чтения: материалы I

Международной научно-практической конференции. Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. - Краснодар. – 2017. - С. 162-167.

82. Гуськова, И.А. Изучение влияния добавки щелочи к закачиваемому пару на эффективность теплового воздействия при добыче высоковязких нефтей / И.А. Гуськова, В.А. Саяхов, И.М. Ишкулов // Булатовские чтения Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений: материалы I Международной научно-практической конференции. - Краснодар. – 2017. - С. 68-70.

83. Рузин, Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов: учебное пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. - С. 44.

84. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

85. Муслимов, Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее(оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академия наук РТ, 2014. – 750 с.: 798 с. ил.

86. Антониади, Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами / Д. Г. Антониади. – М.: Недра. - 1998. – 204 с.

87. Абдуллаев, М.Г. Разработка термохимических методов для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти: автореф. дисс. канд. техн. наук / М.Г. Абдуллаев. - Баку, 2002.

88. Кудинов, В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей / В.И. Кудинов // Георесурсы. - 2009. -№ 2(30). - С. 16-20.

89. Уваров, С.Г. О результатах физического моделирования термо- (ПАВ и ПАВ-полимерного) воздействия на керновый материал турнейских отложений / С.Г. Уваров, И.И. Маннанов, И.Е. Белошапка, Д.И. Ганиев// Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 2. – С.37-42.

90. Молчанов, А.А. Результаты исследований и опытно-промышленного внедрения технологии плазменно-импульсного воздействия на месторождениях

России [Текст] / А.А. Молчанов, А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов // Записки Горного института. - 2012. - Т. 195. – С. 64-68.

91. Молчанов, А.А. Обоснование применения плазменно-импульсной технологии повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с высоковязкими нефтями / А.А. Молчанов, И.Е. Долгий, А.В. Козлов // Записки Горного института. - 2012. - Т. 199. – С. 370-374.

92. Молчанов, А.А. Оценка продолжительности влияния плазменно-импульсного воздействия на реологические свойства высоковязких нефтей / А.А. Молчанов, А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов // Записки Горного института. - 2012. - Т. 195. – С. 61-63.

93. Конесев, С.Г. Современные технологии добычи высоковязкой нефти / С.Г. Конесев [и др.] // Электротехнические системы и комплексы: сб. науч. работ, 2013. – С. 301-306.

94. Болотов, А.А. Метод СВЧ для освоения месторождений высоковязких нефтей / А.А. Болотов // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2013. - 94 с.

95. Мифтахов, Ф.И. Пути подхода к решению проблемы рентабельной разработки мелких и мельчайших залежей высоковязких нефтей в сложнопостроенных карбонатных коллекторах / Ф.И. Мифтахов // Георесурсы. - 2011. – № 2(38). – С. 8-11.

96. Hascakir, B. Microwave Assisted Gravity Drainage of Heavy Oils / Berna Hascakir, Cagdas Acar, Birol Demiral, Serhat Akin // International Petroleum Technology Conference. - 2008. - С. 2-9.

97. Белошапка, И.Е. Обзор технологий добычи сверхвязкой нефти и природных битумов/ И.Е. Белошапка // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том XVI. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. - 2017. - С. 11-16.

98. Хисамов, Р.С. Проблемы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки и инновационные технологии их решения / Р.С. Хисамов// Георесурсы. 2012. –№3. - С.8-13.

99. Маганов, Н.У. Опыт разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти /Н.У. Маганов, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов// Oill&GasJournalRussia. 2015. – Июнь/Июль . - С.60-63.

100. Хисамов, Р.С. Анализ влияния уплотняющего бурения на эффективность разработки месторождений сверхвязкой нефти при парогравитационном воздействии / Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, С.И. Ибатуллина // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №7. - С. 30-33.

101. Хисамов, Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2013. – 310 с.

102. Хисамов, Р.С. Анализ эффективности выработки запасов сверхвязкой битуминозной нефти при парогравитационном воздействии / Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2014. - №7. - С. 24-27.

103. Ибатуллин, Р.Р. Расчет возможности гидравлического разрыва покрышки при пароциклическом воздействии на Ашальчинском месторождении природных битумов / Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2011. - №4. - С. 94-97.

104. Ибрагимов, Н.Г. Оптимизация работы скважин при парогравитационном воздействии на пласт на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти / Н.Г. Ибрагимов, Э.П. Васильев, М.И. Амерханов, В.В. Шестернин, Р.Р. Ахмадуллин // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №7. - С. 34-35.

105. Зарипов, А.Т. Технико-экономическая оценка методов добычи природных битумов для условий месторождений Республики Татарстан / А.Т. Зарипов, С.И. Ибатуллина, Л.И. Мотина, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №3. - С. 64-66.

106. Ибатуллин, Р.Р. Оценка влияния растворителя на параметры освоения скважины при парогравитационном воздействии / Р.Р. Ибатуллин // Нефтяная провинция. – 2017. - №1. - С. 60-76.

107. Черкасова, Е.И. Особенности добычи высоковязкой нефти / Е.И. Черкасова, И.И. Сафиуллин // Вестник технологического университета. - 2015. – №6. - С.105-108.

108. Зарипов, А.Т. Создание и исследование комплекса технологий для эффективной разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти с применением термического воздействия на продуктивный пласт: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д-ра. техн. наук: 25.00.17 / Азат Тимерьянович Зарипов. – Бугульма, – 2015. – 50 с.

109. Рахимова, Ш.Г. Исследование применения теплового воздействия совместно с углеводородными растворителя для разработки залежей тяжелых нефтей: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук: 25.00.17 / Шаура Газимьяновна Рахимова. – Бугульма, – 2009. – 25 с.

110. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента нефти водой в лабораторных условиях. – Взамен ОСТ 39-070-78; введ. 1987-01-01. – М.: Миннефтепром. – 1986.

111. Ледовская, Т.И. Восстановление смачиваемости образцов керна при подготовке к фильтрационным исследованиям / Т.И. Ледовская, Д.Н. Мезенцев, Е.В. Тупицин, С.К. Шумская, Ю.А. Щемелинин // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №11 - С. 54-56.

112. Хижняк, Г.П. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, А.М. Мошева, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. - №6. - С.54-63.

113. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород. - Введ. 1985-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1985.

114. Ганиев, Д.И. Контроль эффективности разрабатываемых технологий повышения нефтеотдачи пластов на основе фильтрационных исследований / Д.И. Ганиев, И.Е. Белошапка // Рассохинские чтения [Текст]: материалы международной конференции (1-2 февраля 2018 года). В 2 ч. Ч.2 / под ред. Н. Д. Цхадая. - Ухта: УГТУ. - 2018. - С. 10-13.

115. Руководство по эксплуатации. Лабораторно-измерительный комплекс для исследования нефтевытеснения. Редакция 1.2 // Vinci Technologies Inc. Nanterre, France. – 2015.

116. Operating Manual. Auto Flood Reservoir Conditions Coreflooding System, AFS-300 [Текст] // Core Lab Instruments, Tulsa. USA. – 2014.

117. Руководство по эксплуатации. Установка для исследования керна для высокотемпературных исследований в кислотостойком исполнении ПИК-ОФП/ЭП-К-Т //. АО «Геологика». - Новосибирск. - 2017.

118. Белошапка, И.Е. Применение фильтрационных исследований для опробования технологий парового воздействия при добыче сверхвязкой нефти и природных битумов / И.Е. Белошапка, Д.И. Ганиев // Рассохинские чтения [Текст]: материалы международной конференции (1-2 февраля 2018 года). В 2 ч. Ч.2 / под ред. Н. Д. Цхадая. - Ухта: УГТУ. - 2018. - С. 7-10.

119. Белошапка, И.Е. Применение фильтрационных исследований для изучения технологий разработки месторождений нетрадиционных коллекторов и трудноизвлекаемых запасов нефти / И.Е. Белошапка, Д.И. Ганиев // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: «Инженерные исследования». – 2018. – Т. 19. - №3. - С. 343-357.

120. ОСТ 39-227-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение фильтрационной характеристики и водовосприимчивости низкопроницаемых пород-коллекторов в пластовых условиях. - Введ. 1990-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1990.

121. ОСТ 39-228-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой продуктивного пласта. - Введ. 1990-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1990.

122. ОСТ 39-229-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом. - Введ. 1990-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1990.

123. ОСТ 39-230-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение размера частиц механических примесей. - Введ. 1990-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1990.

124. ОСТ 39-231-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания механических примесей в речных и промысловых водах. - Введ. 1990-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1985.

125. ОСТ 39-232-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение размера частиц эмульгированной нефти. - Введ. 1990-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1990.

126. ОСТ 39-133-81. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промысловой сточной воде. - Введ. 1982-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1982.

127. ОСТ 39-233-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания растворенного кислорода в нефтепромысловых сточных водах. - Введ. 1990-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1990.

128. ОСТ 39-234-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания сероводорода. - Введ. 1990-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1985.

129. ОСТ 39-191-85. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания железа в промысловой сточной воде. - Введ. 1986-07-01. - М.: Миннефтепром. – 1986.

130. Колпаков, В.В. Существующие ОСТы, регламентирующие проведение потоковых исследований и необходимость их модернизации / В.В. Колпаков, М.Ю. Зубков, Р.В. Коваленко // Сборник «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» (Девятая научно-практическая конференция) в трех томах, том I. - 2006. - С. 460-465.

131. Амикс, Д. Физика нефтяного пласта / Д. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг // М: Гостоптехиздат. - 1962. - 572 с.

132. Mott, R. Measurement and simulation of inertial and high capillary number flow phenomena in gas-condensate relative permeability / R. Mott, A. Cable, M. Spearing // SPE annual technical conference and exhibition. – 2000. – 13 с.

133. Ганиев, Д.И. Контроль эффективности технологий повышения нефтеотдачи на основе фильтрационных и томографических исследований / Д.И. Ганиев, И.Е. Белошапка // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том XVII. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. - 2018. - С. 13-17.

134. Аленькин, Д.А. Некоторые аспекты методологического подхода к оценке воздействия растворителей на битуминозную нефть / Д.А. Аленькин, И.Е. Белошапка, Д.И. Ганиев // Материалы III Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. - 2018. - С. 15-18.

135. Шамеев, А.И. Анализ эффективности применения химических методов воздействия на пластовые системы с битуминозной нефтью / А.И. Шамеев // Материалы III Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. - 2018. - С. 82-85.

136. Саяхов, В.А. Сравнительный анализ компонентного состава битуминозной нефти, вытесненной из модели пласта паром и композицией растворителя / В.А. Саяхов, И.Е. Белошапка // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. - 2018. - С. 81-85.

137. Отчет о прикладных и научных исследованиях по теме «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований за 2 этап «Выявление закономерностей изменения характеристик флюидов и кернового материала, анализируемых пластовых систем под влиянием техногенных факторов», (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195. –

Научный руководитель проекта, д.т.н., Закиров И.С.). – Альметьевск, - АГНИ. – 2018. – Книга 1. – 417 с.

138. Белошапка, И.Е. Определение коэффициента вытеснения природных битумов по фильтрационным экспериментам / И.Е. Белошапка // Сборник тезисов 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019» Том 1. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – С.186-187.

139. Закиров, И.С. Оценка коэффициента вытеснения по результатам лабораторных экспериментов на модели пласта с применением теплового воздействия и растворителей / И.С. Закиров, Е.Ф. Захарова, А.Р. Разумов, И.Е. Белошапка // Нефтяная провинция. – 2019. – № 2(18). – С. 197-209.

140. Пат. 2675276 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/24, 49/00 Способ извлечения высоковязкой нефти и природного битума из залежи // Гуськова И.А., Хисамов Р.С., Гумерова Д.М., Белошапка И.Е.; заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт». - № 2018120839; заявл. 05.06.2018; опубл. 18.12.2018, Бюл. №35.

141. Пат. 2694983 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/24, 49/00 Способ извлечения высоковязкой нефти и природного битума из залежи // Гуськова И.А., Хисамов Р.С., Нургалиев Р.З., Хаярова Д.Р., Захарова Е.Ф., Белошапка И.Е.: заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт». - № 2018118482; заявл. 18.05.2018; опубл. 18.07.2019, Бюл. №20.

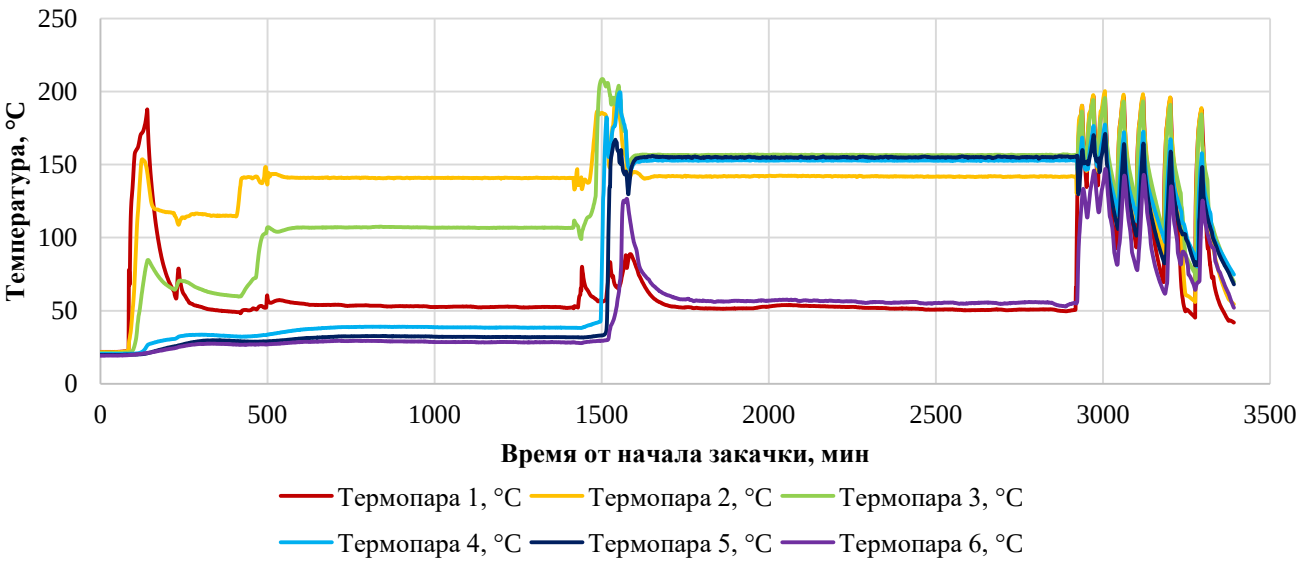
142. Белошапка, И.Е. Новые технологические решения в разработке месторождений природных битумов / И.Е. Белошапка // Сборник трудов 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – С.44-48.

143. Закиров, И.С. Совершенствование технологии пароциклической обработки скважин с площадным применением растворителя / И.С. Закиров, А.Т.

Зарипов, Е.Ф. Захарова, Д.К. Шайхутдинов, А.А. Бисенова, И.Е. Белошапка // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №9. – С. 102-106.

144. Шайхутдинов Д.К. Совершенствование системы разработки залежей сверхвязкой нефти Республики Татарстан в условиях высокой неоднородности нефтенасыщенного пласта: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук: 25.00.17 / Дамир Камилевич Шайхутдинов. – Бугульма, – 2018. – 24 с.

Приложение А



а – Зависимость температуры от времени

б – Зависимость перепада давления от времени

Рисунок А.1 - Результаты тестового эксперимента №2

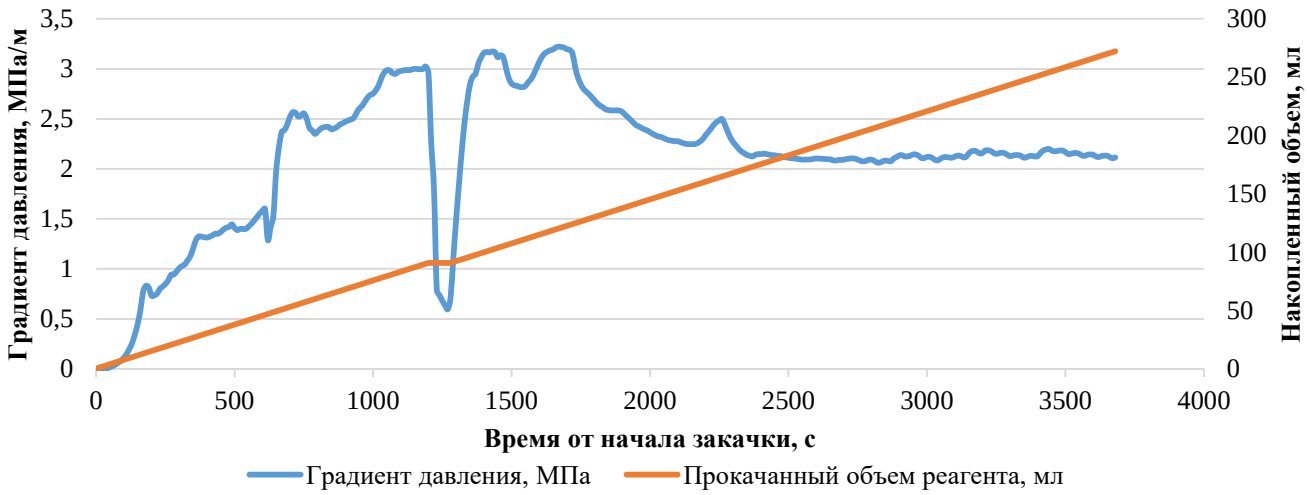
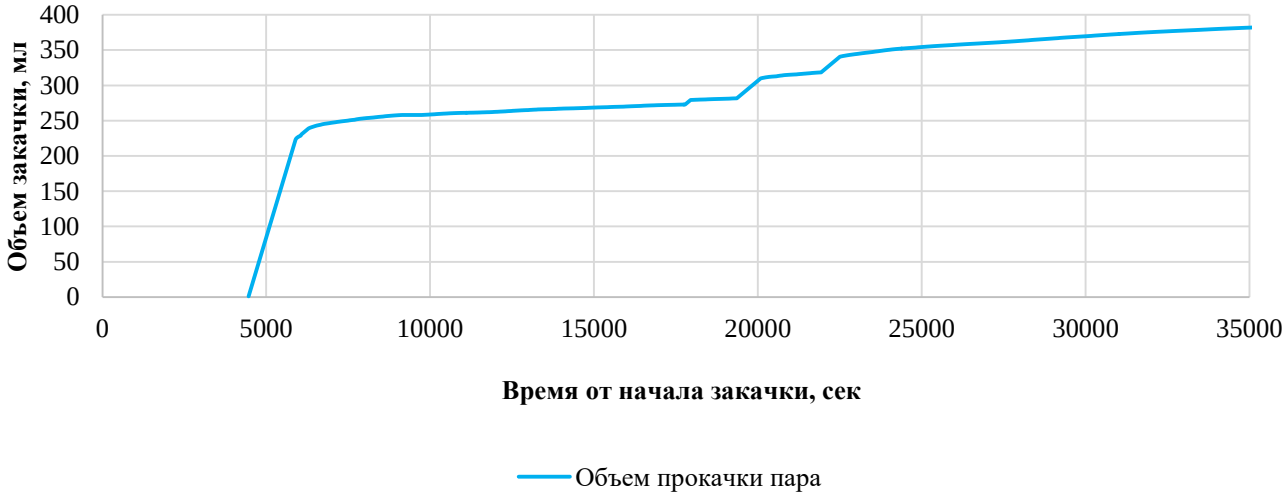


Рисунок А.2 - Результаты тестового эксперимента №3

а - Зависимость градиента давления от времени



б – Зависимость объёма закачанной в парогенератор воды от времени

Рисунок А.3 - Результаты тестового эксперимента №4

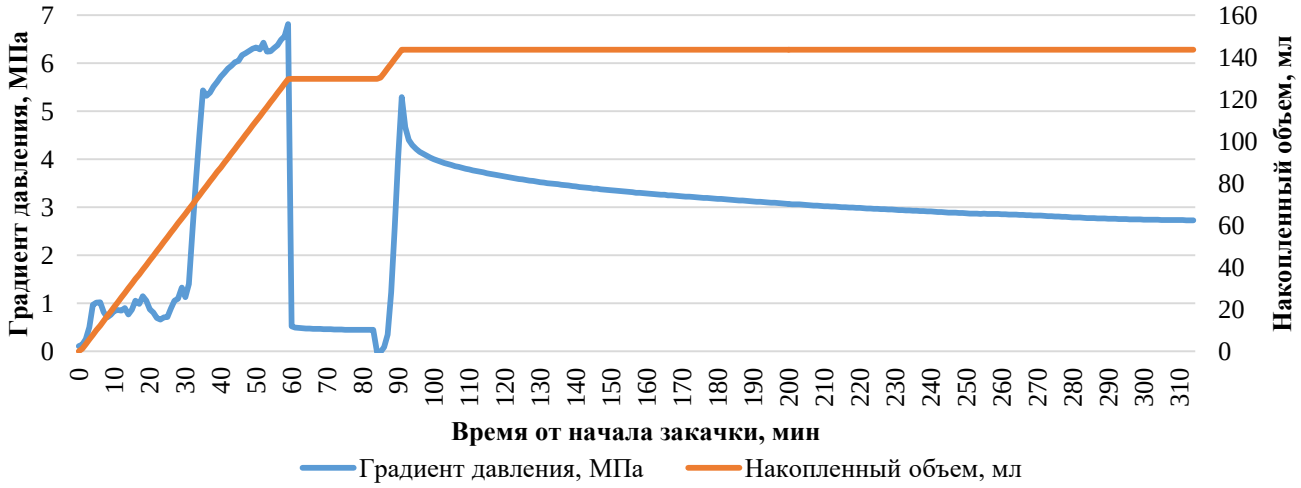
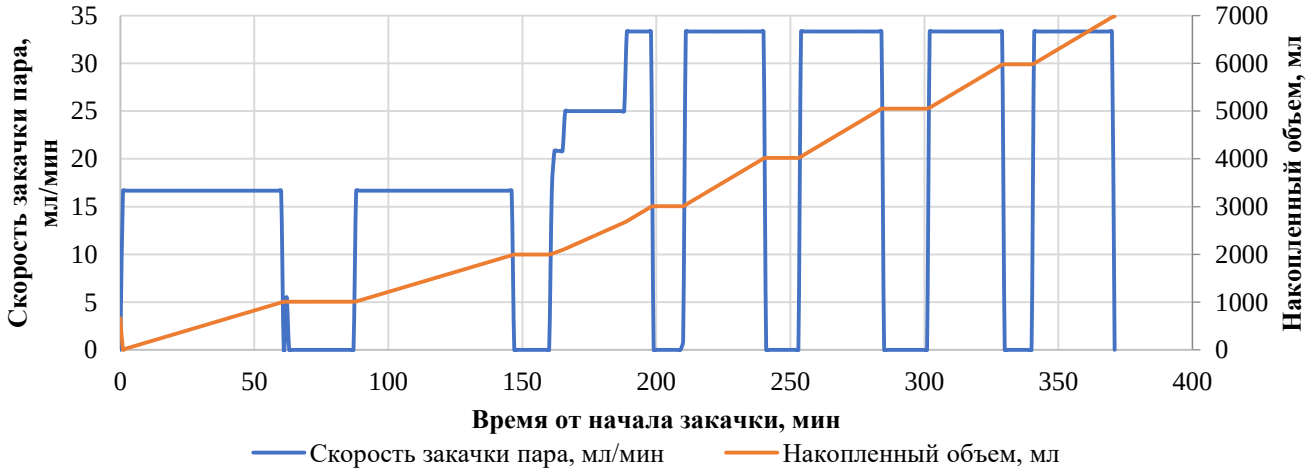


Рисунок А.4 - Результаты тестового эксперимента №6



б – Зависимость градиента давления и объема закачки пара от времени

Рисунок А.5 - Результаты тестового эксперимента №9

Рисунок А.6 - Результаты тестового эксперимента №10

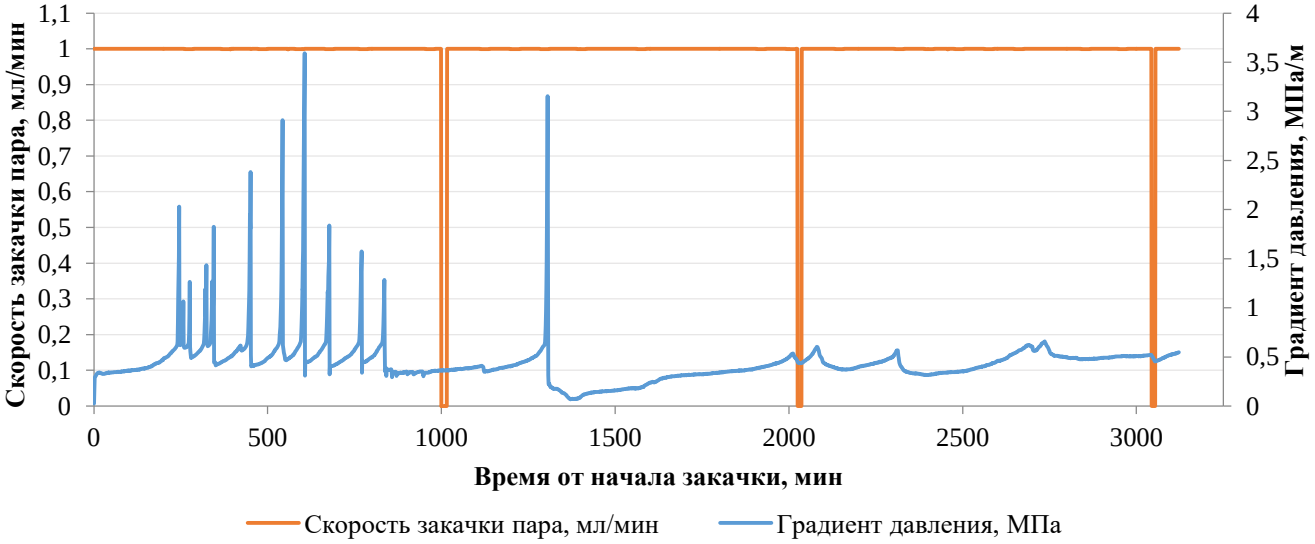


Рисунок А.7 - Результаты эксперимента №11

Рисунок А.8 - Результаты эксперимента №12

Рисунок А.9 - Результаты эксперимента №13

Рисунок А.10 - Результаты эксперимента №14

Рисунок А.11 - Результаты эксперимента №15

Рисунок А.12 - Результаты эксперимента №16

Рисунок А.13 - Результаты эксперимента №17

Рисунок А.14 - Результаты эксперимента №18

Рисунок А.15 - Результаты эксперимента №19